

**UCLV**  
Universidad Central  
"Marta Abreu" de Las Villas



**FIMI**  
Facultad de  
Ingeniería Mecánica  
e Industrial

## **Centro de Estudio de Energía y Tecnologías Ambientales**

### **TRABAJO DE DIPLOMA**

**Hibridación de energía solar térmica con biomasa cañera en las  
condiciones de Cuba: Caso de estudio UEB "George Washington"**

**Autor:** Frank Luis Villardefrancos Bello

**Tutor:** Dr. Idalberto Herrera Moya

Este documento es Propiedad Patrimonial de la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas, y se encuentra depositado en los fondos de la Biblioteca Universitaria “Chiqui Gómez Lubian” subordinada a la Dirección de Información Científico Técnica de la mencionada casa de altos estudios.

Se autoriza su utilización bajo la licencia siguiente:

**Atribución- No Comercial- Compartir Igual**



Para cualquier información contacte con:

Dirección de Información Científico Técnica. Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Carretera a Camajuaní. Km 5½. Santa Clara. Villa Clara. Cuba. CP. 54 830

Teléfonos.: +53 01 42281503-1419

# Resumen

En este trabajo se efectuó el dimensionamiento de un campo termo solar con tecnología de colectores cilindro parabólicos *EUROTrough-150*. Dicho campo se propone con el fin de inyectar energía solar al sistema termo-energético de la UEB "George Washington" y disminuir así el consumo de bagazo en la generación de vapor. La disminución en el consumo de bagazo permite acumular dicho combustible para extender los períodos de generación de energía eléctrica más allá del período de zafra. El diseño del sistema que se propone consiste esencialmente en elevar la temperatura del agua de alimentación a la caldera hasta 260 °C con energía solar. Para ello se realizó un estudio de la radiación solar directa incidente en la zona donde está ubicada la UEB, siendo esta idónea para la instalación de tecnologías de concentración solar. Se diseñó el campo solar y se calcularon las pérdidas inherentes a cada colector logrando un rendimiento global de aproximadamente 70%. Inciden sobre esta eficiencia las pérdidas geométricas, ópticas, térmicas y las condiciones meteorológicas del lugar. Se evaluaron las características del terreno para dimensionar el campo solar, cercanía a los recursos hídricos y a la red eléctrica nacional, lo que resulto adecuado para implementar esta tecnología. Se analizó un análisis económico y de impacto ambiental del esquema propuesto, encontrándose que es económicamente factible con un VAN de 34 millones de USD y una TIR del 30 % y un período de recuperación de la inversión de 9 años y 10 meses.

**Palabras clave:** campo termo solar, rendimiento global, radiación solar, impacto ambiental.

# Abstract

In this work, the dimensioning of a solar thermal field with parabolic trough collector technology EUROTrough-150 was carried out. This field is proposed in order to inject solar energy into the thermo-energy system of the UEB "George Washington" and thus reduce the consumption of bagasse in steam generation. The decrease in bagasse consumption allows the accumulation of such fuel to extend the periods of generation of electric power beyond the harvest period. The design of the proposed system consists essentially in raising the temperature of the feed water to the boiler up to 260 °C with solar energy. For this purpose, a study of direct solar radiation was carried out in the area where the UEB is located, being ideal for the installation of solar concentration technologies. The solar field was designed and the losses inherent to each collector were calculated achieving an overall yield of approximately 70%. The geometric, optical and thermal losses and the meteorological conditions of the place affect this efficiency. The characteristics of the UEB location were evaluated to dimension the solar field, proximity to water resources and the national electricity grid, which was adequate to implement this technology. An economic and environmental impact analysis of the proposed scheme was analyzed, finding that it is economically feasible with a NPV of USD 34 million and an IRR of 30% and an investment recovery period of 9 years and 10 months.

**Key words:** solar thermal field, global performance, solar radiation, environmental impact.

# Índice

|                                                                                         |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Introducción.....</b>                                                                | <b>1</b>  |
| <b>Capítulo 1: Revisión Bibliográfica .....</b>                                         | <b>4</b>  |
| <b>1.1 Ciclo termodinámico de la industria azucarera .....</b>                          | <b>4</b>  |
| <b>1.2 Concepto de bioeléctrica .....</b>                                               | <b>6</b>  |
| <b>1.3 Planta híbrida.....</b>                                                          | <b>6</b>  |
| <b>1.4 La energía solar.....</b>                                                        | <b>7</b>  |
| <b>1.5 Sistemas térmicos solares.....</b>                                               | <b>8</b>  |
| <b>1.5.1 Sistemas de torre central (STC) .....</b>                                      | <b>9</b>  |
| <b>1.5.2 Disco Parabólico (DP) .....</b>                                                | <b>10</b> |
| <b>1.5.3 Concentrador lineal Fresnel .....</b>                                          | <b>12</b> |
| <b>1.5.4 Colector cilíndrico parabólico (CCP) .....</b>                                 | <b>12</b> |
| <b>1.6 Orientación del colector cilíndrico parabólico (CCP) .....</b>                   | <b>16</b> |
| <b>1.7 Pérdidas en un colector cilíndrico parabólico (CCP) .....</b>                    | <b>17</b> |
| <b>1.7.1 Pérdidas geométricas .....</b>                                                 | <b>17</b> |
| <b>1.7.2 Pérdidas ópticas .....</b>                                                     | <b>17</b> |
| <b>1.7.3 Pérdidas térmicas .....</b>                                                    | <b>17</b> |
| <b>1.8 Rendimiento de un colector cilíndrico parabólico (CCP) .....</b>                 | <b>18</b> |
| <b>1.9 Diseños híbridos.....</b>                                                        | <b>18</b> |
| <b>1.10 Influencia de la industria azucarera en Cuba .....</b>                          | <b>22</b> |
| <b>1.11 Propuesta para la hibridación de la bioeléctrica con energía renovable.....</b> | <b>23</b> |
| <b>Conclusiones parciales .....</b>                                                     | <b>25</b> |
| <b>Capítulo 2: Materiales y Métodos.....</b>                                            | <b>26</b> |

|                                                                                                      |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>2.1 Cálculo del potencial solar en la zona de la UEB " George Washington "</b>                    | <b>26</b> |
| 2.1.1 Cálculo de la radiación solar directa                                                          | 26        |
| 2.1.2 Cálculo de la duración diurna del día (número de horas en que el sol está sobre el horizonte). | 27        |
| 2.1.3 Cálculo del rendimiento global del Colector Cilíndrico Parabólico (CCP)                        | 28        |
| 2.1.4 Pérdidas geométricas                                                                           | 29        |
| 2.1.5 Pérdidas ópticas                                                                               | 30        |
| 2.1.6 Pérdidas térmicas                                                                              | 31        |
| <b>2.2 Dimensionamiento del campo solar de la zona de la UEB " George Washington "</b>               | <b>33</b> |
| 2.2.1 Caracterización del terreno                                                                    | 34        |
| 2.2.2 Balance energético en el generador de vapor solar (GVS)                                        | 34        |
| 2.2.3 Cálculo del número de lazos                                                                    | 35        |
| 2.2.4 Caudal mínimo de circulación del HTF por cada lazo                                             | 36        |
| 2.2.5 Incremento de temperatura del HTF en un colector                                               | 37        |
| 2.2.6 Número de colectores necesarios por lazo                                                       | 37        |
| 2.2.7 Número de lazos en el campo solar                                                              | 37        |
| <b>2.3 Cálculo del impacto ambiental (toneladas de CO<sub>2</sub> dejadas de emitir en un año)</b>   | <b>38</b> |
| <b>2.4 Factibilidad económica del proyecto</b>                                                       | <b>38</b> |
| 2.4.1 Valor actual neto (VAN)                                                                        | 38        |
| 2.4.2 Tasa interna de retorno (TIR)                                                                  | 40        |
| 2.4.3 Período de recuperación de la inversión                                                        | 40        |
| <b>Conclusiones parciales</b>                                                                        | <b>41</b> |
| <b>Capítulo 3: Resultados y Discusión</b>                                                            | <b>42</b> |
| <b>3.1 Cálculo del potencial solar en la zona de la UEB "George Washington "</b>                     | <b>42</b> |

|                                                                                                                       |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>3.1.1 Cálculo de la radiación solar directa .....</b>                                                              | <b>42</b> |
| <b>3.1.2 Cálculo de la duración diurna del día .....</b>                                                              | <b>44</b> |
| <b>3.2 Cálculo del rendimiento global del Colector Cilíndrico Parabólico (CCP) .....</b>                              | <b>44</b> |
| <b>3.2.1 Pérdidas geométricas .....</b>                                                                               | <b>44</b> |
| <b>3.2.2 Pérdidas ópticas .....</b>                                                                                   | <b>45</b> |
| <b>3.2.3 Pérdidas térmicas .....</b>                                                                                  | <b>46</b> |
| <b>3.3 Dimensionamiento del campo solar .....</b>                                                                     | <b>47</b> |
| <b>3.3.1 Caracterización del terreno .....</b>                                                                        | <b>47</b> |
| <b>3.3.2 Balance energético en el intercambiador de calor.....</b>                                                    | <b>47</b> |
| <b>3.3.3 Cálculo del número de lazos .....</b>                                                                        | <b>48</b> |
| <b>3.3.3.1 Cálculo del caudal mínimo de circulación del fluido de transferencia de calor (HTF) por cada lazo.....</b> | <b>48</b> |
| <b>3.3.3.2 Incremento de la temperatura del HTF en un colector .....</b>                                              | <b>48</b> |
| <b>3.3.3.3 Número de colectores necesarios por lazo .....</b>                                                         | <b>49</b> |
| <b>3.3.3.4 Número de lazos en el campo solar.....</b>                                                                 | <b>49</b> |
| <b>3.3.4 Cálculo del ahorro de bagazo propiciado por el campo.....</b>                                                | <b>49</b> |
| <b>3.4 Cálculo del impacto ambiental (toneladas de CO<sub>2</sub> dejadas de emitir en un año) .....</b>              | <b>50</b> |
| <b>3.5 Factibilidad económica del proyecto .....</b>                                                                  | <b>50</b> |
| <b>3.5.1 Tasa interna de retorno (TIR) .....</b>                                                                      | <b>52</b> |
| <b>3.5.2 Valor actual neto (VAN) .....</b>                                                                            | <b>53</b> |
| <b>3.5.3 Período de recuperación (PR).....</b>                                                                        | <b>53</b> |
| <b>Conclusiones.....</b>                                                                                              | <b>54</b> |
| <b>Recomendaciones.....</b>                                                                                           | <b>55</b> |

# Introducción

Las tendencias en el aumento de las temperaturas medias y el consecuente calentamiento global son ya una amenaza para la vida, existen en el presente evidencias de sus impactos y Cuba no se encuentra exenta, ejemplo de ello son: Degradación de los suelos, (erosión, drenaje, salinidad, acidez, compactación, entre otros). Estos afectan grandes extensiones de superficie agrícola del país (Gaceta, 2007). También se ha visto más recientemente el aumento de la intensidad de los ciclones y la cantidad de estos que se forman anualmente. Un ejemplo de esto fue el huracán Irma que azotó la isla a finales del año 2017 siendo este de categoría 5 afectando a casi todo el territorio nacional causando grandes daños materiales. Papel protagónico en este resquebrajamiento de la salud del planeta lo tiene el uso indiscriminado de los combustibles fósiles. Actualmente la mayor parte de la generación de energía térmica en el mundo está basada en hidrocarburos provenientes del petróleo y gas natural cuyas reservas probadas permitirán satisfacer la demanda sólo para algunos años más ya que se cuenta con estudios que demuestran que las reservas de petróleo mundial solo constan con aproximadamente 15 mil millones de barriles lo necesario para satisfacer las necesidades de la población mundial por tan solo 50.6 años (Petroleum, 2018). Aun cuando hubiese suficientes recursos fósiles para cubrir la creciente demanda, el problema está relacionado con la contaminación, específicamente con las altas emisiones de CO<sub>2</sub> y muchos otros, que afectan seriamente el ecosistema.

Se han realizados esfuerzos importantes por parte de la comunidad internacional para la protección del medio ambiente como son el protocolo de Montreal, el protocolo de Kioto y el tratado de Paris. Bajo estos acuerdos internacionales es donde la tecnología relacionada con el aprovechamiento de la radiación solar se reconoce como una solución apropiada para la generación de energía térmica y eléctrica. Se debe recordar que la transformación de la radiación solar es la fuente primordial de las tecnologías renovables ya que el viento, olas, hidroeléctrica e incluso biomasa son resultado de la potencia proveniente del Sol. (Maxwell, 1994, Shilling, 2003)

Si bien las fuentes renovables de energía tienen gran potencial económico, sin olvidar desde luego su bajo impacto ambiental, hasta la fecha no han sido ampliamente explotadas y comercializadas. Lo anterior se debe principalmente al costo de inversión relativamente alto para desarrollar estas tecnologías. Además, estos sistemas no han tenido un mayor despliegue debido a la intermitencia y requerimientos de almacenamiento de energía, por lo que es común que se opte por fuentes convencionales. Sin embargo, en los sistemas con fuentes renovables, además de su bajo impacto ambiental, un punto que se debe considerar es el costo



de operación, ya que estas tecnologías no presentan consumo de combustible para su operación. Así, la amortización de los sistemas con fuentes renovables ocurre por el ahorro de los costos asociados al consumo de combustible. Dado que la energía solar en su forma primaria es gratuita, el reto es diseñar sistemas de captación y aprovechamiento que transformen esta energía con sistemas que sean económicos y fácilmente operables. Sin embargo, para el aprovechamiento de la energía solar se tiene como primera limitante su baja densidad de potencia comparada con los combustibles fósiles, por lo que se busca sistemas con elevada eficiencia de conversión. Otra limitante es su intermitencia, ya sea por el ciclo día-noche o bien por condiciones atmosféricas adversas como lluvia o nublados y por la estacionalidad.

En Cuba las energías renovables solo representan 4,6 por ciento de la generación eléctrica y el resto lo aportan los combustibles fósiles, de esto la industria azucarera aporta el 3,5 por ciento. Existe en Cuba un programa nacional de fuentes renovables de energía y eficiencia energética. El plan para elevar la eficiencia energética contempla que para 2030 un total de 25 ingenios generen un excedente de 872 MW, conectados a la red del Sistema Eléctrico Nacional. Para alcanzar este objetivo se modernizan los ingenios para transformarlos en modernas plantas bioeléctricas. Las inversiones estimadas están en el orden de los 1290 millones de dólares, que se pretenden obtener de diversas formas. (Gutiérrez, 2013)

Este trabajo tiene como propósito estudiar la integración de energía solar térmica con biomasa para la generación de energía eléctrica y térmica en los esquemas energéticos de las bioeléctricas en Cuba. Se tomará como caso de estudio la Unidad Empresarial de Base "George Washington" donde se evaluará incorporar al economizador de la caldera de vapor agua calentada por un campo solar compuesto por colectores cilíndrico parabólico prototipo *EUROTrough-150*. Se espera con la introducción de esta tecnología ahorrar bagazo, para que sea utilizado en la época pos zafra por la bioeléctrica que se prevé instalar allí. La caldera del Central basa su funcionamiento en utilizar como combustible el bagazo residual del proceso de la elaboración de azúcar.

### **Problema:**

La insuficiente biomasa cañera para que las bioeléctricas alcancen al menos 300 días de generación de energía al año, causa que los períodos de recuperación de la inversión en esta tecnología sean muy prolongados, siendo una posible solución la hibridación de biomasa cañera con energía solar térmica de concentración.

Se planteó la siguiente **hipótesis**:

Si se realiza un estudio de factibilidad de combinar la energía solar térmica con la biomasa cañera en las condiciones de Cuba se logrará economizar biomasa cañera

para que las bioeléctricas alcancen al menos 300 días de generación de energía al año y a la vez lograr que se reduzcan los períodos de recuperación de las inversiones de las bioeléctricas en el país.

Por todo lo antes expuesto y para la realización de este trabajo de ingeniería, se definió el siguiente **objetivo general**:

Estudiar la factibilidad de combinar la energía solar térmica de concentración con biomasa cañera para aumentar la generación de electricidad al menos 300 días al año en las bioeléctricas en Cuba.

Y como **objetivos específicos**:

- Determinar el potencial solar en la zona central del país para seleccionar la tecnología de concentración solar y el esquema más factible de hibridación en la bioeléctrica para las condiciones de Cuba.
- Realizar el dimensionamiento óptimo del campo solar térmico de concentración para inyectar energía al ciclo de las bioeléctricas proyectadas.
- Analizar la factibilidad de una propuesta de bioeléctrica híbrida biomasa-solar mediante el uso de indicadores económicos, como el costo nivelado de la energía generada, costo de inversión, VAN y TIR, así como el impacto ambiental causado por esta, para el caso de estudio UEB "George Washington"

# Capítulo 1: Revisión Bibliográfica

En este capítulo se realizó una recopilación, selección y análisis de la literatura consultada que constituye el marco teórico del trabajo. Se reconocieron las contribuciones de otros autores, buscándose una lógica entre los propósitos investigativos y el conocimiento que existe acerca del problema que se abordó.

## 1.1 Ciclo termodinámico de la industria azucarera

En la industria azucarera cubana al igual que en todo el mundo se emplea un ciclo de potencia de vapor, específicamente un ciclo Rankine con algunas desviaciones. Se consideran ciclos de potencia de vapor en los que el fluido de trabajo se evapora y condensa alternadamente. Asimismo, se analiza la generación de potencia acoplada con un proceso de calentamiento llamada cogeneración. La constante demanda de eficiencias térmicas más altas ha producido algunas modificaciones innovadoras en el ciclo básico de potencia de vapor. Entre éstos, se estudian ciclos con recalentamiento y regenerativo, así como ciclos combinados de potencia de gas y vapor. El vapor de agua es el fluido de trabajo usado para estos ciclos de potencia de vapor en la industria azucarera, debido a sus muchas y atractivas características, como bajo costo, disponibilidad y alta entalpía de vaporización. (Cengel, 2012)

El ciclo Rankine ideal simple consta de cuatro procesos que son los siguientes:

- 1-2 Compresión isentrópica en una bomba
- 2-3 Adición de calor a presión constante en una caldera
- 3-4 Expansión isentrópica en una turbina
- 4-1 Rechazo de calor a presión constante en un condensador

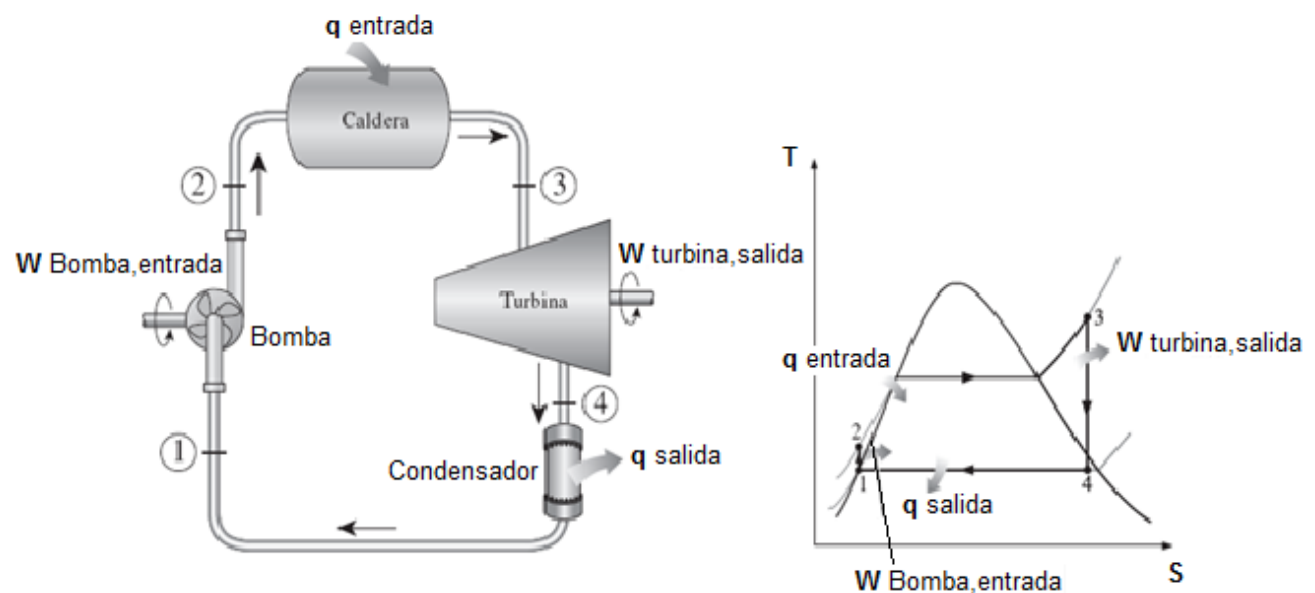


Figura 1. Ciclo Rankine ideal simple

En la industria azucarera este ciclo de potencia no se encuentra así del todo, puesto que se le realizan algunas modificaciones ya que el proceso es el que funciona como condensador del ciclo y en otros casos como es el de las bioeléctricas que se pretenden instalar se realiza un recalentamiento a la salida de la turbina de alta para luego ser insertado en una turbina de baja. También se colocan calentadores regenerativos con el fin de calentar el agua a la entrada de la caldera o como se plantea en este trabajo se puede hibridar con un campo termosolar que funcione como calentador del agua que entra a la caldera, todas estas medidas con el fin de aumentar la eficiencia del ciclo.

