

UNIVERSIDAD TÉCNICA NACIONAL

Sede del Pacífico

Carrera de Ingeniería Eléctrica

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y VIABILIDAD ECONÓMICA SOBRE LA
IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR EN GUANACASTE,
COSTA RICA

Trabajo final de graduación como requisito para optar por el grado académico de
LICENCIATURA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Elaborado por:

Jesús Molina Matute

Luis Alonso Ruiz Leal

Puntarenas, Costa Rica, 13 de abril de 2022

ACTA DE APROBACIÓN

En la ciudad de Puntarenas, a los 10 días del mes de mayo del año 2022 al ser las 17 horas con 30 minutos, estando presentes en el Campus Juan Rafael Mora Porras de la Sede del Pacífico de la Universidad Técnica Nacional, las siguientes personas:

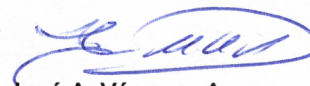
Profesor Tutor: José Alberto Vásquez Araya
Profesor Lector Interno: German Vásquez Araya
Profesor Lector Interno: Silvio Blanco Garay
Presidente del Tribunal Examinador: Carlos Ruiz Rodríguez

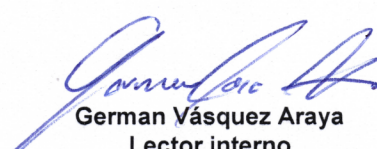
En su condición de miembros del Tribunal Evaluador, para evaluar el Proyecto de Graduación para optar por el grado de **Licenciatura en Ingeniería Eléctrica**, de las personas estudiantes, **Jesús Augusto Molina Matute** cédula de identidad **140037005** y **Luis Alonso Ruiz Leal** cédula de identidad **503840294**.

Reunido el Tribunal Evaluador los aspirantes procedieron a presentar y defender su Tesis de Graduación titulado **"Estudio de factibilidad técnica y viabilidad económica sobre la implementación de una Central Termo Solar en Guanacaste, Costa Rica."**

Concluida la presentación y defensa de la Tesis de Graduación, el Tribunal Evaluador consideró que, de conformidad con la normativa en la materia, las personas estudiantes obtuvieron una calificación de 9.25, cumpliendo con las exigencias requeridas para la aprobación de la Tesis y le es conferido el grado de **Licenciados en Ingeniería Eléctrica**.

No () Si () mención honorífica


José A. Vásquez Araya
Profesor Tutor


German Vásquez Araya
Lector interno


Silvio Blanco Garay
Lector Interno


Carlos Ruiz Rodríguez
Presidente del Tribunal Examinador

Estudiantes:


Jesús Augusto Molina Matute
Cédula 140037005


Luis Alonso Ruiz Leal
Cédula 503840294



Carta de aprobación del filólogo

Cartago, 26 de abril de 2022

Los suscritos, Elena Redondo Camacho, mayor, casada, filóloga, incorporada a la Asociación Costarricense de Filólogos con el número de carné 0247, portadora de la cédula de identidad número 3-0447-0799 y, Daniel González Monge, mayor, casado, filólogo, incorporado a la Asociación Costarricense de Filólogos con el número de carné 0245, portador de la cédula de identidad número 1-1345-0416, ambos vecinos de Quebradilla de Cartago, revisamos el trabajo final de graduación que se titula: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y VIABILIDAD ECONÓMICA SOBRE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR EN GUANACASTE, COSTA RICA, sustentado por Jesús Molina Matute y Luis Alonso Ruiz Leal.

Hacemos constar que se corrigieron aspectos de ortografía, redacción, estilo y otros vicios del lenguaje que se pudieron trasladar al texto. A pesar de esto, la originalidad y la validez del contenido son responsabilidad directa de la persona autora.

Esperamos que nuestra participación satisfaga los requerimientos de la Universidad Técnica Nacional.

ANA ELENA
REDONDO
X CAMACHO (FIRMA)

Firmado digitalmente por
ANA ELENA REDONDO
CAMACHO (FIRMA)
Fecha: 2022.04.26
19:59:40 -06'00'

Elena Redondo Camacho
Filóloga - Carné ACFIL n.º 0247

DANIEL ALBERTO
X GONZALEZ
MONGE (FIRMA)

Firmado digitalmente por
DANIEL ALBERTO
GONZALEZ MONGE (FIRMA)
Fecha: 2022.04.26 19:58:27
-06'00'

Daniel González Monge
Filólogo - Carné ACFIL n.º 0245

Dedicatoria

El presente trabajo final de graduación está dedicado a nuestras familias que, con su cariño, valor, confianza, comprensión, sacrificio, entre otros valores, han ayudado y brindado las fuerzas necesarias durante todo este proceso en el que hemos retornado a cursar