Al existir una generación de potencia en forma de energía eléctrica y una demanda de calor necesaria para el proceso de fabricación de azúcar el ciclo termodinámico pasa a ser un esquema de cogeneración, (Herrera, 2016) el cual se muestra en la figura siguiente:

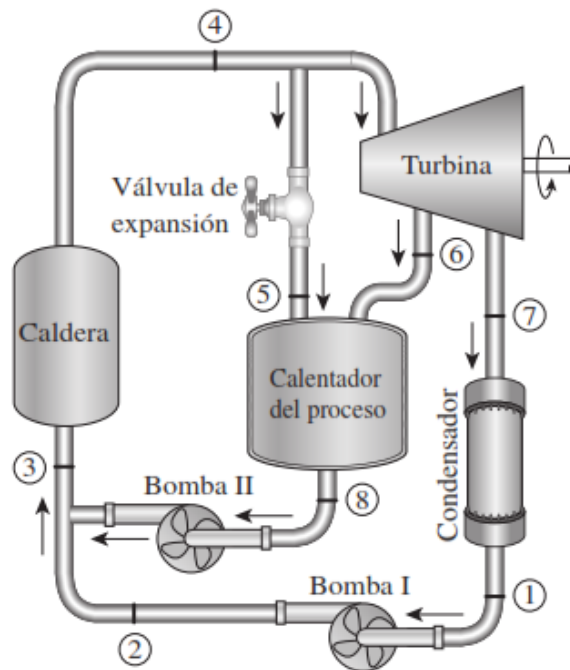


Figura 2. Ciclo de cogeneración

Lo centrales azucareros convencionales no presentan condensador la función de este la realiza netamente el proceso. Por lo que existe una equivalencia entre los flujos de vapor utilizados para la generación y los que se usan en el proceso, sin poder realizar un aumento considerable de estos, limitando así la generación de potencia eléctrica. En el caso de la bioeléctrica no ocurre así puesto que aumentan los parámetros del ciclo y con este los flujos de la sustancia termoportadora. Siendo necesaria la presencia de un condensador, ya que con el proceso no basta para

condensar las enormes cantidades de vapor y que luego puedan ser transportadas por las bombas así a la caldera.

## **1.2 Concepto de bioeléctrica**

Una bioeléctrica es una planta de cogeneración que se construye en un área aledaña al central, lo que facilita no detener las zafras durante el período de construcción y montaje. Su funcionamiento consiste en un ciclo Rankin con mejoras que consta de una caldera de alta presión, para el proceso de adición de calor, posteriormente se expande en una turbina de vapor y se realiza una extracción para el proceso, luego se condensa el vapor de escape de la turbina y se bombea nuevamente a la caldera. Cuando se realiza su puesta en marcha, opera abasteciéndose de todo el bagazo producido, residuos agrícolas y del condensado de vapor puro procedente de los equipos de calentamiento, evaporación y tachos provenientes de la fábrica de azúcar, a la que a su vez suministra el vapor de escape de los turbogeneradores para el proceso de fabricación del endulzante, así como la electricidad que necesita. El excedente eléctrico del proceso fabril del azúcar se vende al Sistema Eléctrico Nacional (SEN)(Salomón, 2018).

## **1.3 Planta híbrida**

Una planta híbrida se define como una planta que utiliza dos o más recursos energéticos en este caso solar y biomasa aprovechando las ventajas de cada uno y disminuyendo sus desventajas como, por ejemplo:

- Se mejora la eficiencia solar eléctrica
- Se eliminan los arranques y paradas de la turbina que limitan su eficiencia y encarecen su mantenimiento
- Se garantiza un suministro eléctrico independientemente del recurso solar. Ya no es necesario el uso de sistemas de almacenamiento para satisfacer la curva de demanda
- Los costes de inversión se reducen, se reducen los riesgos de inversión al estar garantizada la generación de electricidad. Adicionalmente se pueden aprovechar las instalaciones ya existentes. La reducción en los costes permite operar en lugares con menor radiación solar.

Sin embargo, las plantas híbridas presentan incertidumbre sobre su comportamiento a lo largo del tiempo debido a la variabilidad temporal del recurso solar, de la demanda eléctrica y del solapamiento de ambos. Es necesario establecer cómo se van a comportar las instalaciones a lo largo de un año y de este modo poder determinar su idoneidad bajo unas condiciones de radiación y de demanda eléctrica dependientes del tiempo.(Rodríguez, 2015)

Los principales componentes que forman parte de una planta híbrida solar-biomasa se distinguen como el bloque solar, el bloque de potencia y la hibridación

**Bloque solar:** Es donde la energía del sol es convertida en energía térmica. La tecnología solar empleada depende del rango de temperaturas de operación de la planta híbrida. Es necesario que sean compatibles con las del bloque de potencia.

**Bloque de potencia:** es el ciclo termodinámico que convierte la energía térmica en eléctrica

**Hibridación:** es el modo en que el bloque de potencia y el bloque solar son conectados.

### 1.4 La energía solar

El Sol es un enorme reactor de fusión nuclear formado por una esfera de materia gaseosa caliente de 1,39 millones de kilómetros de diámetro, que constituye la principal fuente de energía para la Tierra, situada a una distancia media de  $149 \cdot 10^6$  km. Debido a la radiación solar, la temperatura en la superficie terrestre es alrededor de  $250^\circ\text{C}$  superior a la temperatura que habría en la superficie si ésta dependiera solo del calor interno. El Sol radia continuamente una potencia de  $3,8 \cdot 10^{23}$  kW, de los cuales la Tierra intercepta  $1,7 \cdot 10^{14}$  kW. La energía solar recibida en la atmósfera exterior de la Tierra en un año se conoce con el nombre de SERPY (*Solar Energy Received Per Year*) y corresponde a  $1,55 \cdot 10^{15}$  MWh, cantidad que equivale aproximadamente a 12000 veces la energía consumida en el mundo, si se tienen en cuenta los datos publicados de producción y consumo energético mundial durante el año 2005 (Petroleum, 2006). De la radiación recibida en la superficie exterior, el 30% se refleja al espacio, el 47% es absorbido por la atmósfera, mares y tierra para mantener la temperatura ambiente, y el restante 23% se usa para mantener la convección atmosférica y el ciclo hidrológico. (Rojas, 2013)

La radiación solar fuera de la atmósfera tiene un valor constante de unos 1300 W/m denominándose constante solar. Sin embargo, toda esta energía no puede ser aprovechada debido a diferentes fenómenos que se interponen en su camino desde el Sol hasta la superficie terrestre. Al atravesar la atmósfera, las nubes dispersan la radiación separándola en radiación directa y difusa. Las sombras causadas por objetos próximos también contribuyen a atenuar el valor de la radiación. Finalmente, el hecho de que la dirección del Sol y la superficie captadora no sea la misma, también influye en la disminución de la constante solar. Todos estos factores hacen que la energía que llega a la Tierra sea de unos 1000 W/m en un día claro, a las 12 horas del mediodía solar y a nivel del mar. Esta energía no es suficiente para alcanzar las temperaturas que se requieren, por lo que se utilizan elementos concentradores. La energía solar tiene muchas aplicaciones donde ser utilizada. Estas actividades se clasifican en tres grupos: generación térmica, generación de trabajo y generación de frío. El primer grupo contiene la generación de calor para calefacción, agua caliente

sanitaria (ACS), desecación y refrigeración. Dentro de esta división existen diferencias según la temperatura alcanzada. Podemos distinguir procesos de baja temperatura que usan colectores planos para ACS hasta 60°C, procesos de media temperatura para calefacción y producción de frío, y procesos de alta temperatura en la industria. La generación térmica también incluye la arquitectura bioclimática. La generación de trabajo se puede dar de forma térmica y de forma fotovoltaica. Los parques de heliostatos o concentradores cilíndrico-parabólicos producen vapor que se utiliza en ciclos de potencia, mientras que los paneles fotovoltaicos convierten la luz en electricidad por medio de semiconductores. Por último, la generación de frío se produce por medio de máquinas de absorción.

Las tecnologías usadas para este tipo de energía son: colectores planos para calefacción y ACS, concentración en torre, discos parabólicos, colectores cilíndricos parabólicos y colectores Fresnel para la producción de electricidad. Más adelante se explicarán con más detalle todas estas tecnologías.

La principal ventaja con la que cuenta la energía solar es que se trata de un recurso inagotable que está al alcance de todos, pero uno de los problemas de esta reside que la demanda no coincide con la producción. Para ajustar la demanda a la producción se hace necesario el uso de sistemas de almacenamiento. Otro problema a tener en cuenta es la intermitencia del recurso solar. A lo largo del año hay numerosos días en los que las nubes impiden el correcto aprovechamiento de la energía solar. La solución a este problema es la instalación de un sistema de apoyo consistente generalmente en una caldera auxiliar operada con un combustible fósil. De este modo se puede prescindir de los sistemas de almacenaje (Paredes, 2012).

### **1.5 Sistemas térmicos solares**

El objetivo esencial de cualquier sistema térmico solar es captar la radiación que proviene del sol para transformarla en energía térmica de un fluido y transportarla de la manera más económica y eficaz posible a un usuario. Las aplicaciones del aprovechamiento solar pueden ser directas, en forma de calor, o bien indirectas, utilizando este calor para obtener trabajo mecánico en un eje y finalmente electricidad. Entre las tecnologías existentes, hay tres que destacan por su grado de desarrollo: los sistemas de colectores cilindro parabólicos (CCP), los sistemas de receptor central (SRC) o sistemas de torre central (STC), y los discos parabólicos (DP) o más propiamente, paraboloides de revolución. También existen los sistemas de concentradores lineales Fresnel (CLF), que a pesar de no estar ampliamente desarrollados en cuanto a tecnología se refiere, merecen una mención. Aunque los campos de aplicación de los Sistemas Termo-solares de Concentración (CSTS) son diversos, es en los campos de generación de electricidad, vapor de proceso o de ambos simultáneamente, donde estos sistemas han alcanzado su mayor grado de desarrollo, dando lugar a Centrales Energéticas Termo-solares (CETS). Las CETS son, entre los sistemas basados en el aprovechamiento de las energías renovables, uno de los de mayor potencial de contribución a la satisfacción de la demanda

energética, especialmente en las regiones situadas en el llamado “*cinturón solar*”, que son aquellas que se encuentran entre las latitudes 35° norte y 35° sur (Paredes, 2012).

### 1.5.1 Sistemas de torre central (STC)

Este sistema se caracteriza porque el conjunto colector está compuesto por un grupo, más o menos numeroso, de concentradores planos individuales llamados heliostatos, los cuales dirigen la radiación solar concentrada hacia un receptor central situado en lo alto de una torre. Por tanto, la concentración de la radiación se produce en tres dimensiones, por lo que el valor de la razón de concentración es muy elevado, así como las temperaturas que se alcanzan, pudiendo llegar éstas a los 1500 °C.

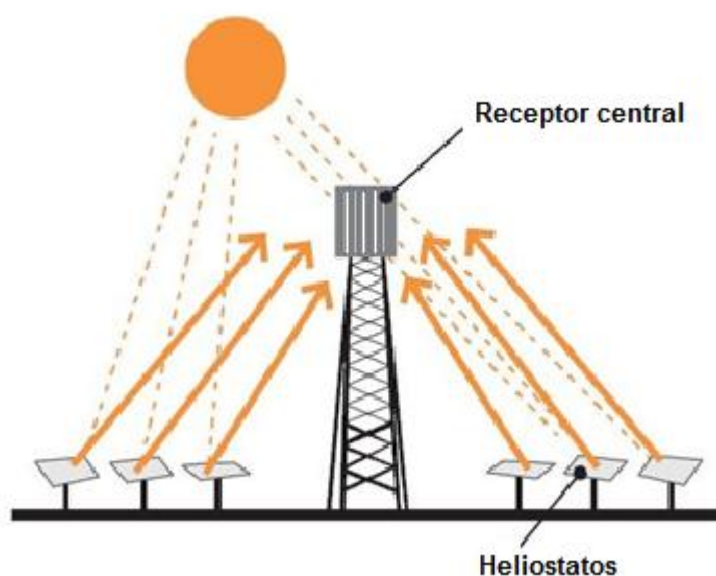


Figura 3. Esquema de un STC

Fuente: Greenpeace

A parte de los componentes principales del sistema, que se detallan más adelante, para un correcto funcionamiento del sistema, se requieren una serie de equipos y sistemas auxiliares, como el sistema de caracterización de imágenes, blancos lambertianos para evaluación de imágenes, ajustes de offsets, etc.

**El sistema colector:** El heliostato es, junto con el receptor, uno de los componentes que representa mayor importancia dentro del sistema, llegando a suponer hasta un 60 % del coste total de la parte solar. Su función es la de captar la radiación solar y redirigirla hacia el receptor.

Está compuesto básicamente por una superficie reflectante –espejos de vidrio como los de los CCP's, además de una estructura soporte, mecanismos de movimiento y un sistema de control.

En cuanto al tamaño, existen de varias dimensiones, desde 40 o 50 m<sup>2</sup>, hasta su evolución a los 150 m<sup>2</sup>. Aunque actualmente se tiende a los heliostatos más



pequeños, pues suponen una simplificación y abaratamiento en los procesos de transporte, instalación y puesta en servicio. El campo de heliostatos en relación al receptor está condicionado en gran parte por la orografía del terreno, por el tamaño de la planta y por la disposición del receptor. Las dos formas clásicas de colocar los heliostatos son:

- Campo circundante: heliostatos alrededor de la torre
- Campo Norte-Sur: heliostatos a un lado de la Torre. La orientación dependerá de en qué latitud se encuentre el emplazamiento.

No obstante, existen otras disposiciones que tratan de aprovechar la orografía del terreno (por ejemplo, una ladera orientada al Sur), o usan un concentrador secundario para evitar los inconvenientes derivados de situar el receptor sobre una torre.

**La torre:** La función de la torre es la de servir de soporte al receptor, que normalmente debe situarse a una cierta altura sobre el nivel del campo de heliostatos para reducir las sombras y bloqueos entre éstos, y a diversos elementos auxiliares (blancos lambertianos, sistemas de medida, etc.). Hasta hoy, las torres construidas han sido de estructuras metálicas o de hormigón.

**El receptor:** Es el dispositivo donde se produce la conversión de la radiación solar concentrada, en energía térmica.

### 1.5.2 Disco Parabólico (DP)

Los sistemas de discos parabólicos se componen básicamente en un reflector o en un conjunto de reflectores, que tienen forma de paraboloide de revolución. Además, poseen un receptor situado en el foco puntual de dicho paraboloide, y de un sistema de generación eléctrica compacto (un motor o una turbina más un alternador). Por lo general, receptor y sistema de generación suelen formar parte de un mismo conjunto. El principio de funcionamiento es el mismo que para los CCP's, es decir, la radiación concentrada por el paraboloide incide sobre el receptor, donde se convierte en energía térmica (pudiendo alcanzar los 1500 °C que permite generar electricidad. Los elementos principales del colector Disco Parabólico son los siguientes:

**Concentrador:** La forma de la superficie reflexiva en este tipo de sistema, es la de un paraboloide de revolución, cuyo tamaño depende de la potencia nominal y de la energía que se desea generar en un determinado tiempo y bajo unas condiciones de radiación determinadas.

**Receptor:** Es un sistema de discos parabólicos que tienen dos funciones fundamentales, por un lado, la de absorber la radiación solar reflejada por el concentrador, y por el otro transferir la energía absorbida al fluido de trabajo de la máquina asociada. Hasta la fecha existen dos tipos de reflectores: tubos directamente iluminados por la reflexión de los rayos, y receptores de reflujo.

**Sistema de Seguimiento:** Con objeto de seguir la posición del sol en todo momento, los discos parabólicos realizan un seguimiento de éste en dos ejes. Se realiza según dos tipos de montaje:

- Seguimiento en acimut-elevación, en el que el movimiento se realiza según dos ejes, el vertical y el horizontal.
- Seguimiento polar, en el que el movimiento en un eje es muy lento, pues solo se debe seguir las variaciones estacionales del sol, y el movimiento en el otro eje es a velocidad constante.

Actualmente, el uso de discos parabólicos para generar electricidad se encuentra en fase de desarrollo en algunas plantas experimentales como la de Planta Solar de Almería, pero la falta de fiabilidad y su elevado coste, constituyen los principales obstáculos para su introducción real en la generación eléctrica. En cambio, atendiendo a la misma forma estructural y con el mismo principio de reflexión en un foco puntual del paraboloide de revolución, es muy común encontrar, a nivel particular, cocinas solares.

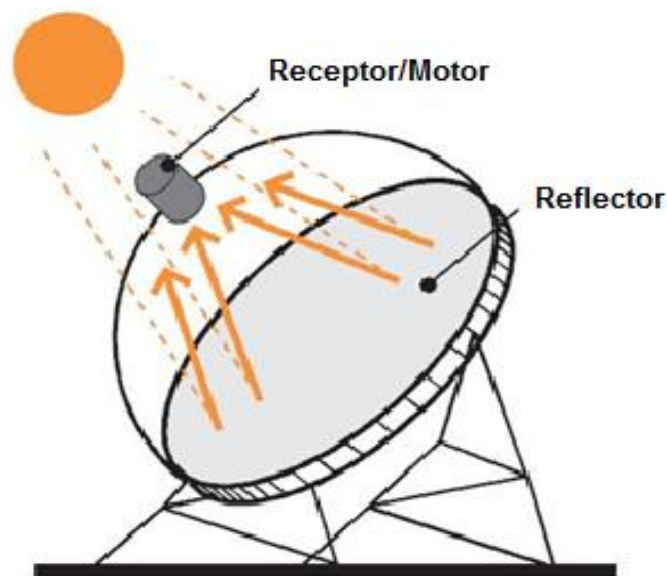
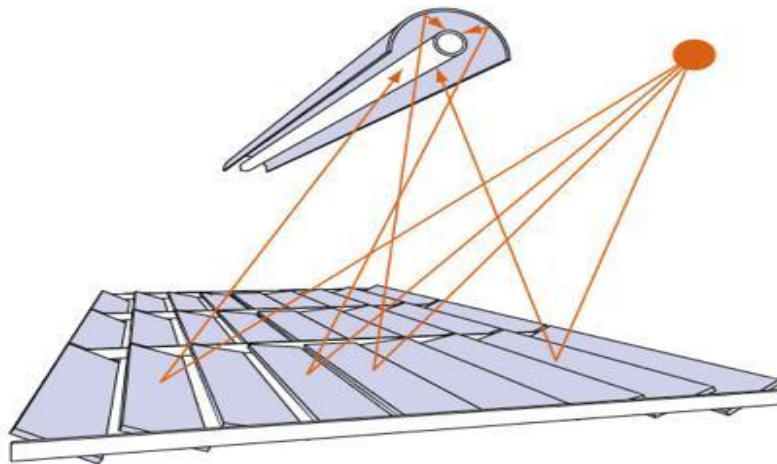


Figura 4. Esquema de un Disco Parabólico Fuente: Greenpeace

### 1.5.3 Concentrador lineal Fresnel

Esta tecnología es la más nueva de las cuatro que actualmente hay disponible para los sistemas solares de concentración. Son captadores de foco lineal, en los que largos reflectores que poseen ejes de giros independientes y paralelos reflejan la radiación solar directa sobre un tubo receptor situado sobre ellos. Es la tecnología más joven de las cuatro descritas, por lo que existen actualmente solo dos plantas comerciales en funcionamiento, con una potencia eléctrica total de 6,4 MWe.



*Figura 5. Concentrador Lineal Fresnel*

### 1.5.4 Colector cilíndrico parabólico (CCP)

Esta tecnología cilindro-parabólica basa su funcionamiento en seguimiento solar y en la concentración de los rayos solares en unos tubos receptores de alta eficiencia térmica localizados en la línea focal de los cilindros. En estos tubos, un fluido **transmisor de calor**, tal como aceite sintético es calentado aproximadamente a 400°C por los rayos solares concentrados. El aceite es bombeado a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado. El calor presente en este vapor, se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor convencional. Los colectores cilindro-parabólicos, se emplean más a escala industrial de 10 a 100 MW para la generación de energía eléctrica en un campo solar y en un sistema de potencia. En el campo solar, la energía de la radiación solar se transforma en **energía térmica** en una serie de filas paralelas de colectores cilindro-parabólicos cada uno de ellos con seguimiento solar. La eficiencia, durabilidad y costo de una central con colectores cilindro-parabólicos depende fuertemente de la estructura y robustez del colector. Un módulo colector, generalmente compuesto de elementos de 12 m de largo conectados en serie, puede tener hasta 150 m de longitud. Sus espejos parabólicos reflejan la radiación solar y la concentran sobre un tubo absorbente en su línea focal (Sebastián, 2011).

A principios del siglo pasado (1912), la primera planta de canal parabólico fue construida en Meadi, Egipto, para bombeo de agua. Con 79 plantas 3142,5 MW instalados, esta tecnología es la más madura de las tecnologías CSP (más de 100 años de experiencia en operación) (GESIME, 2014).

Las primeras centrales con colectores cilindro-parabólicos operan comercialmente en California desde 1985. En este periodo de tiempo, han generado más de doce mil millones de kilowatts hora de electricidad, lo que es suficiente para suministrar electricidad a aproximadamente doce millones de personas durante un año. Al igual que en centrales térmicas con combustibles convencionales y también en centrales nucleares, la corriente se genera en las centrales solares térmicas con una turbina a vapor y un generador acoplado (Martín, 2017).

El Sistema de Generación de Energía solar (en inglés: *Solar Energy Generating System*, SEGS) es un conjunto de nueve plantas con una capacidad total de 350 MW. Actualmente es el sistema solar operacional más grande (tanto del tipo termal o no). La planta Nevada Solar *One* tiene una capacidad de 64 MW. Están en construcción las plantas Andasol 1 y 2 en España, cada planta tiene una capacidad de 50 MW, sin embargo, estas plantas son de un diseño que tiene un sistema de almacenamiento de calor que requiere un terreno con colectores solares mayor en relación al tamaño del que debería tener para su generación. El almacenamiento de calor permite una mejor utilización de las turbinas de vapor. Con una operación diurna y parcialmente nocturna, la turbina de vapor de Andasol 1 con una capacidad de punta de 50 MW produce más energía que Nevada Solar *One* con una capacidad de punta de 64 MW, debido al sistema de almacenamiento de calor y un terreno de colectores más grande que posee la planta de Andasol 1. (<http://www.wikipedia.org>, 2017).

Existía la propuesta de instalar 553 MW adicionales en el Mojave *Solar Park*, California (David, 2007) pero este proyecto fue cancelado en el año 2011. También IBERDROLA (2013) puso en marcha en Egipto la central de Kuraymat, de 150 megavatios (MW) de potencia. Se trata de una instalación pionera en el mundo, dado que incorpora una tecnología que utiliza de forma combinada el gas y la energía solar, lo que contribuye a disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub> y a mejorar el rendimiento global de la planta. También se generan 25 MW de vapor como aporte para una planta de gas en Hassi R'mel, Argelia ([www.solarbuzz.com](http://www.solarbuzz.com), 2016).

El gobierno de India ha comenzado a desarrollar una iniciativa llamada Jawaharlal Nehru *National Solar Mission* (también conocida como la misión solar nacional) para resolver el problema de abastecimiento de energía eléctrica (<http://www.wikipedia.org>, 2017).

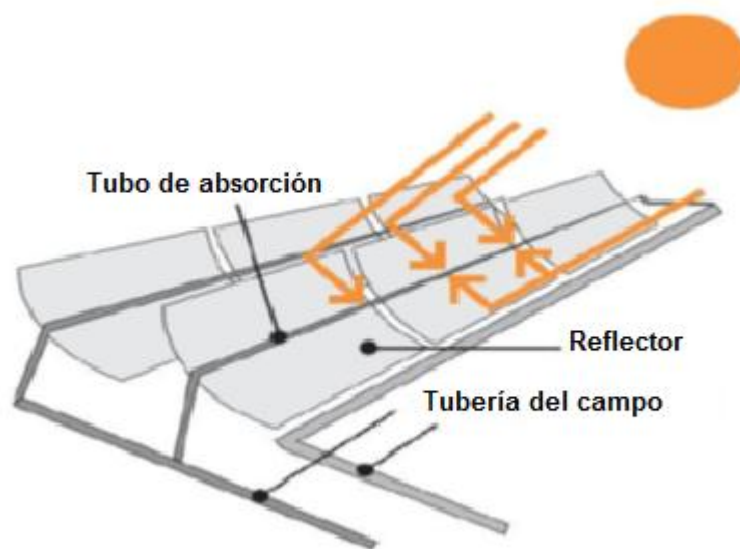


Figura 6. Esquema de un CCP

Fuente: Greenpeace

En la figura 6 se pueden ver los elementos principales del conjunto del colector, de forma más detallada se definen del siguiente modo:

**El Reflector Cilíndrico Parabólico:** su misión es la de reflejar y concentrar sobre el Receptor la radiación solar directa incidente sobre la superficie. A grandes rasgos es un espejo curvo que forma en una de sus dimensiones una parábola, de forma que concentra sobre su línea focal toda la radiación reflejada. Entre los materiales usados para la reflexión, encontramos plásticos recubiertos con películas de plata o aluminio, chapas metálicas, o el más usado: vidrios sobre los que se depositan una capa de plata junto con un protector de base de cobre y pintura epoxi.

**El tubo de absorción o Receptor:** El tubo absorbedor consta de dos tubos concéntricos separados por un espacio de vacío. El tubo interior, por el que circula el fluido calo-portador es metálico y el exterior es de cristal.

El tubo interior es tratado con un recubrimiento metálico selectivo, que puede consistir en una fina capa de cromo, níquel, cobalto o algún otro acabado logrado por *Sputtering* o Deposición Física de Vapor (PVD, por sus siglas en inglés). Dicho recubrimiento otorga al tubo sus propiedades útiles para éste uso, elevada absorptividad a lo largo de todo el espectro solar y una baja emisividad en el espectro infrarrojo, lo cual se traduce en un elevado rendimiento térmico. El tubo exterior de vidrio cumple dos propósitos de igual importancia, el primero es proteger el recubrimiento selectivo del tubo interior y minimizar las pérdidas térmicas por convección. Para aumentar el rendimiento óptico del captador es común la utilización de un tratamiento antirreflexivo en ambas caras del tubo de vidrio que logra mejorar

la transmisividad Para lograr mantener el vacío necesario entre los dos tubos se suele soldar cada tubo, el de vidrio y el de metal, por separado a un fuelle metálico que soporta las diferentes dilataciones de cada material al variar la temperatura. Con esto se logra flexibilizar la unión entre los dos tubos evitando grietas por las que pudiera ingresar aire al vacío. Otro mecanismo que se utiliza para mantener el vacío son los llamados *getters* en inglés, que son colocados en el vacío debido a su propiedad de reaccionar químicamente o por absorción con cualquier molécula de gas que pudiera penetrar al espacio confinado, atrapándolo y así manteniendo el espacio libre de cualquier elemento.

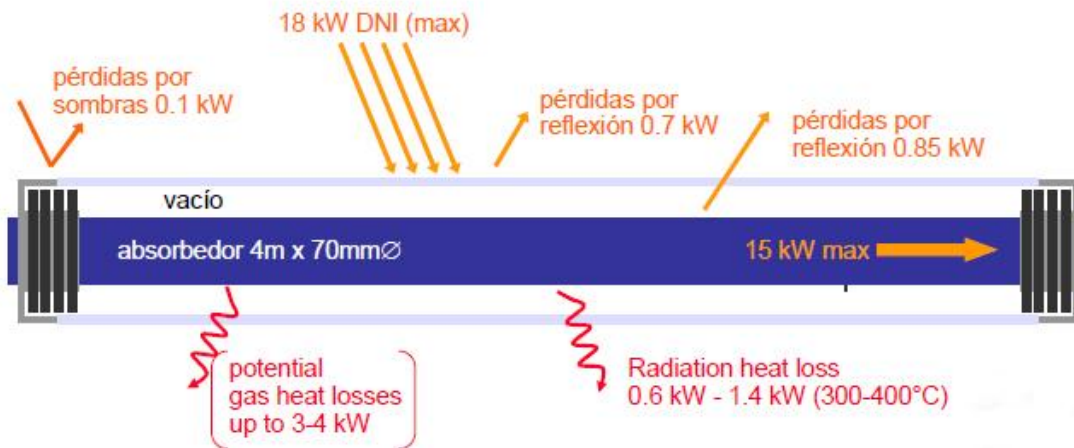


Figura 7. Esquema del tubo de absorción o Receptor

**El Sistema de Seguimiento Solar:** El seguimiento del Sol se hace con el objetivo de aprovechar la mayor parte de horas posibles de luz, de forma que la radiación solar llegue lo más perpendicularmente posible al colector y se mantengan en el foco lineal continuamente. Los CCP's pueden tener seguimiento a dos ejes o a un único eje. Normalmente el seguimiento se realiza a un eje pues mecánicamente es más sencillo, esto implica menos costos y menores pérdidas térmicas por no haber tuberías pasivas. La orientación puede ser Norte-Sur o Este-Oeste. Los mecanismos de accionamiento que mueven al colector pueden ser eléctricos (apropiado para equipos pequeños), hidráulicos (para lazos de colectores) y mecánicos (reloj de pesas) (Paredes, 2012).

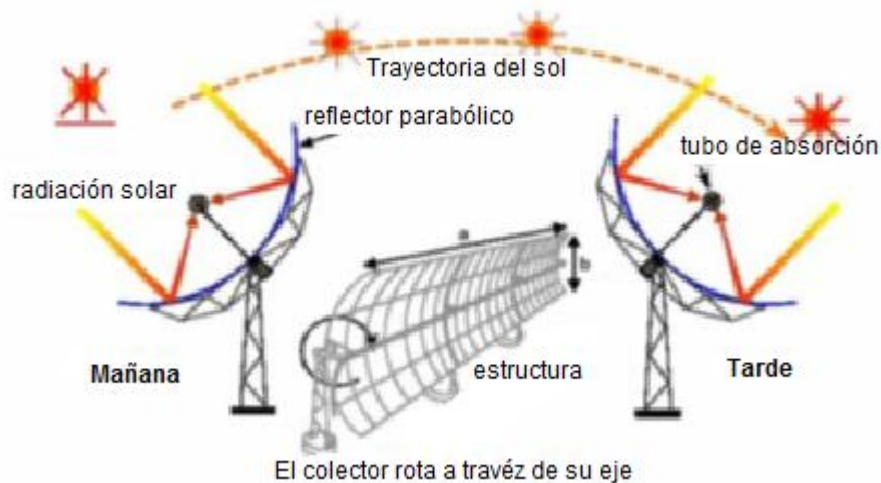


Figura 8. Esquema del seguimiento solar a un eje de un CCP Fuente: Greenpeace

**Cimentación y estructura metálica:** La cimentación soporta los colectores y los fija al suelo de forma que el conjunto estructural soporte las cargas para las que fue diseñado. La misión de la estructura metálica del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que hacer de interface con la cimentación del propio colector (Hidalgo, 2012).

La tecnología cilindro parabólica es una tecnología limpia, madura y con un extenso historial que demuestra estar preparada para la instalación a gran escala. Esta tecnología lleva siendo instalada a nivel comercial desde los años 80 con un excepcional comportamiento. Desde entonces, ha experimentado importantes mejoras a nivel de costes y rendimientos. Actualmente hay más de 1 GWe en operación, más de 800 MWe en construcción y más de 2 GWe en promoción a nivel mundial. Por lo que es esta la tecnología más segura a aplicar.

### 1.6 Orientación del colector cilíndrico parabólico (CCP)

Los captadores cilindro parabólicos suelen estar instalados en los campos solares de tal manera que sus ejes de rotación queden orientados bien Norte-Sur, o bien Este-Oeste. Con la configuración Este-Oeste las variaciones estacionales suelen ser pequeñas, permitiendo tener un aporte térmico más estable durante el año a costa de perder parte de la energía anual disponible. Con la configuración Norte-Sur esa energía anual suministrada es optimizada al máximo, con el punto en contra de tener variaciones estacionales mucho mayores que con la configuración Este-Oeste, que en ocasiones y dependiendo de la latitud y de las condiciones atmosféricas del emplazamiento, pueden suponer relaciones de 3 a 1, entre verano e invierno. En el caso de la planta Termo solar acoplada al economizador de la caldera para la producción de electricidad de la UEB "George Washington" se ha realizado el diseño atendiendo al criterio de maximización del aporte energético anual, por lo que la configuración elegida es la Norte-Sur.

## 1.7 Pérdidas en un colector cilíndrico parabólico (CCP)

Cuando la radiación solar alcanza la superficie de un colector parabólico, se pierde una cantidad importante de ella debido a diferentes factores. El total de las pérdidas se puede dividir en tres grupos:

**1.7.1 Pérdidas geométricas:** Provocan la disminución del área efectiva de captación solar de los colectores. En un CCP se dividen en pérdidas debidas a la posición relativa de los colectores entre sí, los cuales se pueden dar sombra unos a otros; y las pérdidas inherentes a cada colector, que son motivo del ángulo de incidencia, el cual provoca que en los extremos del colector haya una pérdida de superficie reflexiva útil. La existencia del ángulo de incidencia también afecta a los valores de la reflectividad, absortividad y transmisividad, ya que estos parámetros presentan su valor máximo cuando el ángulo de incidencia es  $0^\circ$  (Hidalgo, 2012).

**1.7.2 Pérdidas ópticas:** Se deben a imperfecciones en los materiales que componen el colector: la superficie del concentrador no es un reflector perfecto, ni el vidrio del tubo absorbedor es completamente transparente, ni el recubrimiento selectivo del tubo metálico es un absorbedor perfecto. Los cuatro parámetros que intervienen en las pérdidas ópticas de un canal parabólico son la reflectividad de los espejos parabólicos, la absortancia del tubo metálico, la transmitancia de la cubierta de vidrio y el factor de interceptación (Hidalgo, 2012).

- Reflectancia,  $\rho$ : no toda la energía incidente es reflejada hacia el tubo absorbedor.
- Absortancia,  $\alpha$ : cantidad de radiación que absorbe la superficie selectiva del tubo metálico.
- Transmitancia,  $\tau$ : de aquella radiación que intercepta el tubo de vidrio, solo una parte consigue atravesarlo.
- Factor de interceptación,  $\gamma$ : no toda la radiación reflejada por los espejos acaba incidiendo sobre el tubo absorbedor. Las causas son diversas, imperfecciones en los espejos, un mal posicionamiento de los colectores, etc.

**1.7.3 Pérdidas térmicas:** Principalmente se encuentran asociadas a dos elementos del sistema: el tubo absorbedor y las tuberías de fluido térmico. Las pérdidas asociadas están formadas por pérdidas por conducción, por convección y por radiación de los diferentes medios que conforman el conjunto del tubo absorbedor, es decir, por el tubo metálico, la cubierta de cristal, y la atmosfera. De manera que, la potencia térmica disipada en el colector equivale a la suma de las pérdidas térmicas en el receptor y las pérdidas térmicas en las tuberías por donde circula el fluido térmico (HTF) (Hidalgo, 2012).



### *Pérdidas térmicas en el aceite térmico (HTF)*

Las pérdidas térmicas asociadas al tubo absorbedor, ( $Perd_{colect}$ ) se deben a la diferencia de temperaturas entre éste y el ambiente, pudiendo ser por conducción, por radiación y por convección desde el tubo absorbedor al ambiente. Aunque cada una de estas pérdidas podría calcularse aplicando las ecuaciones que rigen los mecanismos de transferencia de calor antes mencionados, en la práctica, las pérdidas térmicas globales en un colector se cuantifican mediante ecuaciones experimentales (Hidalgo, 2012).

### **1.8 Rendimiento de un colector cilíndrico parabólico (CCP)**

Como consecuencia de todas las pérdidas ópticas, geométricas y térmicas que existen en un CCP, la energía térmica útil que da un CCP es menor que la que daría en condiciones ideales, cuando no existieran dichas pérdidas.

En un CCP se suelen definir tres rendimientos diferentes y un parámetro:

I) Rendimiento óptico con un ángulo de incidencia de  $0^\circ$  (rendimiento óptico pico): Tiene en cuenta todas las pérdidas ópticas que tienen lugar en el colector con un ángulo de incidencia de  $0^\circ$ . Su valor viene dado por el producto de estos cuatro factores: reflectividad de los espejos, transmisividad del tubo de vidrio, factor de interceptación (que tiene en cuenta la parte de radiación reflejada que por cualquier causa no alcanza el absorbente) y absortividad de la superficie selectiva que recubre el tubo metálico absorbente.

II) Rendimiento térmico: Considera todas las pérdidas térmicas que tienen lugar en el colector.

III) Rendimiento global: Considera todas las pérdidas, tanto ópticas como geométricas y térmicas, que tienen lugar en el colector.

IV) Modificador por ángulo de incidencia: Considera todas las pérdidas ópticas y geométricas que tienen lugar en el colector para un ángulo de incidencia  $\phi \neq 0^\circ$  y que no se tienen en cuenta en rendimiento óptico (pérdidas geométricas de final de colector, bloqueo de la radiación concentrada por parte de los soportes del tubo absorbente e influencia del ángulo de incidencia en la absortividad y transmisividad del tubo absorbente, y en la reflectividad de los espejos) (Paredes, 2012).

### **1.9 Diseños híbridos**

En general, las formas de concentración de la energía solar se pueden dividir en tecnologías lineales y de enfoque puntual. Los canales parabólicos y los colectores lineales Fresnel pertenecen a las tecnologías de enfoque lineal, mientras que las tecnologías de enfoque de puntos principales son el receptor central (torre solar) y el reflector parabólico (disco). Desde el punto de la disponibilidad del mercado y el estado actual de desarrollo, para el presente estudio de caso se han elegido las siguientes tres opciones de tecnología: Lineal Fresnel (LF); Cilíndrico Parabólico

(CCP) y Torre Central (STC). Para todas las opciones de CSP nombradas hay diferentes configuraciones de tecnologías posibles, cuyo rango se muestra en la tabla 1. (E. Burin, 2016)

*Tabla 1. Rangos para las 3 tecnologías posibles*

|                                  | <b>Unidad</b>    | <b>LF</b>                     | <b>CCP</b>                    | <b>STC</b>          |
|----------------------------------|------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------|
| Fluido térmico (HTF)             | -                | Aceite térmico<br>Agua<br>Sal | Aceite térmico<br>Agua<br>sal | Agua<br>Sal<br>Aire |
| Concentración                    | -                | 25-100                        | 70-80                         | 300-1000            |
| Rango de temperatura             | °C               | 380-600 <sup>(ST)</sup>       | 380-600 <sup>(ST)</sup>       | 565 <sup>(ST)</sup> |
| Performance                      | MW <sub>el</sub> | 10-200                        | 10-200                        | 10-150              |
| Capacidad de corriente instalada | %                | 1                             | 88                            | 11                  |
| Proporción de las obras (2012)   | %                | 6                             | 75                            | 18                  |
| <sup>(ST)</sup> : Steam Turbine  |                  |                               |                               |                     |

*Fuente: (Reuß, 2012, Pitz-Paal, 2013, REN, 2013)*

Debido a la diferente etapa de desarrollo técnico de las tres tecnologías de CSP y sus HTF para el estudio de caso, se examinaron las siguientes combinaciones: CCP (aceite térmico); LF (agua / vapor) y STC (agua / vapor).

En cuanto a los diseños de integración de las tres tecnologías de CSP elegidas, desde el punto de vista termodinámico es esforzarse por alcanzar un nivel de temperatura lo más alto posible para el calor solar agregado. Por esa razón, el calor solar agregado se usó aquí para proporcionar calor para el precalentamiento del agua de alimentación a alta presión, así como para la producción paralela de vapor saturado y vapor vivo en paralelo con los generadores de vapor de bagazo. Los diagramas de flujo de proceso de los tres diseños de integración se muestran en la siguiente figura:

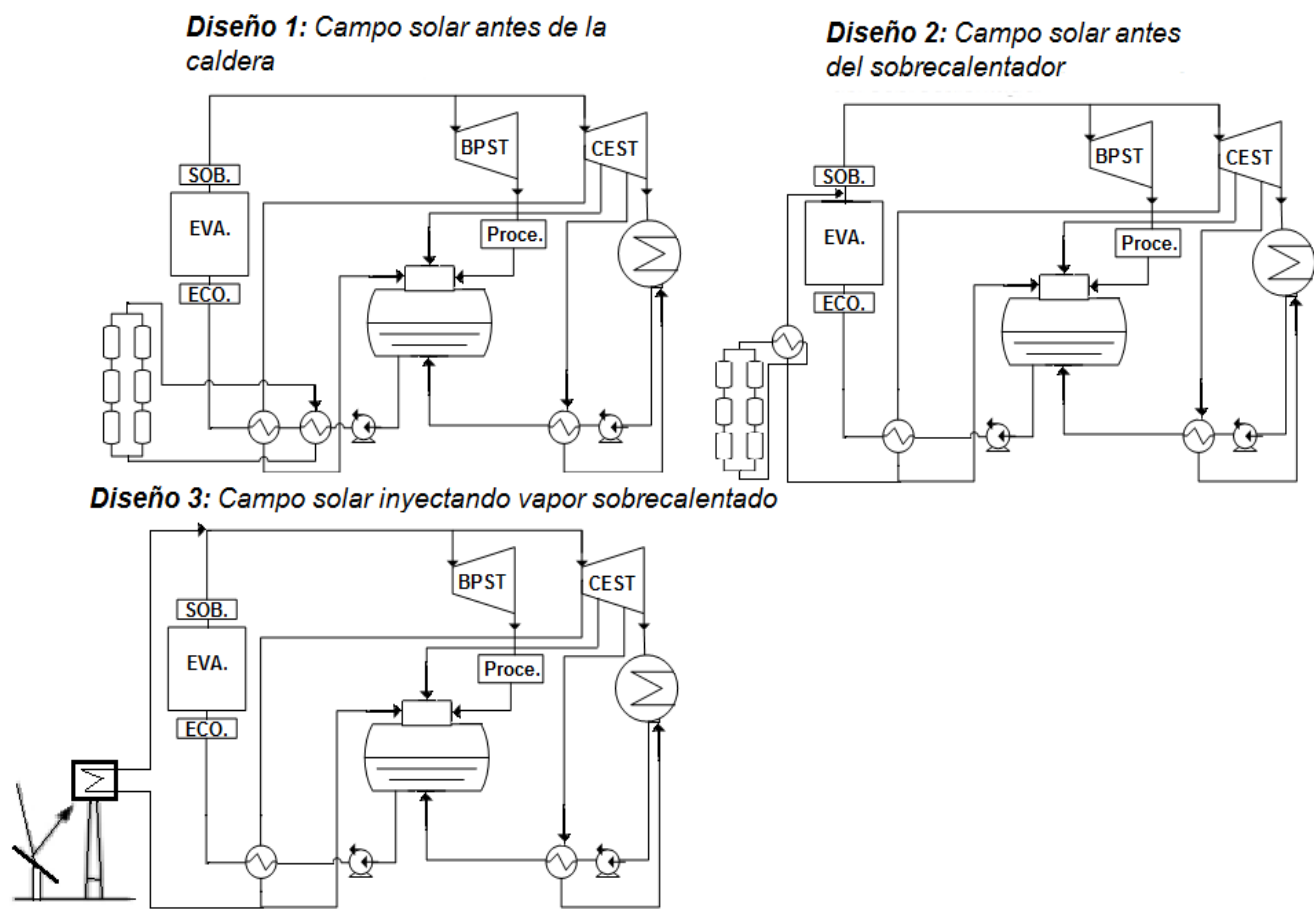


Figura 9. Diagramas de flujo de proceso de los tres diseños de integración posibles

**En el diseño 1**, el calor solar reemplaza completamente la extracción a alta presión de la turbina CEST. Para este propósito, el campo solar proporciona en el punto de diseño un rendimiento térmico equivalente a la demanda de calor requerida para el calentador de agua de alimentación de alta presión. Debido al modo de operación de ahorro de combustible, este reemplazo y la cantidad reducida de bagazo quemado afecta el rendimiento de la turbina CEST, así como la línea de calentamiento del agua de alimentación. Debido a que no se realiza la extracción de vapor de alta presión en el tiempo en que el campo este trabajando, se seleccionó las tecnologías CCP y LF. Cabe señalar que no es posible una operación de solo solar.

**El diseño de integración 2** permite una producción paralela de vapor saturado con calor solar para reducir el consumo de bagazo. Por lo tanto, parte del flujo de masa de agua de alimentación principal que va a los generadores de vapor se desvía. Este flujo másico secundario pasa, en el caso de CCP, a través de un generador de vapor solar típico, mientras que en el caso de la LF, se alimenta directamente al campo solar. En ambos casos, se produce vapor saturado a 67 bar, que luego se une al flujo de masa principal dentro de los generadores de vapor para el sobrecalentamiento. En consecuencia, el diseño de integración 2 solo afecta el rendimiento de los

generadores de vapor, mientras que las condiciones de vapor vivo permanecen iguales. Al mantener el estudio de caso cerca de la viabilidad técnica, deben respetarse las condiciones técnicas de contorno de los generadores de vapor. Con el fin de evitar fuertes desequilibrios en estos componentes, se asumió que se permite reducir la carga del generador de vapor a un nivel mínimo del 85%. Del mismo modo, este diseño no permite una operación solo solar.

**En el diseño de integración 3**, el calor solar desplaza al generador de vapor de carga térmica. Una parte del agua de alimentación se deriva de los generadores de vapor. A medida que pasa a través del sistema de torre solar, se produce vapor sobrecalentado a 520 ° C y 67 bar. Esta integración afecta solo el rendimiento térmico de los generadores de vapor mientras que el ciclo agua / vapor se opera en modo normal. En comparación con el diseño de integración 2, la operación de los generadores de vapor se simplifica. Eso significa que los generadores de vapor funcionan aquí con una carga parcial normal de 100% a 65% de carga. Con respecto a eso, al permitir una carga mínima del generador de vapor del 65% en el punto de diseño solar, la torre solar fue diseñada para proporcionar todo el calor restante necesario. Cabe señalar que, para el diseño de integración 3, es posible una operación solo solar cuando la instalación de caña de azúcar está fuera de servicio.

*Tabla 2. Múltiplo solar simulado según la tecnología de CSP*

| <b>Diseño</b> | <b>Tecnología</b> | <b>Múltiplo solar simulado</b> |
|---------------|-------------------|--------------------------------|
| Diseño 1      | CCP               | 0,9 - 1,4                      |
|               | LF                | 0,8 - 1,4                      |
| Diseño 2      | CCP               | 0,9 - 1,3                      |
|               | LF                | 0,8 - 1,4                      |
| Diseño 3      | STC               | 0,8 - 4,0                      |

### **Selección del Diseño y la tecnología**

Luego del análisis acerca del diseño y la tecnología a emplear, en este proyecto se decidió elegir la tecnología de colectores cilíndricos parabólicos (CCP) y el diseño número 1. Los colectores de canal parabólico son los más empleados en el mundo actualmente y lleva siendo instalada a nivel comercial desde los años 80 con un excepcional comportamiento. Desde entonces, ha experimentado importantes mejoras a nivel de costes y rendimientos. Hoy día hay más de 1 GWe en operación, más de 800 MWe en construcción y más de 2 GWe en promoción a nivel mundial.

Para las condiciones de nuestro país esta tecnología pudiera ser la más factible y segura, también contamos en Cuba con industrias que poseen capacidad, maquinaria y herramientas para llegar a construir gran parte del equipo, como las bases y estructuras metálicas, teniendo que importarse solamente el tubo absolvedor. Reduciendo esto los costos en gran medida, ejemplo de esto es la fábrica de antena de Santa Clara que ya han construido maquetas de un equipo de esta tecnología y se encuentran en condiciones de comenzar una producción a mayor escala.

### **1.10 Influencia de la industria azucarera en Cuba**

La escasez de recursos energéticos primarios junto con la afectación ambiental resultante de la utilización irracional de la energía asociada a la actividad humana obliga a la búsqueda de fuentes alternativas en especial fuentes renovables de energía. La biomasa ha sido fuente de energía desde tiempos inmemoriales, fue de hecho el primer combustible que empleó el hombre, pero no obstante sus milenios de utilización, la biomasa continúa ocupando un lugar importante en la matriz energética a nivel mundial y continuará siéndolo. La biomasa es un combustible renovable, se encuentra ampliamente distribuida a nivel mundial y resulta en muchas ocasiones un subproducto de ciertos procesos productivos (agrícolas e industriales). En Cuba existen diferentes tipos de biomasa con posibilidades económicas de empleo, entre las más importantes están: el bagazo y los residuos agrícolas de la caña de azúcar, la leña y el raleo de los bosques, el marabú, la cascara de arroz y los residuos del café En la proyección estratégica de la generación de electricidad en Cuba, para el 2030, se considera que las fuentes renovables de energía alcancen el 24 % del total (en la actualidad representan el 4,3 %) y la biomasa representará el 14 % del total, por lo que ella representará el 58 % de la electricidad obtenida con fuentes renovables Este proceso de generación de electricidad con biomasa se centrará, casi totalmente, en la industria azucarera lo que conlleva a un problema fundamental que consiste en que la zafra se realiza en tan solo 5 meses aproximadamente y se necesita que la generación sea durante todo el año. En la actualidad existen tecnologías disponibles, y posibilidades para su empleo, que permiten valorar diferentes alternativas para incrementar sustantivamente el potencial de generación eléctrica de los centrales azucareros, como son las bioeléctricas las cuales se plantea la instalación de alrededor de 25 en toda Cuba lo que requiere de un suministro adicional de combustible para el resto del año en que no hay zafra. Para esto planteamos en este trabajo la hibridación con un campo termo solar que permita el ahorro de combustible y su posterior uso en los meses en que no hay zafra

En nuestro país se sigue una política de desarrollo sostenible y se ha comenzado una serie de proyectos en la industria azucarera buscando modificaciones que permitan un aumento en la energía generada por toneladas de caña molida. Para

esto se valoran aspectos como la variación de los parámetros de explotación (presión y temperatura) de las plantas generadoras y las que consumen vapor, mejorar el secado del bagazo que se quema en las calderas, hibridar los generadores de vapor con energía solar y aumentar la entrega al SEN haciendo un uso eficiente de la electricidad que se consume, así como evitar las paradas imprevistas.

Las Bioeléctricas suscitan hoy creciente interés en el mundo y en Cuba ante la necesidad de producción de energía compatible con el medio ambiente. Actualmente una decena de naciones son paradigmas en el uso de esas instalaciones: Isla Reunión, India, Isla Mauricio, Australia, Isla Guadalupe, Belice, Guatemala, Estados Unidos, Costa Rica, China y particularmente Brasil, que posee 160 de 188 existentes en el orbe. Globalmente estas unidades tienen un potencia instalada de más 2.800 megavatios, y de esa cifra al menos dos mil corresponden a Brasil, secundado en cuanto a cantidad de Bioeléctricas por India (14), Isla Mauricio (3), Isla Reunión (2), mientras que los restantes países mencionados poseen una individualmente. (Salomón, 2016)

### **1.11 Propuesta para la hibridación de la bioeléctrica con energía renovable**

En el país se lucha hoy por un acercamiento hacia las tecnologías de energía renovables. Con el propósito de convertir todos los sistemas de generación de energía eléctrica en sistemas más compatibles con el medio ambiente. La hibridación de la caldera del central George Washington consiste en diseñar un campo de Colectores Cilíndricos Parabólicos prototipo (*EUROTrough-150*). Con el fin de elevar la temperatura del agua proveniente del proceso hasta los 260 °C e inyectarla al economizador de la caldera para ahorrar bagazo que pudiera ser utilizado en los restantes meses del año cuando no hay zafra para la producción de energía eléctrica y su entrega al sistema energético nacional. En el siguiente esquema se muestra la propuesta planteada para la hibridación.

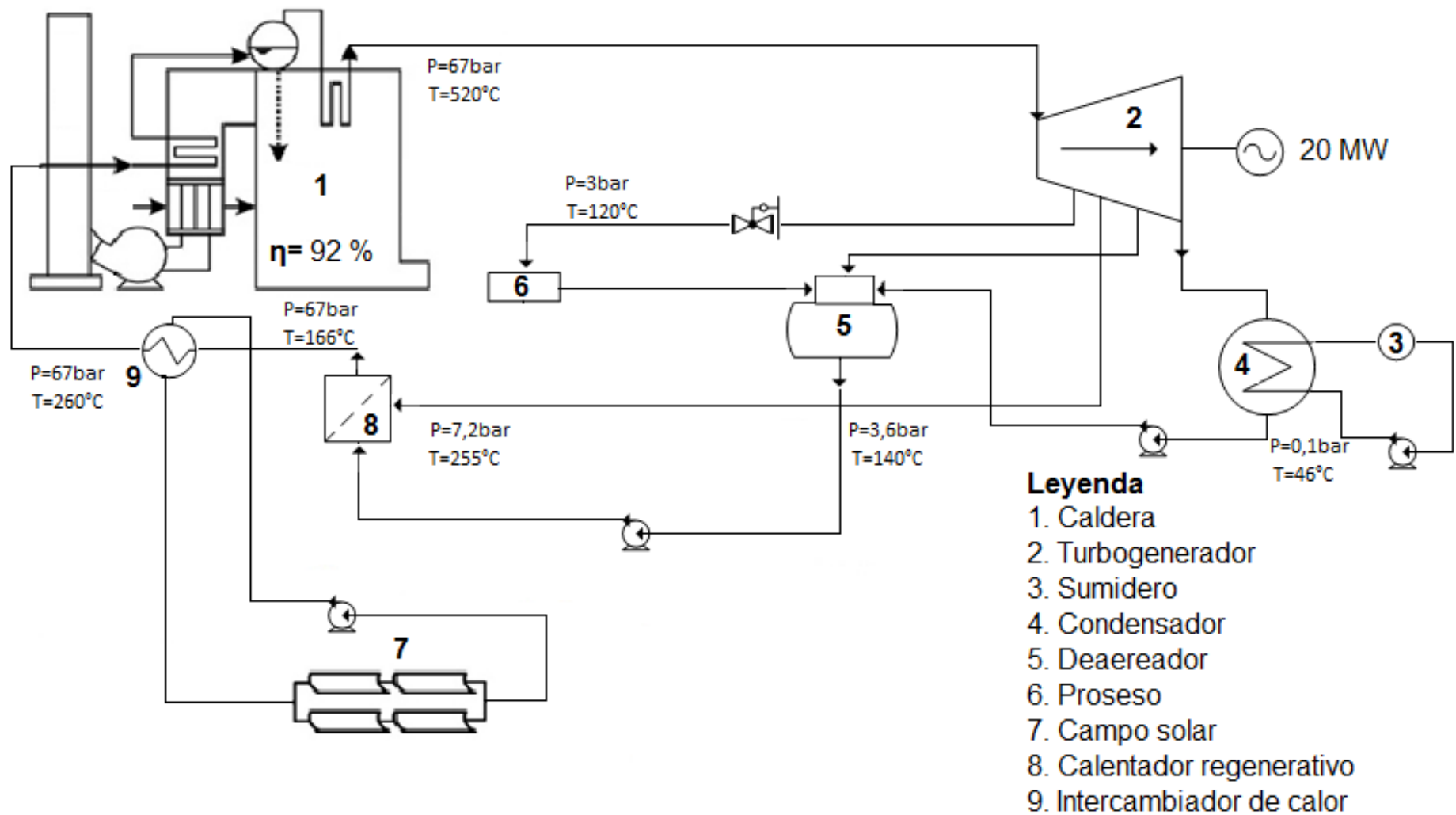


Figura 10. Esquema de la hibridacion con colectores solares

Según un documento sobre eficiencia energética emitido por el Instituto Cubano de Investigaciones Azucareras (**ICINAZ**) a todos los centrales del país se hace relación en cuanto a la temperatura del agua de alimentación de la caldera y cuanto incide esto en la eficiencia de dicha caldera. Quedando que por cada 5 °C que se incrementa la temperatura del agua de alimentación se incrementa 1 % la eficiencia de la caldera. Siendo esto una justificación razonable para la propuesta planteada que eleva la temperatura del agua de alimentación de 166 °C a 260 °C. Alterando la temperatura unos 94 °C influyendo esto en el aumento de la eficiencia en 18 puntos porcentuales.

### **Conclusiones parciales**

En este capítulo se realizó una amplia revisión bibliográfica que abordó el estado del arte y avances tecnológicos más importantes para los temas relacionados con esta investigación que fueron el de energía solar térmica y todo lo relacionado con las bioeléctricas a nivel mundial y en nuestro país. También se realizó un análisis exhaustivo para la determinación de la tecnología de sistemas de concentración solar, lo que resultó que el sistema de Colectores Cilíndricos Parabólicos prototipo *EUROTrough-150* es el más factible para su instalación en Cuba y posteriormente pudiera ser fabricado por industrias nacionales. El diseño de incorporación del campo al esquema termodinámico de la bioeléctrica resultó ser más factible y de menores transformaciones tecnológicas en la estructura del central el de incorporarlo antes de la caldera y que este inyecte el agua calentada directamente al economizador, realizando el salto térmico del agua en un intercambiador de calor existente en la intersección del campo con la tubería del agua proveniente de las bombas.



## Capítulo 2: Materiales y Métodos

En este capítulo se describen los programas y fórmulas utilizadas para el cálculo de los objetivos planteados.

La presente investigación se realizó desde enero hasta mayo del 2018. Para la realización de los cálculos se utilizaron los *softwares*: *Engineering Equation Solver* (EES) (2004), *Matlab* (2010) y *Excel* (2016).

Tabla 3. Condiciones de frontera para la bioeléctrica

| Parámetros                         | Unidad | Valor            |
|------------------------------------|--------|------------------|
| Capacidad de molienda              | t/h    | 190              |
| Molienda anual                     | t      | 570000           |
| Operacion efectiva en la temporada | h      | 3000             |
| Comienzo de la zafra               | -      | 28 noviembre     |
| Demanda de electricidad            | MW     | 20               |
| Demanda de vapor en proceso        | t/h    | 40 ( 3 bar; x=1) |

### 2.1 Cálculo del potencial solar en la zona de la UEB “ George Washington ”

En este apartado se realizará la evaluación del recurso solar disponible en el emplazamiento analizado. El estudio del potencial solar en el emplazamiento consiste en el análisis de los datos de radiación disponibles, el tratamiento de los mismos, la estimación de las variabilidades asociadas y el cálculo de la producción una vez consideradas todas las pérdidas.

A la hora de evaluar el recurso solar, y a falta de una medida precisa y específica en el propio emplazamiento, se ha recurrido a diversas fuentes para la obtención de datos de radiación, con el fin de realizar un ajuste estadístico de los mismos y minimizar los errores asociados a ellos.

Para el cálculo del potencial solar en la zona del central “George Washington” fue necesario calcular la radiación solar directa (DNI) que incide en ese lugar y la duración diurna del día.

#### 2.1.1 Cálculo de la radiación solar directa

Para el cálculo de la radiación solar directa en la zona de la UEB “ George Washington ”, se tomaron como coordenadas de referencia la latitud y la longitud: Lat. 22.587, Long. -80.244

Para ello se utilizaron modelos estadísticos que permitieron obtener varios valores de radiación solar directa (DNI), teniendo en cuenta la posición geográfica del lugar y el día del año que se analiza dicha radiación. En este caso se usó la fórmula para condiciones normales:

$$DNI = 1230 \cdot e^{\left(\frac{-1}{3,8 \cdot \cos(\theta\theta\theta - 1,6)}\right)} \quad (1)$$

Dónde:

Ángulo de incidencia solar  $\theta_s$ :

El valor del ángulo de incidencia ( $\theta_s$ ) sobre la normal a una superficie plana está dado por la siguiente fórmula:  $\theta_s$

$$\theta_s = \cos^{-1}(\sin d \cdot \sin L \cdot \cos s - \sin d \cdot \cos L \cdot \sin s \cdot \cos g + \cos d \cos L \cdot \cos s \cdot \cos w + \cos d \cdot \sin L \cdot \sin s \cdot \cos w \cdot \cos g + \cos g \cdot \sin s \cdot \sin g \cdot \sin w) \quad (2)$$

Dónde:

d- Ángulo de declinación.

L- Latitud geográfica

s- Inclinación del colector

g- Orientación del colector

w- Ángulo horario

### 2.1.2 Cálculo de la duración diurna del día (número de horas en que el sol está sobre el horizonte).

$$D = 2 \cdot \frac{WS}{15} \quad (3)$$

Dónde:

$$WS = \cos^{-1}(-\tan L \cdot \tan d) \quad (4)$$

L-Latitud geográfica

d-Declinación

Se compararon los resultados de DNI por la metodología utilizada en este trabajo con la base de datos de la NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>, 2017).

Aun así los lugares para desarrollar aplicaciones de energía solar térmica por concentración deben cumplir con unos estándares de acuerdo a la radiación solar perpendicular a la superficie incidente sobre un metro cuadrado para que sea eficiente dicha instalación, lo cual se valora de la siguiente manera:

Se tuvieron en cuenta los valores de radiación solar directa (kW/m<sup>2</sup>/día) (GESIME, 2014).

🚧 No idóneos: Hasta 1700 kWh/m<sup>2</sup>/año (4,7 kWh/m<sup>2</sup>/día)

🚧 Idóneos: Entre 1700 y 2700 kWh/m<sup>2</sup>/año (4,7 y 7,4 kWh/m<sup>2</sup>/día)

🚧 Óptimos: Más de 2700 kWh/m<sup>2</sup>/año (7,4 kWh/m<sup>2</sup>/día)

### 2.1.3 Cálculo del rendimiento global del Colector Cilíndrico Parabólico (CCP)

El colector cilíndrico parabólico que se propuso fue el (*Eurotrough-150*) cuyas características se observaran en la tabla 4 y figura 11

*Tabla 4. Características del Colector Cilíndrico Parabólico Eurotrough-150 (ET-150)*

| Características                     |        | u/m            |
|-------------------------------------|--------|----------------|
| Ancho de apertura                   | 5,77   | m              |
| Longitud total de cada colector     | 150    | m              |
| Área de apertura del colector       | 817,5  | m <sup>2</sup> |
| Longitud focal                      | 1,71   | m              |
| Longitud del absorbedor             | 4,1    | m              |
| Radio exterior del absorbedor       | 0,035  | m              |
| Radio interior del absorbedor       | 0,0325 | m              |
| Distancia entre filas de colectores | 17     | m              |
| Rendimiento Óptico pico             | 78     | %              |
| Factor de ensuciamiento             | 95     | %              |
| Disponibilidad                      | 97     | %              |



*Figura 11. Prototipo EUROTrough en la Plataforma Solar de Almería. España*

Para el cálculo del rendimiento global de un Colector Cilíndrico Parabólico hay que realizar un balance energético teniendo en cuenta las pérdidas que suceden en el mismo.

#### 2.1.4 Pérdidas geométricas

La geometría del canal parabólico lleva asociada una disminución del área efectiva de captación. Estas pérdidas se dividen en dos grupos:

**Pérdidas debidas a la posición relativa de los colectores:** los cuales se pueden dar sombra unos a otros.

**Pérdidas inherentes a cada colector:** son las debidas al ángulo de incidencia de la radiación solar ( $\theta_s$ ) respecto a la normal del plano de apertura del colector (figura 12).

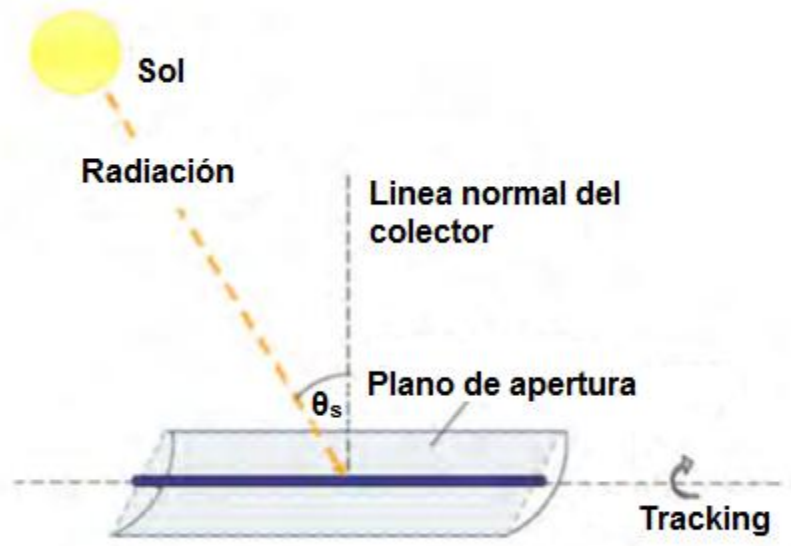


Figura 12. Ángulo de incidencia en un Colector Cilíndrico Parabólico (CCP)

Como consecuencia de este ángulo existe una pérdida de superficie reflexiva útil en los extremos del colector. Por tanto, el ángulo de incidencia tiene gran importancia sobre el comportamiento térmico del colector puesto que limita la cantidad de radiación solar que se puede aprovechar.

Se hizo una comparación del ángulo de incidencia en cuanto a la orientación y el seguimiento solar del colector cilíndrico parabólico.

Si la orientación ( $g$ ) es de Norte-Sur con seguimiento solar Este-Oeste  $g = 0^\circ$

Si la orientación ( $g$ ) es de Este-Oeste con seguimiento solar Norte-Sur  $g = 90^\circ$

Declinación según fórmula de Cooper (Ribot J, 2001).

$$d = 23,45 \cdot \text{sen} \left[ 360 \cdot \frac{(284+n)}{365} \right] \quad (5)$$

Siendo "n" el número de día natural para el 1 de enero  $n=1$  y para el 31 de diciembre  $n=365$ .

El ángulo horario se calcula según la fórmula:

$$\tau = 15^\circ \cdot (hs - 12) \quad (6)$$

Siendo “hs” las horas de reloj. El valor es negativo por la mañana y positivo tras el mediodía, y cero al mediodía solar.

Se consideró el ángulo horario  $0^\circ$  por ser el mediodía solar donde más radiación incide sobre la tierra con el objetivo de simplificar los cálculos.

Se consideró el ángulo de inclinación igual a  $0^\circ$  (disposición horizontal) por ser más eficiente.

La latitud del lugar en estudio (UEB “ George Washington ”) Santo Domingo es de  $22.587^\circ$

Las pérdidas asociadas al ángulo de incidencia son mínimas cuando el ángulo es  $0^\circ$   $\cos \theta_s = 1$  y máximas cuando es  $90^\circ$ . Por tanto, cuanto menor sea el ángulo de incidencia, mayor es la energía solar incidente sobre el colector, y mayor es el rendimiento del mismo.

### 2.1.5 Pérdidas ópticas

Cálculo del rendimiento óptico pico del colector,  $\eta_{opt.0^\circ}$ , que es aquel que tiene en cuenta todas las pérdidas ópticas que tienen lugar en el captador con un ángulo de incidencia de  $0^\circ$ .

$$\eta_{opt.0^\circ} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha \quad (7)$$

Donde:

$\rho$  : Reflectancia: no toda la energía incidente es reflejada hacia el tubo absorbedor.

$\gamma$ : Factor de interceptación: no toda la radiación reflejada por los espejos acaba incidiendo sobre el tubo absorbedor. Las causas son diversas, imperfecciones en los espejos, un mal posicionamiento de los colectores, etc.

$\tau$ : Transmitancia: de aquella radiación que intercepta el tubo de vidrio, solo una parte consigue atravesarlo.

$\alpha$ : Absortancia: cantidad de radiación que absorbe la superficie selectiva del tubo metálico.

Además de las pérdidas debidas al ángulo de incidencia, existen otras pérdidas que se asocian a dicho ángulo. El efecto del ángulo de incidencia en el rendimiento del CCP se cuantifica mediante el modificador por ángulo de incidencia,  $K(\theta_s)$ . Éste considera todas las pérdidas ópticas y geométricas que tienen lugar en el captador para un ángulo de incidencia  $\theta_s \neq 0^\circ$  y que no se tienen en cuenta en el rendimiento óptico pico.

El modificador por el ángulo de incidencia depende directamente del ángulo de incidencia, siendo  $K(\theta_s) = 1$  para  $\theta_s = 0^\circ$ , y siendo  $K(\theta_s) = 0$  para  $\theta_s = 90^\circ$  y se obtiene como función de éste según la expresión:

$$K(\theta_s) = 1 - 2,23073 \cdot 10^{-4} \cdot (\theta_s) - 1,1 \cdot 10^{-4} \cdot (\theta_s^2) + 3,18596 \cdot 10^{-6} \cdot (\theta_s^3) - 4,85509 \cdot 10^{-9} \cdot (\theta_s^4) \quad (8)$$

### 2.1.6 Pérdidas térmicas

Las pérdidas térmicas que tiene lugar en un CCP, dan como consecuencia que la energía térmica útil sea menor que la energía solar absorbida por el colector. Teniendo en cuenta esto, la potencia térmica útil por colector será igual la diferencia entre los calores absorbido y perdido:

$$\dot{Q}_{util} = \dot{Q}_{abs} - \dot{Q}_{perd} \quad (9)$$

Dónde:

$\dot{Q}_{util}$  : Potencia térmica útil por colector (W)

$\dot{Q}_{abs}$  : Calor absorbido por el fluido de transferencia de calor (HTF) (W)

$\dot{Q}_{perd}$  : Pérdidas térmicas del HTF al ambiente (W)

#### **Pérdidas térmicas en el aceite térmico (HTF)**

Las pérdidas térmicas se producen a lo largo del circuito por donde se mueve el fluido térmico principalmente en dos lugares: en el tubo absorbedor y en las tuberías del campo de colectores. De manera que, la potencia térmica disipada en el colector equivale a la suma de las pérdidas térmicas en el receptor y las pérdidas térmicas en las tuberías por donde circula el fluido térmico (HTF):

$$Q_{perd} = Perd_{colect} + Perd_{tuber} \quad (10)$$

Las pérdidas térmicas asociadas al tubo absorbedor,  $Perd_{colect}$ , se deben a la diferencia de temperaturas entre éste y el ambiente, pudiendo ser por conducción, por radiación y por convección desde el tubo absorbedor al ambiente. Aunque cada una de estas pérdidas podría calcularse aplicando las ecuaciones que rigen los mecanismos de transferencia de calor antes mencionados, en la práctica, las pérdidas térmicas globales en un colector se cuantifican mediante ecuaciones experimentales. Así, las pérdidas térmicas en el tubo absorbedor por metro longitudinal de colector vienen dadas por la ecuación:

$$Perd_{colect} = \frac{Perd_1 + Perd_2 + Perd_3 + Perd_4}{T_s - T_e} \quad (11)$$

Dónde:

$$Perd_1 = (A_0 + A_5 \cdot \sqrt{v}) \cdot (T_s - T_e) \quad (12)$$

$$Perd_2 = (A_1 + A_6 \cdot \sqrt{v}) \cdot \left( \frac{T_s^2 - T_e^2}{2} - T_{amb} \cdot (T_s - T_e) \right) \quad (13)$$

$$Perd_3 = \left( \frac{A_2 + A_4 \cdot DNI \cdot K(\theta_s) \cdot \cos(\theta_s)}{3} \cdot (T_s^3 - T_e^3) \right) \quad (14)$$

$$Perd_4 = \frac{A_3}{4} \cdot (T_s^4 - T_e^4) \quad (15)$$

Siendo:

$T_s$ : Temperatura del HTF a la salida del campo solar

$T_e$ : Temperaturas del HTF a la entrada del campo solar

$T_{amb}$ : Temperatura ambiente

$v$ : Velocidad del viento (m/s)

Los coeficientes empleados en las fórmulas se recogen en la tabla 5

*Tabla 5. Coeficientes de pérdidas térmicas*

|    |          |
|----|----------|
| A0 | 4,05     |
| A1 | 0,247    |
| A2 | -0,00146 |
| A3 | 5,65E-06 |
| A4 | 7,62E-08 |
| A5 | -1,7     |
| A6 | 0,0125   |

En general, las pérdidas térmicas en las tuberías ( $Perd_{tuber}$ ) del campo de colectores son pequeñas, del orden de 8 W/m<sup>2</sup>.

Finalmente, la potencia térmica disipada por el aceite térmico a su paso por un colector es:

$$\dot{Q}_{perd} = Perd_{colect} \cdot L_{colector} + Perd_{tuber} \cdot S_c \quad (16)$$

Dónde:

$S_c$  : Área de apertura del colector (Ver tabla 1.)

Un colector, como todos los sistemas de concentración de la energía solar, solo puede aprovechar la radiación solar que incide normal a su plano de apertura. De esta forma, la energía solar por unidad de tiempo y en el punto de diseño, que incide sobre la superficie de apertura de un CCP viene dada por la ecuación:

$$\dot{Q}_{sol} = DNI \cdot \cos(\theta_s) \cdot S_c \quad (17)$$

La potencia absorbida por el colector,  $\dot{Q}_{abs}$ , va a ser menor que la  $\dot{Q}_{sol}$  ya que ésta última no tiene en cuenta las pérdidas ópticas y geométricas en el colector, ni la limpieza de los espejos, ni la disponibilidad del campo solar. La radiación solar absorbida en un colector CCP viene dada por la ecuación:

$$\dot{Q}_{abs} = DNI \cdot \cos(\theta_s) \cdot S_c \cdot K \cdot (\theta_s) \cdot \eta_{opt,0^\circ} \cdot F_c \cdot F_{disp} \quad (18)$$

Siendo:

$F_c$ : Factor de ensuciamiento de los espejos (95 %). Tiene en cuenta que aunque los espejos se limpien, no recuperan su estado inicial.

$F_{disp}$ : Factor de disponibilidad (97 %). Fracción del campo solar que está en operación y captando la energía solar.

El rendimiento global de un CCP viene dado por el cociente entre el aumento de entalpia en el HTF a su paso por el colector y la energía solar incidente sobre el captador.

$$\eta_{colec} = \frac{\dot{Q}_{util}}{\dot{Q}_{sol}} \quad (19)$$

## 2.2 Dimensionamiento del campo solar de la zona de la UEB " George Washington ".

El dimensionamiento del campo solar consiste en determinar el número de CCPs (o número de lazos) necesarios para aportar la energía que demanda este en el punto de diseño (Hidalgo, 2012).

Para dimensionar el campo solar es necesario evaluar las condiciones del terreno donde se va a realizar el montaje de los colectores y hacer un balance energético del generador de vapor solar.



### 2.2.1 Caracterización del terreno

Se tuvo en cuenta el relieve y el tamaño del terreno cercano al central lo que resulto favorable, para abaratar la inversión en cuanto a movimientos de tierra y compra de terrenos. Los recursos hídricos ya tienen una infraestructura creada puesto que son necesarios para el proceso que realiza la fábrica actualmente. Esto se basa en posos que bombean el agua hasta los filtros donde se realiza el tratamiento externo al agua y van luego al proceso, todo este sistema ya se encuentra instalado y en buenas condiciones, lo que resulta de gran ayuda para el proyecto futuro de Bioeléctrica.

### 2.2.2 Balance energético en el generador de vapor solar (GVS)

Para calcular el número de lazos necesarios en el campo solar es preciso conocer primero la potencia térmica que puede aportar el campo solar en el punto de diseño, esto se determina mediante la fórmula:

$$\dot{Q}_{campo} = \frac{W_{elect}}{\eta_{turb}} \quad (20)$$

Dónde:

$\dot{Q}_{campo}$  : Potencia térmica del campo solar.

$W_{elect}$  : Potencia eléctrica de la turbina.

$\eta_{turb}$  : Eficiencia termo-mecánica de la turbina (Se asumió de 68%)

Seguidamente, hay que establecer el balance de masas y energía en el Generador de vapor solar (GVS). El GVS se diseña para recuperar la energía del fluido térmico procedente del campo solar.

Para el intercambiador de calor (GVS) se cumple que la cantidad de calor transferido por unidad de tiempo permanece constante o lo que es lo mismo, la energía total es la misma antes y después de cada transformación.

El balance energético en un intercambiador de calor se resuelve mediante la ecuación:

$$\dot{m}_{agua} \cdot \Delta H_{agua} = \dot{m}_{aceite} \cdot \Delta H_{aceite} \quad (21)$$

Además, para cada fluido de forma individual se cumple que:

$$\dot{Q} = \dot{m}_{aceite} \cdot C_{p_{aceite}} \cdot \Delta T = \dot{m}_{aceite} \cdot (h_s - h_e) \quad (22)$$

Dónde:

$\Delta H$ : Diferencia de entalpías a la entrada y a la salida del intercambiador (kJ/kg)

$\dot{Q}$ : Potencia térmica intercambiada (kW)

$\dot{m}$ : Caudal másico (kg/s)

$C_p$ : Calor específico (kJ/kg °C)

$\Delta T$ : Diferencia de temperaturas a la entrada y la salida del intercambiador (°C)

$h_s, h_e$ : Entalpías a la entrada y a la salida respectivamente (kJ/Kg)

Y según el teorema de conservación de la masa, se tiene que:

$$\dot{m}_{entra} = \dot{m}_{sale}$$

### 2.2.3 Cálculo del número de lazos

Los cálculos que se han desarrollado en los acápites anteriores, constituyen los datos de partida para el cálculo del número de colectores requeridos en el campo solar para poder alcanzar la potencia térmica demandada al campo solar.

#### **Características del aceite térmico (HTF)**

El aceite térmico que se ha empleado como fluido calo-portador es Therminol VP-1, cuyo rango de temperatura de trabajo se encuentra entre 12-400°C. La temperatura a la salida del campo solar no debe excederse de los 400°C ya que para temperaturas superiores el aceite se degrada y pierde sus propiedades térmicas. A continuación se presentan las gráficas correspondientes a variación de densidad y entalpía del aceite térmico Therminol VP-1 con la temperatura, figuras 13 y 14 respectivamente, y que han sido elaboradas a partir de datos del fabricante.

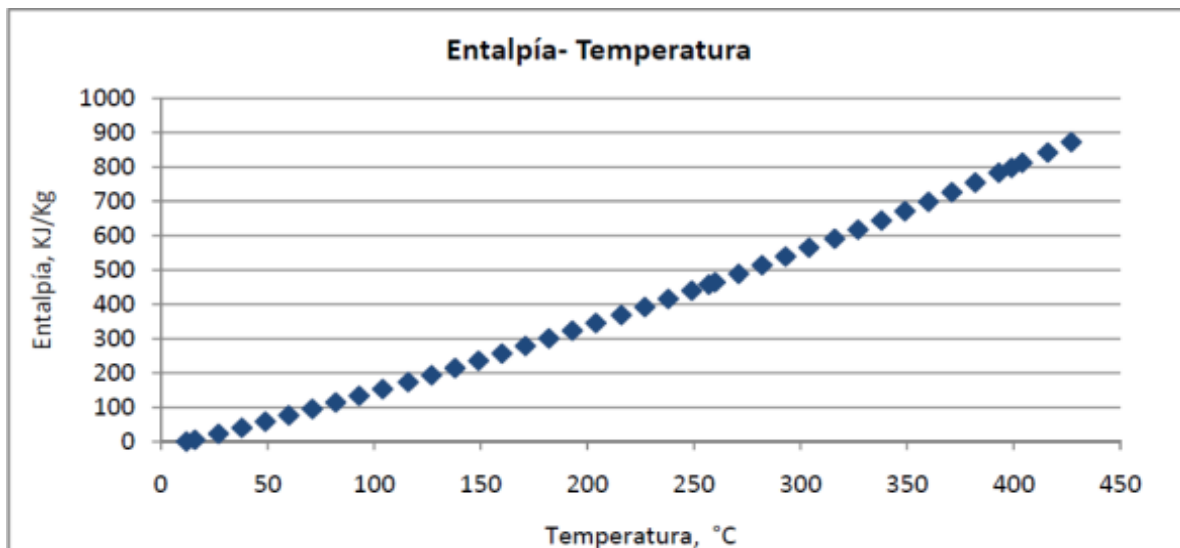


Figura 13. Therminol VP-1. Entalpía vs. Temperatura

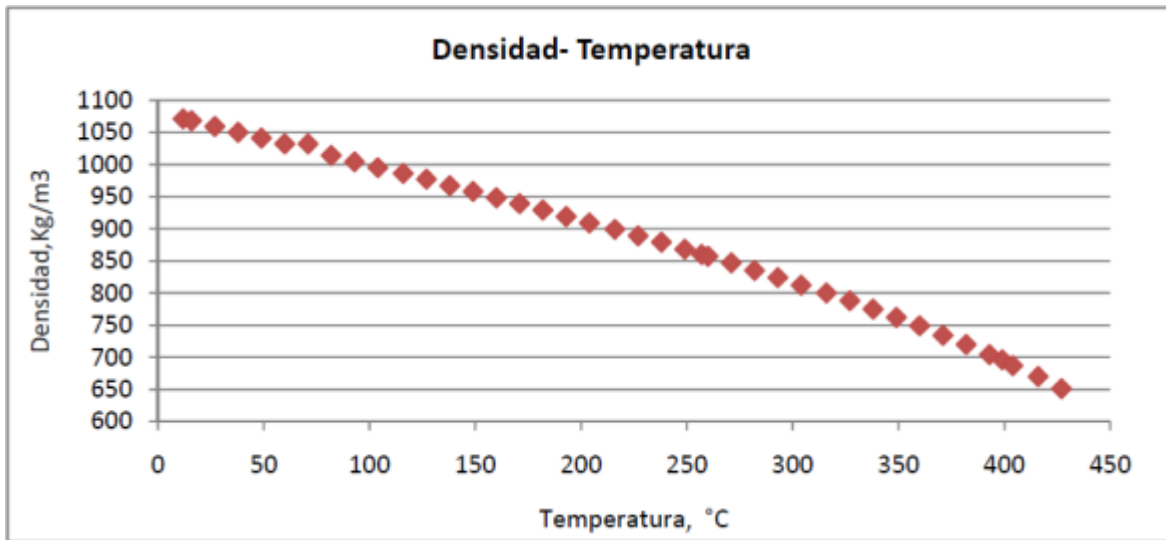


Figura 14. Therminol VP-1. Densidad vs. Temperatura(Hidalgo, 2012)

Para determinar el número de lazos necesarios en el campo solar, se ha seguido la siguiente metodología de cálculo:

- Caudal mínimo de circulación del HTF
- Incremento de temperatura del HTF en un colector
- Número de colectores necesarios por lazo
- Número de lazos en el campo solar

#### 2.2.4 Caudal mínimo de circulación del HTF por cada lazo

El caudal de aceite está controlado por la temperatura de salida del campo. Cuando la radiación solar es baja, el flujo se reduce con el objetivo de mantener la temperatura de salida del campo y, por el contrario, cuando la radiación solar es superior a la del punto de diseño los colectores se desenfocan para evitar que el aceite exceda los 393°C. La velocidad del HTF por el interior del tubo absorbedor se calcula a partir de la expresión del número de Reynolds:

$$R_e = \frac{v \cdot D \cdot \rho}{\mu} \quad (23)$$

Dónde:

$v$ : Velocidad del HTF por el interior del tubo absorbedor (m/s) (Se asumió una velocidad de 3 m/s la cual es una velocidad económica).

$R_e$ : Número de Reynolds (-)

$\mu$ : Viscosidad dinámica del HTF a la temperatura media de trabajo (Pa.s)

$D$ : Diámetro interior del tubo absorbedor (m)

$\rho$ : Densidad del HTF a la temperatura media de trabajo (kg/m³)

Para cumplir con los requisitos de flujo turbulento, el caudal mínimo de aceite que circula por un lazo en el punto de diseño es:

$$\dot{m} = \dot{v} \cdot S \cdot \rho \quad (24)$$

Siendo S, en m<sup>2</sup>, la sección transversal interior del tubo absorbedor.

### 2.2.5 Incremento de temperatura del HTF en un colector

La potencia térmica útil del colector se invierte en aumentar la temperatura del aceite. De esta forma, el incremento de temperatura que sufre el aceite térmico a su paso por un colector, es decir, desde que entra en el colector y hasta que sale del mismo, es:

$$\Delta T_{colec} = T_s - T_c = \frac{\dot{Q}_{util}}{\dot{m} \cdot C_p} \quad (25)$$

$\Delta T_{colec}$ : Incremento de temperatura del aceite térmico en el colector (°C)

$T_c, T_s$ : Temperatura del HTF a la entrada y a la salida del colector respectivamente (°C)

$\dot{Q}_{util}$ : Potencia térmica útil por colector (W)

$\dot{m}$ : Caudal másico de aceite térmico por colector (kg/s)

$C_p$ : Calor específico del aceite térmico a la temperatura media de trabajo (kJ/kg °C)

### 2.2.6 Número de colectores necesarios por lazo

El incremento total de temperatura del HTF por lazo,  $\Delta T_{lazo}$ , es igual a la diferencia entre las temperaturas a la salida y a la entrada del campo solar. Por tanto, el número teórico de colectores en serie por lazo será igual a:

$$N_{colec} = \frac{\Delta T_{lazo}}{\Delta T_{colec}} \quad (26)$$

$N_{colec}$ : Número teórico de colectores por lazo

$\Delta T_{lazo}$ : Incremento de temperatura por lazo (°C)

Esto implica el salto térmico y caudal másico por lazo que es necesario tener el aceite para así poder alcanzar la temperatura de entrada del agua en el economizador.

### 2.2.7 Número de lazos en el campo solar

A diferencia del número de colectores que viene fijado por el salto de temperatura del aceite térmico en el campo, el número de lazos paralelos que conforman el campo solar depende de la potencia térmica demanda por el campo. El número de lazos es igual al cociente entre la potencia térmica del campo solar y la potencia térmica útil por colector:

$$N_{lazo} = \frac{\dot{Q}_{campo}}{\dot{Q}_{\acute{u}til} \times lazo} \quad (27)$$

Dónde:

$N_{lazo}$ : Número de lazos

$\dot{Q}_{campo}$ : Potencia térmica del campo solar (kW)

$\dot{Q}_{\acute{u}til}$ : Potencia térmica útil por lazo (kW)

## 2.3 Cálculo del impacto ambiental (toneladas de CO<sub>2</sub> dejadas de emitir en un año)

Para el cálculo de las toneladas de CO<sub>2</sub> dejadas de emitir se utilizará el índice de generación de una planta convencional de combustible fósil, que para Cuba es de 270 g/kWh. Con este índice y el aumento de la producción de energía eléctrica con la incorporación del campo solar, se calculará el ahorro de combustible fósil y a este valor de combustible sustituido y el uso de los factores de emisión de CO<sub>2</sub> mostrados en la siguiente (tabla 6) se podrá determinar cuántas toneladas de CO<sub>2</sub> es capaz de evitar la instalación del campo solar.

*Tabla 6: Factores de emisión de especies especificadas*

| Tecnología | CO (g/kgf) | SO <sub>2</sub> (g/kgf) | NO <sub>2eq</sub> (g/kgf) | PM <sub>10</sub><br>(g/kgf) | CO <sub>2</sub><br>(kg/kgf) |
|------------|------------|-------------------------|---------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| CIE-HFO    | 24         | 27                      | 12,8                      | 5,28                        | 3,06                        |
| CIE-DO     | 12         | 4                       | 8,4                       | 1,95                        | 3,13                        |

\* Fuente: (EPA, 2004)

## 2.4 Factibilidad económica del proyecto

Para el cálculo de la rentabilidad económica se optimizó la dimensión del campo solar que fuera más rentable para este trabajo, donde se tuvo en cuenta el número de lazos necesarios del campo y la tasa interna de retorno.

### 2.4.1 Valor actual neto (VAN)

El VAN permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión, teniendo en cuenta la pérdida de valor del dinero en el tiempo, a través de una tasa de descuento. (Martínez, 2017) y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_o + \sum_{t=0}^n \frac{(Fc_t)}{(1+i)^t} \quad (28)$$

Donde:

$I_o$ : Costo inicial de la inversión.

FC: Flujo de caja.

n: El tiempo para el cual se requiere calcular el VAN.

i: La tasa de descuento.

Método de cálculo mediante el Excel

Para calcular el VAN es necesario conocer el flujo de caja teniendo en cuenta los ingresos y los gastos

Ingresos: El ingreso es debido a la venta de energía eléctrica a la red, para ello se utilizó un precio de 0,21 (USD/kWh).

➤ Ingresos por ventas:

$$Ingreso = Precio \text{ (USDkWh)} * Energía \quad (29)$$

Gastos:

Costo fijo de operación y mantenimiento.

Se calcula primero la inversión total mediante la ecuación siguiente:

$$inversión \text{ total} = Costo \text{ unitario de inversión (USDkWe)} * Potencia \text{ (kWe)} \quad (30)$$

Entonces se calcula el costo fijo de operación y mantenimiento.

$$Cf = inversión \text{ total} * 0,2 \quad (31)$$

Donde:

$Cf$ : Costo fijo de operación y mantenimiento.

Costo variable de operación y mantenimiento.

$$Cv = Energía \text{ (kWh)} * 0,02 \text{ (USDkWh)} \quad (32)$$

Donde:

$Cv$ : Es el costo variable de operación y mantenimiento.

A continuación, se calcula la utilidad antes de impuesto que es la diferencia entre los ingresos y los costos de operación fijo y variable.

$$UTA = ingreso - (Cf + Cv) \quad (33)$$

Donde:

UTA: Es la utilidad antes de impuesto o neta.

Entonces el impuesto en Cuba es del 35% de la utilidad neta.

$$Impuesto=0,35*(USD) \quad (34)$$

El flujo de caja quedaría como:

$$Fc=UTA (USD)-Impuesto (USD) \quad (35)$$

Teniendo el flujo de caja se puede calcular el VAN aplicando la tasa de descuento del 10 %.

Si VAN > 0: El proyecto es rentable.

Si VAN = 0: El proyecto es postergado.

Si VAN < 0: El proyecto no es rentable.

#### 2.4.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Se define como la tasa de descuento que iguala el VAN a cero.

Si TIR > tasa de descuento (r): El proyecto es aceptable.

Si TIR = tasa de descuento (r): El proyecto es postergado.

Si TIR < tasa de descuento (r): El proyecto no es aceptable.

La TIR es aquella tasa de descuento que iguala el valor actual de la corriente de cobros con el valor actual de la corriente de pagos, por lo que es la tasa de descuento que hace al VAN igual a cero y puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. (Martínez, 2017) y se puede expresar de la siguiente forma:

$$VAN = 0 = -I_o + \sum_{t=0}^n \frac{(Fc_t)}{(1 + Tir)^t} \quad (36)$$

Para simplificación de los cálculos se utilizó el software Microsoft Excel que de forma iterativa busca este valor, se utilizó la estimación de los flujos de caja para 25 años al igual que para el cálculo del VAN.

#### 2.4.3 Período de recuperación de la inversión

El período de recuperación se cumple cuando la suma de los flujos de caja consecutivos desde el primer año da como resultado el valor de la inversión, pero teniendo en cuenta el efecto del tiempo sobre el dinero. Calculado de esta manera se conoce como período de recuperación de la inversión descontado. Para obtenerlo se hallaron todos los flujos de caja para 25 años consecutivos que es el tiempo de estudio del proyecto, entonces se le restó el descuento correspondiente a cada año y se graficó el resultado quedando como una curva.

### **Conclusiones parciales**

En este capítulo se realizó un estudio de la metodología de cálculo para la realización del dimensionamiento del campo solar para la tecnología de colectores cilindro parabólico, para esto se escogió la metodología planteada por (Hidalgo, 2012). Siendo fundamental el estudio de la radiación solar de la zona en que está situada la instalación. También se tuvo en cuenta el acceso a los recursos hídricos y la cercanía a la red eléctrica nacional, lo cual no tuvo ninguna dificultad puesto que donde se pretende ubicar el campo ya existe una instalación con todas estas necesidades cubiertas, que es el central al cual se pretende convertir en bioeléctrica. Luego de estos análisis y una vez dimensionado el campo solar se realizó el cálculo de la rentabilidad económica según lo planteado por (Martínez, 2017) planteándose como principales indicadores económicos el costo nivelado de la energía generada, costo de inversión, VAN y TIR. El impacto ambiental se tuvo en cuenta mediante el cálculo de las emisiones de CO<sub>2</sub> dejadas de emitir si la energía generada con el excedente de bagazo ahorrado por la inserción del campo hubiera sido generada por una planta térmica convencional.



## Capítulo 3: Resultados y Discusión

En este capítulo se exponen los resultados de los cálculos efectuados y a la vez se interpreta el porqué de estos, así como la discusión de las bibliografías consultadas.

### 3.1 Cálculo del potencial solar en la zona de la UEB "George Washington"

#### 3.1.1 Cálculo de la radiación solar directa

Para el cálculo de la radiación solar directa (DNI) primeramente se halló el ángulo de declinación de cada mes. Dicho ángulo se anuló para el 22 de Marzo y el 23 de Septiembre puesto que ocurren los equinoccios, momento del año en que el sol está situado en el plano del ecuador terrestre y alcanzó el valor máximo positivo el 22 de Junio y el valor máximo negativo el 22 de diciembre días en que ocurren los solsticios, que son los momentos del año en los que el sol alcanza su mayor o menor altura aparente en el cielo, y la duración del día o de la noche son las máximas del año, respectivamente (figura 15).

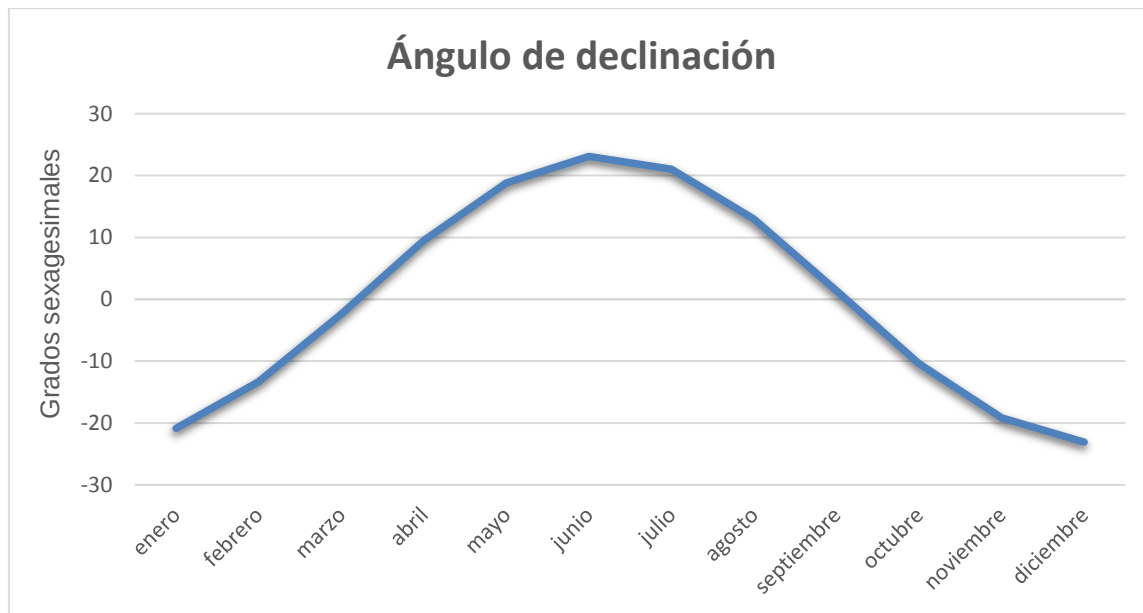
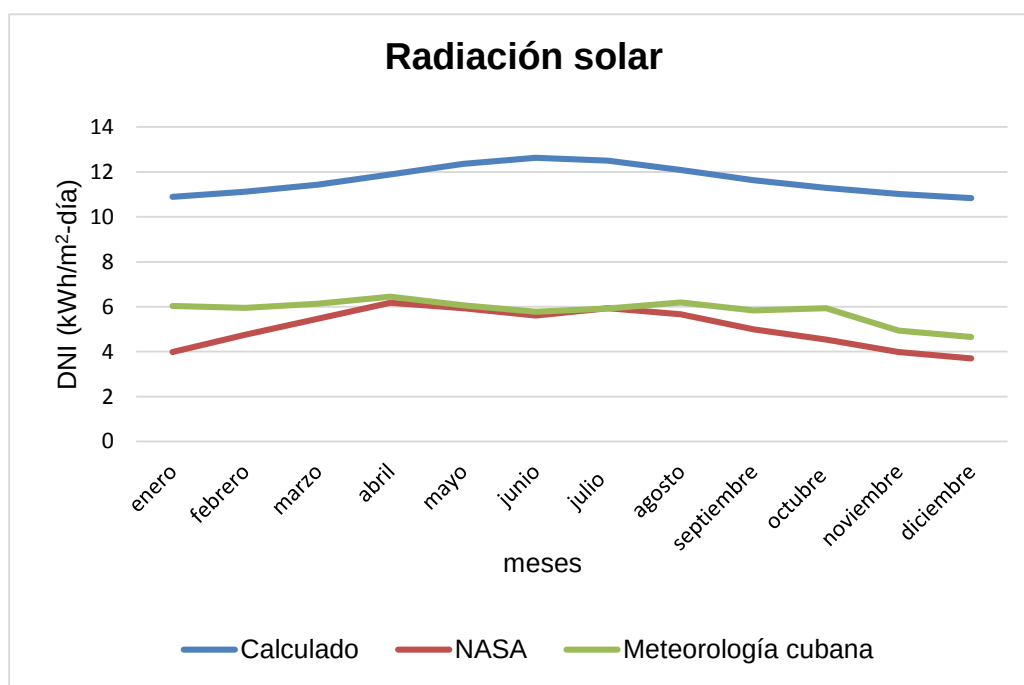


Figura 15. Ángulo de declinación para los diferentes meses del año

Los valores de DNI que inciden en la zona de la UEB "George Washington" se mantuvieron como promedio por encima de 10 kWh/m<sup>2</sup>/día según la metodología de cálculo empleada, siendo óptimos para la instalación de este tipo de tecnología. Esto pudiera ser debido, a que por la metodología de cálculo, solo se tuvo en cuenta la latitud geográfica y el día del año en que se analizó dicha radiación, por esta razón, se observó que sus valores fueron mayores que los valores de radiación solar

directa que aporta la base de datos de la NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>, 2017) como promedio 5,06 kWh/m<sup>2</sup>/día y los aportados por el Instituto de Meteorología cubano para esta zona (como promedio 5,82 kWh/m<sup>2</sup>/día) idóneo para este tipo de tecnología, de los datos de radiación analizados se utilizó para los cálculos siguientes de dimensionamiento del campo los aportados por el instituto de meteorología cubano por ser los más específicos y detallados de todas las fuentes consultadas. Algunos meses como noviembre y diciembre no alcanzan el valor idóneo de 4.7 kWh/m<sup>2</sup>-día, sin embargo, (La Rosa, 2014) planteó que Cuba se localiza en una zona geográfica de alta radiación solar y que se caracteriza por la gran cantidad de días soleados en el año.



*Figura 16. Comparación entre el DNI calculado por la metodología, el aportado por la NASA y el obtenido por el Instituto de Meteorología cubano.*

En cada metro cuadrado del territorio cubano se recibe diariamente una cantidad de energía solar equivalente a medio kilogramo de petróleo combustible, valor promedio prácticamente invariable durante todo el año. Otra de las características de la radiación solar en Cuba es que su valor es casi igual en todo el país, ya que la diferencia en latitud desde el lugar más bajo hasta el más alto es de sólo 3 grados. Por lo tanto, la radiación solar en Cuba es utilizable en todo el territorio y durante todo el año con un valor medio de más de 5 kWh/m<sup>2</sup>/día tanto en su forma de bioenergía o biomasa, energía hidráulica, energía eólica o directamente convertida en calor o electricidad (Bérriz, 2000)

### 3.1.2 Cálculo de la duración diurna del día

Luego de haber calculado la semiduración diurna en grados sexagesimales (WS) para cada día del año en la zona de la UEB "George Washington" se calcularon las horas de luz solar durante el día, lo cual se muestra promediado en la tabla 7 donde se ve que esta es mayor que 10 horas, así como también se observa que son más largos los días en los meses de verano (Abril-Agosto).

*Tabla 7. promedio de horas de sol al día por meses del año*

| enero | febrero | marzo | abril | mayo | junio | julio | agosto | septiembre | octubre | noviembre | diciembre |
|-------|---------|-------|-------|------|-------|-------|--------|------------|---------|-----------|-----------|
| 10,8  | 11,2    | 11,9  | 12,5  | 13,1 | 13,4  | 13,2  | 12,7   | 12,1       | 11,4    | 10,9      | 10,6      |

### 3.2 Cálculo del rendimiento global del Colector Cilíndrico Parabólico (CCP)

Se realizó el balance energético del CCP teniendo en cuenta las pérdidas que sucedieron en el mismo debido a su fabricación y a su posición.

#### 3.2.1 Pérdidas geométricas

##### ***Pérdidas debidas a la posición relativa de los colectores***

En este trabajo no se tuvo en cuenta las pérdidas por sombras ya que se asumió que la construcción de estos colectores iba a estar lo suficientemente separados para que no se pudieran dar sombra unos a otros.

##### ***Pérdidas inherentes a cada colector***

Se comparó el ángulo de incidencia en cuanto a la orientación y el seguimiento solar del colector cilíndrico parabólico. Se seleccionó la orientación N-S con seguimiento solar E-O por lo que se seleccionó para el cálculo del resto de las variables ( $g = 0$ ). Para la inclinación del colector se tomó con eje horizontal ( $s = 0$ ). Se consideró el ángulo horario  $0^\circ$  por ser el mediodía solar donde más radiación incide sobre la tierra con el objetivo de simplificar los cálculos.

Con los datos calculados anteriormente se halló el ángulo de incidencia (figura 17). En este caso se observa que, a diferencia de la radiación solar directa, el ángulo de incidencia es menor para los meses de verano, reafirmando que a menor ángulo de incidencia mayor la radiación que va a captar el colector.

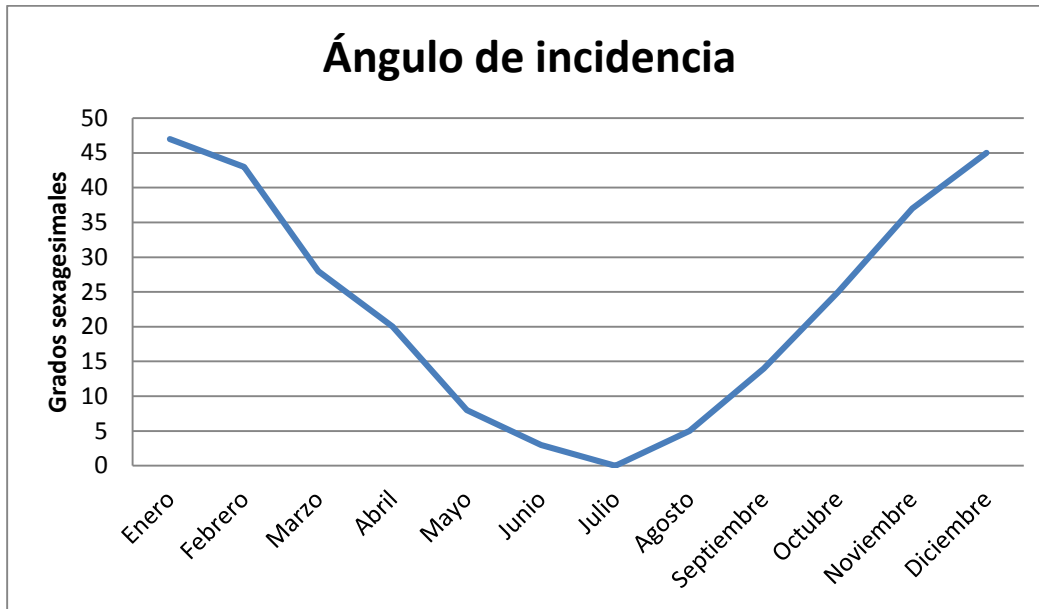


Figura 17. Ángulo de incidencia por meses para una orientación N-S con seguimiento solar E-O.

### 3.2.2 Pérdidas ópticas

Las características ópticas del colector ET-150 se reflejaron en la tabla 8 y con estas se calculó el rendimiento óptico.

Tabla 8. Cálculo del rendimiento óptico

| Rendimiento óptico                       |      |
|------------------------------------------|------|
| ñ: Reflectividad superficie reflectora   | 0,90 |
| ô: Transmisividad del cristal absorbedor | 0,95 |
| á: Absortividad del tubo del absorbedor  | 0,96 |
| γ: Factor de interceptación              | 0,95 |
| $\eta_{\text{opt.0}^\circ} = 0,78$       |      |

Cuanto mayor es el valor del rendimiento óptico, mayor será el rendimiento del captador. Así, cuanto mayor sea el valor de las variables que lo definen, mejor será el rendimiento de los captadores (Rojas, 2013)

Además de las pérdidas debidas al ángulo de incidencia, existen otras pérdidas que se asocian a dicho ángulo. El efecto del ángulo de incidencia en el rendimiento del CCP se cuantifica mediante el modificador por ángulo de incidencia,  $K(\theta_s)$

### 3.2.3 Pérdidas térmicas

Se calculó la potencia térmica útil, la potencia térmica absorbida y la potencia térmica perdida. La energía térmica útil fue menor que la energía térmica absorbida. Esto es debido a las pérdidas térmicas que se presentan en este tipo de tecnología. Durante los meses de verano existió un descenso de las diferentes potencias calculadas, a causa de las condiciones de nubosidad (lluvia) para esta época del año (figura 18). Para los meses de invierno las potencias decrecieron debido a la disminución de la radiación solar típico en esta época del año.

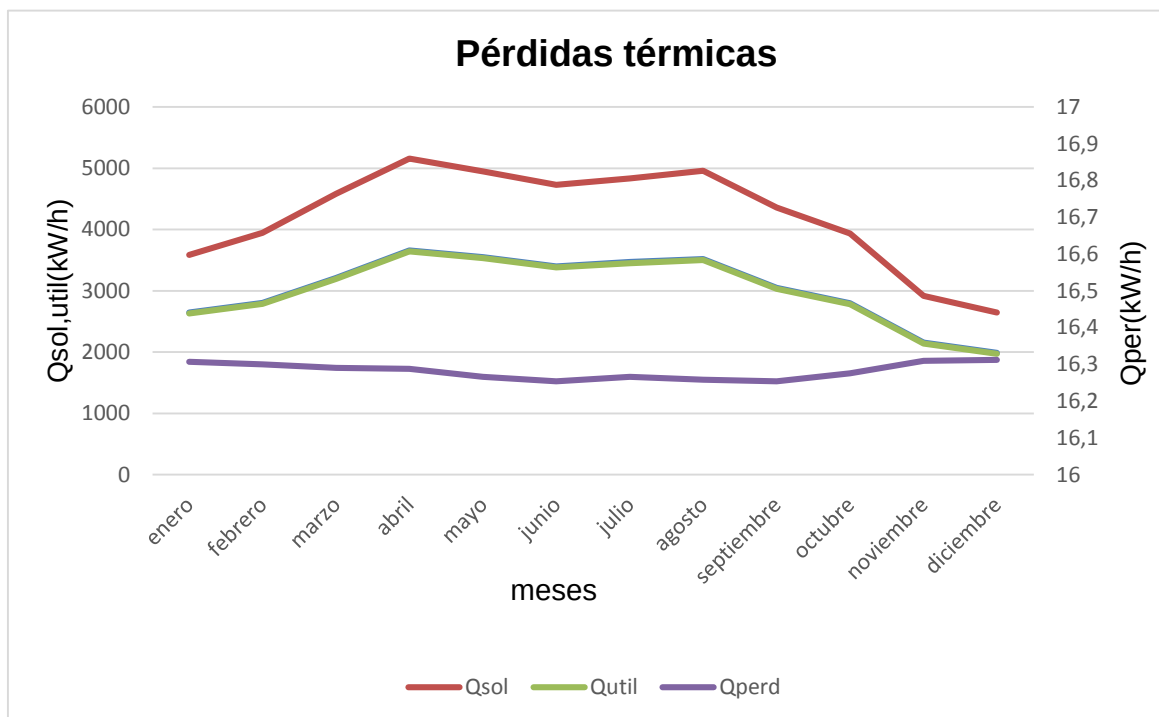


Figura 18. Energía solar por unidad de tiempo, radiación solar absorbida en un colector, pérdidas térmicas y potencia térmica útil para todos los meses del año.

Estas pérdidas térmicas influyeron negativamente en el rendimiento global del colector CCP ET-150 que tuvo un valor aproximado al 70 %. Para los meses de verano hubo un mayor rendimiento, aunque este se vio afectado por la nubosidad.

El funcionamiento térmico de cualquier captador solar está determinado por el llamado rendimiento global, definido como la relación entre la potencia térmica que es capaz de proporcionar, o potencia térmica útil y la potencia procedente del Sol que se tome como referencia. No toda la potencia solar, puede ser absorbida por el receptor. Existen una serie de pérdidas de energía debidas tanto a la geometría y óptica del captador, como a las propiedades de los materiales del propio receptor que hay que tener en cuenta (Rojas, 2013).

### 3.3 Dimensionamiento del campo solar

#### 3.3.1 Caracterización del terreno

El terreno del central George Washington, es llano, desprovisto de grandes obstáculos que puedan crear dificultades en la construcción del campo y crear sombras que entorpezcan la radiación del sol en los espejos reflectores. Está cercano a la carretera y consta con posos que facilita el acceso a los recursos hídricos en el emplazamiento. Está solucionado el problema de la conectividad a la red eléctrica nacional puesto que el central ya contaba con esta infraestructura. Por lo tanto, posee las condiciones idóneas para la instalación de un campo solar.

#### 3.3.2 Balance energético en el intercambiador de calor

A partir de la temperatura que se quiere elevar el agua de alimentación de la caldera (260 °C) y el flujo de esta (25.5 kg/s) se determina una cantidad de energía térmica que debe suministrar el campo para suplir esta demanda. Dicha energía térmica se logra a través de la radiación solar captada por los colectores, la cual es transferida en forma de calor a un fluido portador, en este caso aceite HTF. Este necesita un determinado flujo para absorber toda esa energía y luego transferirla al agua. Los caudales necesarios para la captación de este calor se encuentran en la (tabla 9)

*Tabla 9. Parámetros termodinámicos en el intercambiador de calor*

| <b>Datos</b>      | <b>Agua de alimentación</b> | <b>Aceite térmico</b> |
|-------------------|-----------------------------|-----------------------|
| Caudal(kg/s)      | 25,5                        | 46,2                  |
| Temperatura(°C)   | 166                         | 300                   |
| Presión (bar)     | 67                          | 25                    |
| Entalpía (kJ/kg.) | 697,4                       | 490                   |

Con estos datos se concluye que para calentar un flujo de agua de 25,5 kg/s (a temperatura de 166°C y presión de 67 bar) hasta alcanzar una temperatura de 260°C, se necesita un flujo de energía térmica de 10622,5 kW, lo cual es proporcionada por 46,2 kg/s de aceite térmico proveniente del campo solar que está a una temperatura de 300°C y presión de 25 bar.

### 3.3.3 Cálculo del número de lazos

#### 3.3.3.1 Cálculo del caudal mínimo de circulación del fluido de transferencia de calor (HTF) por cada lazo.

Para que exista un flujo turbulento por el interior del tubo absorbedor a una velocidad del fluido económica de 3 m/s, el caudal mínimo de circulación debe ser de 8.6 kg/s (tabla 10).

*Tabla 10. Caudal mínimo de circulación del fluido de transferencia de calor (HTF) por cada lazo.*

|                                                               |          |                   |
|---------------------------------------------------------------|----------|-------------------|
| Caudal mínimo de circulación del HTF por cada lazo            | 8.6      | kg/s              |
| Número de Reynolds                                            | 8,74E+5  |                   |
| Velocidad del HTF por el interior del tubo absorbedor         | 3        | m/s               |
| Viscosidad dinámica del HTF a la temperatura media de trabajo | 1,94E-04 | kg/m·s            |
| Densidad del HTF a la temperatura media de trabajo            | 870      | Kg/m <sup>3</sup> |

#### 3.3.3.2 Incremento de la temperatura del HTF en un colector

Para calentar el flujo de aceite de 200 a 300°C lo cual equivale a un salto térmico por lazo de 100°C es necesario 4 colectores por lazo. Por tanto, el salto de temperatura promedio del HTF a su paso por un colector es aproximadamente de 28.3°C (tabla 11).

*Tabla 11. Salto de temperatura promedio del HTF a su paso por un colector.*

| meses      | $\Delta T_{\text{lazo}}(^{\circ}\text{C})$ | $\Delta T_{\text{colec}}(^{\circ}\text{C})$ | $N_{\text{lazos}}$ |
|------------|--------------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------|
| Enero      | 100                                        | 24.8                                        | 4.0                |
| Febrero    | 100                                        | 26.3                                        | 3.8                |
| Marzo      | 100                                        | 30.1                                        | 3.3                |
| Abril      | 100                                        | 34.3                                        | 2.9                |
| Mayo       | 100                                        | 33.3                                        | 3.0                |
| Junio      | 100                                        | 31.8                                        | 3.1                |
| Julio      | 100                                        | 32.5                                        | 3.1                |
| Agosto     | 100                                        | 33.0                                        | 3.0                |
| Septiembre | 100                                        | 28.6                                        | 3.5                |
| Octubre    | 100                                        | 26.2                                        | 3.8                |
| Noviembre  | 100                                        | 20.2                                        | 5.0                |
| Diciembre  | 100                                        | 18.6                                        | 5.4                |

### 3.3.3.3 Número de colectores necesarios por lazo

El número de colectores necesarios por lazo para cada mes se refleja en la (tabla 12). Con este resultado se concluye que la cantidad de colectores totales que debe tener cada lazo del campo solar es aproximadamente de 4.

*Tabla 12. Número de colectores necesarios por lazo para cada mes del año.*

| Meses      | Número de colectores necesarios por lazo |
|------------|------------------------------------------|
| Enero      | 4.0                                      |
| Febrero    | 3.8                                      |
| Marzo      | 3.3                                      |
| Abril      | 2.9                                      |
| Mayo       | 3.0                                      |
| Junio      | 3.1                                      |
| Julio      | 3.1                                      |
| Agosto     | 3.0                                      |
| Septiembre | 3.5                                      |
| Octubre    | 3.8                                      |
| Noviembre  | 5.0                                      |
| Diciembre  | 5.4                                      |

### 3.3.3.4 Número de lazos en el campo solar

Al ser la potencia térmica del campo solar 10622,5 kW y ser la potencia térmica útil promedio por lazo aproximadamente de 2655,6 kW, el número de lazos necesarios por campo solar debe ser aproximadamente de 4.

Para generar 10,6 MW térmico con una radiación promedio de 535,5 W/m<sup>2</sup> para todo un año la dimensión del campo solar debe ser de 44448 m<sup>2</sup>. Esto se logra con un total de 4 lazos con 4 colectores cada uno.

### 3.3.4 Cálculo del ahorro de bagazo propiciado por el campo

Una de las ideas fundamentales de este proyecto es el ahorro de bagazo para su uso fuera de temporada y así no parar la generación de energía eléctrica por la ausencia de combustible. Para esto se halló el índice de generación con el campo (tabla 13), quedando un ahorro de más de 25 mil toneladas de bagazo. Pudiendo dar un margen de 30 días más de generación de electricidad lo que equivale a más de 14 mil MWe.



*Tabla 13. Generación en el período de zafra y ahorro de bagazo propiciados por el campo solar.*

|                                              |         |           |
|----------------------------------------------|---------|-----------|
| <b>Generación eléctrica total</b>            | 111063  | MWh       |
| <b>Índice de generación sin campo</b>        | 500     | kWh/tb    |
| <b>Índice de generación con campo</b>        | 575     | kWh/tb    |
| <b>Ahorro de bagazo</b>                      | 25158,6 | Ton/Zafra |
| <b>Porcentaje de bagazo ahorrado</b>         | 14      | %         |
| <b>Generación con el excedente de Bagazo</b> | 14463   | MWh       |

Según los datos de la tabla 13 y suponiendo que la zafra sea de 120 días sin contar las paradas, este resultado extendería la generación de energía eléctrica a 232 días aproximadamente, más de la mitad del año, y solo se necesitaría para los restantes 133 días del año abastecerse por medio de otra fuente como pudiera ser bagazo aportado por centrales cercanos que funcionaran como tributarios o utilizar otro combustible complementario como los residuos agrícolas cañero, leña o carbón de marabú.

### **3.4 Cálculo del impacto ambiental (toneladas de CO<sub>2</sub> dejadas de emitir en un año)**

Para el cálculo se halló el ahorro de combustible fósil con la incorporación del campo solar. De la (tabla 14) mostrada en el capítulo anterior se tomó el valor para las emisiones de CO<sub>2</sub> que fue de 3.06 kg/kg<sub>f</sub> lo que reflejó los siguientes resultados:

*Tabla 14. Ahorro de combustible y emisiones de CO<sub>2</sub> dejadas de emitir propiciado por el campo.*

|                                                                        |       |       |
|------------------------------------------------------------------------|-------|-------|
| <b>Índice de generación de una planta térmica convencional en Cuba</b> | 270   | g/kWh |
| <b>Ahorro de combustible Fósil</b>                                     | 3888  | TCC   |
| <b>CO<sub>2</sub> dejado de emitir</b>                                 | 11897 | Ton   |

### **3.5 Factibilidad económica del proyecto**

Para los cálculos de factibilidad económica en este proyecto se ha tomado los siguientes valores (tabla 15).

Tabla 15. Valores necesarios para el cálculo de la factibilidad económica.

|                           |      |        |
|---------------------------|------|--------|
| Precio de la electricidad | 0,21 | \$/kWh |
| Impuestos                 | 30   | %      |
| Tasa de descuento         | 10   | %      |
| Vida útil                 | 25   | años   |

También se tuvieron en cuenta los costos de inversión del campo solar (tabla 16).

Tabla 16. Costos de Inversión del campo solar Fuente: (IDEA, 2013)

| Captación y concentración de energía solar |        |                                 | Campo solar(CCP) |                |           |       |
|--------------------------------------------|--------|---------------------------------|------------------|----------------|-----------|-------|
| espejos                                    | 35     | Eur/ m <sup>2</sup><br>apertura | 13080,0          | m <sup>2</sup> | 457.800   | euros |
| estructuras metálicas                      | 72     | Eur/ m <sup>2</sup><br>apertura | 13.080           | m <sup>2</sup> | 941.760   | euros |
| sistemas de posicionamiento                | 6600   | Eur/unid.                       | 16               | unidades       | 108.585   | euros |
| movimiento de tierras                      | 21     | Eur/ m <sup>2</sup><br>apertura | 13.080           | m <sup>2</sup> | 274680,00 | euros |
| cimentación                                | 37     | Eur/ m <sup>2</sup><br>apertura | 13.080           | m <sup>2</sup> | 483960,00 | euros |
| montaje                                    | 43     | Eur/ m <sup>2</sup><br>apertura | 13.080           | m <sup>2</sup> | 562440,00 | euros |
| nave de montaje                            | 5,45   | Eur/ m <sup>2</sup><br>apertura | 13.080           | m <sup>2</sup> | 71286,00  | euros |
| costo total                                |        |                                 |                  |                | 2.900.511 | euros |
| <b>Sistema de conversión solar térmico</b> |        |                                 |                  |                |           |       |
| aceite térmico                             | 2,83   | Eur/kg                          | 100              | Kg             | 283       | euros |
| tubos absorbedores                         | 892    | Eur/tubo                        | 16               | tubos          | 14.675    | euros |
| juntas rotativas                           | 190    | Eur/ unid.                      | 33               | unidades       | 6251,87   | euros |
| tuberías valvulas y accesorios             | 13400  | Eur/lazo                        | 4                | lazos          | 49158,34  | euros |
| sist.Trasiego aceites                      | 87000  | Eur/lazo                        | 4                | lazos          | 319162,36 | euros |
| sist.Purificación de aceite                | 380000 | Eur/ unid.                      | 1                | unidades       | 380000    | euros |
| Protecc.Contra incendios                   | 11400  | Eur/lazo                        | 1                | lazos          | 11400     | euros |
| sist.Inertización                          | 5900   | Eur/lazo                        | 1                | lazos          | 5900      | euros |

|                                     |     |         |        |     |           |         |
|-------------------------------------|-----|---------|--------|-----|-----------|---------|
| Intercambiador aceite-vapor         | 240 | Eur/kW  | 10.623 | kWe | 2549400   | euros   |
| calderas GV                         | 53  | Eur/kWt | -      |     | 0         | euros   |
| costo total                         |     |         |        |     | 3336231,0 | euros   |
| <b>TOTAL DEL COSTO DE INVERSIÓN</b> |     |         |        |     | 9.137.253 | euros   |
|                                     |     |         |        |     | 9.959.606 | dólares |

*Tabla 17. Costos de operación y mantenimiento (O&M) del campo solar en millones de euros (MEUR /MW/año) Fuente: (IDEA, 2013)*

|               |                   |
|---------------|-------------------|
| Personal      | 0,01 MEUR /MW/año |
| Mantenimiento | 0,04 MEUR /MW/año |
| Otros         | 0,02 MEUR /MW/año |
| total         | 0,07 MEUR /MW/año |

*Tabla 18. Costos de operación y mantenimiento (O&M) del campo solar en MEUR Fuente: (IDEA, 2013)*

|                          |      |    |
|--------------------------|------|----|
| Potencia del campo solar | 11   | MW |
| Personal                 | 0,11 |    |
| Mantenimiento            | 0,42 |    |
| Otros                    | 0,21 |    |
| total                    | 0,74 |    |

Esto equivale a un costo fijo de 1.772.000 dólares en operación y mantenimiento.

#### **Parámetros operativos**

- Venta de electricidad 21 ¢/kWh
- Producción de electricidad solar 14.462,6 MWh/año
- Costos O&M campo solar 289.252 USD /año

#### **Costo nivelado de la energía generada**

Este costo se determinó al sumar los costos variables, el de inversión total y los costos de operación y mantenimiento, luego se dividió entre la generación total de la planta en los 25 años de vida útil de esta tecnología quedando de **0,032\$/kWh**.

#### **3.5.1 Tasa interna de retorno (TIR)**

Con un campo de 16 colectores y para las condiciones de este proyecto se obtuvo una TIR de:

$$\text{TIR} = 30\%$$

La TIR calculada fue mayor que la tasa de descuento, por tanto, el proyecto es aceptable

### 3.5.2 Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto es positivo con un valor que asciende a \$ 34.116.545 por lo que se cumple la condición de VAN mayor que cero por lo que el proyecto es rentable

### 3.5.3 Período de recuperación (PR)

El tiempo en que se recupera esta inversión es de aproximadamente 9 años (figura 18).

Los costos de inversión incluyen, costes de Ingeniería, obtención de los permisos necesarios y autorizaciones administrativas, obra civil y equipo electromecánico. Los beneficios corresponden a las ventas anuales de electricidad, una vez deducidos los gastos de operación y mantenimiento. En general, se estima en el sector que, para que una inversión sea interesante, el período de recuperación no debe exceder de 7 años. (Penche, 1998). Este proyecto excede en dos años lo planteado por (Penche, 1998) aunque sigue siendo factible e interesante para las condiciones del país ya que como plantea el problema de investigación, el principal interés de este trabajo es aumentar los días de generación de electricidad. Debido al problema que presenta Cuba con los índices de generación se hace necesario una mejora en este sector a toda costa priorizando esto, quedando así los periodos de recuperación por detrás de este interés primordial.

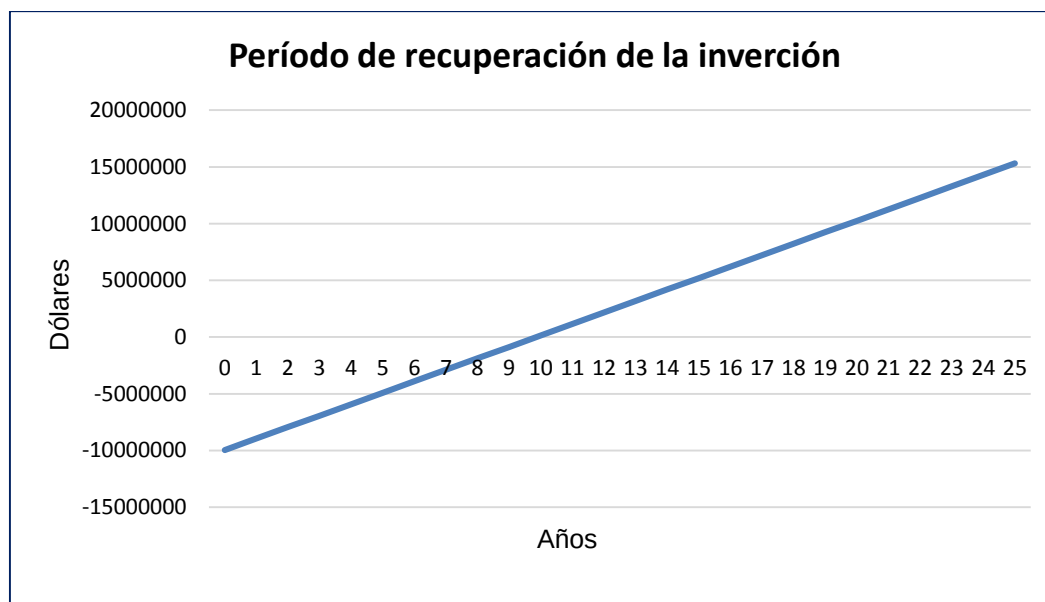


Figura 19. Período de recuperación en años.

Teniendo en cuenta estos tres índices económicos calculados que se tuvieron en cuenta para la rentabilidad económica de este proyecto se obtiene como resultado que dicho proyecto es económicamente factible.

## Conclusiones

- La tecnología de plantas híbridas solar-biomasa para el caso de Cuba es potencialmente factible a partir de los valores encontrados de radiación solar directa en todo el territorio, alcanzando estos más de 5 kWh/m<sup>2</sup>-día durante todo el año siendo favorable para la implementación de esta tecnología.
- El rendimiento global de cada colector tiene un valor aproximado del 70 %, debido a las pérdidas geométricas, ópticas, térmicas y por las condiciones meteorológicas del lugar, puesto que al ser Cuba una isla rodeada de mar hay ocurrencia de un gran número de precipitaciones y cielos nublados al año que afectan considerablemente el factor de disponibilidad del campo solar.
- El campo solar tendrá 4 colectores por lazo y 4 lazos por campo con una potencia térmica de 10,6 MW lo que representa un área de casi 4,5 ha aumentándose el índice de generación de electricidad de la planta con su conversión en planta híbrida (solar-biomasa) de 500 kWh/tb a 575 kWh/tb
- Con la implementación del proyecto propuesto (hibridación biomasa-energía solar) se puede lograr un ahorro de 25.158,6 toneladas de bagazo por zafra, lo que equivale a 30 días adicionales de generación eléctrica de la planta lo que extendería la generación en la bioeléctrica a unos 230 días acercándose cada vez más a lo previsto por la política existente en el país de conversión de centrales en bioeléctricas de llegar a los 300 días. Pudiéndose saldar los 70 días faltantes con combustibles alternativos como el RAC y el marabú con gran abundancia en nuestros campos.
- La implementación en la UEB George Washington de la hibridación permitiría anualmente con el excedente de bagazo obtenido una generación de electricidad adicional de 14,5 GWh, con una disminución de 11897 toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub>, funcionando como una fuente de empleo considerable para los habitantes de este lugar.
- El estudio de la hibridación solar-biomasa en la UEB George Washington indica que un proyecto de este tipo es factible con una inversión de casi 10 millones de dólares logra como resultados más importantes un VAN de más de 34 millones, una TIR de 30%, un PRD de aproximadamente 9 años y un costo nivelado de la electricidad de 0.032 \$/kWh valor de gran motivación para la implementación de esta tecnología.

## Recomendaciones

- Extender el estudio de factibilidad de plantas de energía híbridas biomasa solar a otros centrales azucareros del país que se prevean convertir en bioeléctricas.
- Incluir en la metodología de análisis empleada en este trabajo para futuros estudios otro tipo de tecnologías de concentración como pudiera ser la de colector lineal Fresnel, cuya aplicación ha venido en aumento en los últimos años a nivel mundial.
- Profundizar en el estudio de factibilidad de este proyecto analizando la influencia de la variación de parámetros como el salto entálpico en el intercambiador de calor del campo solar para la optimización del diseño del campo solar.

## Bibliografía

- BÉRRIZ, L., MADRUGA E. 2000. Cuba y las fuentes renovables de energía. *CUBASOLAR*, pp 29.
- CENGEL, Y. 2012. *Termodinámica*, México, D.F.
- DAVID, A. 2007. *Business and Finance. Israeli Company to build largest solar park in world in US* [Online]. Available: (<http://www.ynetnews.com/>) [Accessed 10 febrero 2018].
- E. BURIN, T. V., S. MULTHAUPT, A. THELEN, G. OELJEKLAUS, K. GÖRNER, E. BAZZO 2016. Thermodynamic and economic evaluation of a solar aided sugarcane bagasse cogeneration power plant. *THE 28TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON EFFICIENCY, COST, OPTIMIZATION, SIMULATION AND ENVIRONMENTAL IMPACT OF ENERGY SYSTEMS*.
- EPA. Factor Information REtrieval (FIRE) Software. Technology Transfer Network Clearinghouse for Inventories & Emissions Factors 2004.
- GACETA 2007. Estrategia Ambiental Nacional. *Ministerio de Justicia*. 30 ed. Gaceta Oficial: Republica de Cuba.
- GESIME 2014. Conceptualización del programa de desarrollo de la energía solar térmica en Cuba 2014-2020. MINEM. *Desarrollado por grupo de desarrollo de la energía solar térmica. Grupo Empresarial de la Industria Sidero-Mecánica*, 36.
- GUTIÉRREZ, E. 2013. “El azúcar cubano adquiere protagonismo energético”. *Diarios latinoamericanos de Tierramérica*.
- HERRERA, I. 2016. Poligeneration Workshop. KTH: Universidad Central Marta Abreu de Las Villas.
- HIDALGO, L. 2012. Estudio Técnico-económico de una central híbrida solar-ciclo combinado. *Proyecto final de carrera para optar por el título ingeniero técnico de minas. Departamento de sistemas energéticos*, 79.
- [HTTP://EOSWEB.LARC.NASA.GOV/SSE/](http://EOSWEB.LARC.NASA.GOV/SSE/). 2017. *Surface Meteorology and Solar Energy* [Online]. [Accessed 22 noviembre].
- [HTTP://WWW.WIKIPEDIA.ORG](http://WWW.WIKIPEDIA.ORG). 2017. *Energía solar térmica* [Online]. [Accessed 17 diciembre 2017].
- IDEA 2013. Plan de Energías (PER) 2011-2020. *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*.
- LA ROSA, D. 2014. Recuperación de la disponibilidad de generación en el ciclo combinado de Energías Varadero con aporte termosolar. <http://www.cubasolar.cu>.
- MARTÍN, S. 2017. Colector cilíndrico parabólico. Available from: <http://www.tecnoblogsanmartin.wordpress.com>].

- MARTÍNEZ, L. 2017. *Conjunto de alternativas tecnológicas para la ingeniería conceptual del estudio de oportunidad de la conversión en bioeléctrica del central George Washington*. Trabajo de diploma, Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas.
- MAXWELL, E. L., RENNE D.S 1994. Measures of Renewable Energy. *National Renewable Energy Laboratory*.
- PAREDES, C. 2012. Diseño de captador solar cilíndrico parabólico para aplicaciones rurales en Paraguay. *Proyecto final de carrera para optar por el título de ingeniero técnico de minas. Especialidad en recursos energéticos, combustibles y explosivos*, 57.
- PENCHE, C. 1998. Manual de pequeña hidroeléctrica *DIRECCIÓN GENERAL DE ENERGÍA (D G X V I I)*, 259.
- PETROLEUM, B. 2006. BP Statistical Review of World Energy June 2006. *Quantifying Energy*.
- PETROLEUM, B. 2018. *Statistical Review of World Energy* [Online]. Available: <http://www.bp.com/energyoutlook> [Accessed 12 febrero de 2018].
- PITZ-PAAL 2013. Solar thermal power plants; BINE-Themeninfo. *FIZ Karlsruhe GmbH*.
- REN 2013. Global Status Report. *Paris*.
- REUß, N. 2012. Modern Gas- & Steam Turbines in Solarthermic Applications; 14th International Symposium on Transport Phenomena and Dynamics of Rotating Machinery,. *Honolulu*.
- RIBOT J, E. A., ROVIRA P, ROVIRA A, BARÓN J.L 2001. *Curso de Energía Solar. Centro de Tecnología Educativa CTE*, Barcelona. España, Obra completa. 4ta edición. Lección 3. El potencial real de la energía solar. .
- RODRÍGUEZ, J. 2015. *Metodología para la caracterización termoeconómica de plantas híbridas de generación de electricidad*. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid
- ROJAS, E. 2013. Energía Solar Térmica Observatorio de energía renovable para América Latina y Caribe. *Programa de capacitación de energías renovables. ONUDI.*, 68.
- SALOMÓN, R. 2016. “Bioeléctricas despiertan creciente interés mundial”
- SALOMÓN, R. 2018. Biomasa, fuente de electricidad inagotable para Cuba. *Diálogos del Sur*. Prensa Latina de La Habana.
- SEBASTIÁN, E. 2011. Sistemas de colector cilíndrico parabólico para generar energía. <http://eliseosebastian.com>.
- SHILLING, Z., NORMAN 2003. IGCC Clean Power Generation Alternative For Solid Fuels. *Product Line Leader*.



WWW.SOLARBUZZ.COM, H. 2016. *Abener Signs Contract for Solar Thermal Electric-Combined Cycle Hybrid Plant*, [Online]. [Accessed 16 dicembre 2017].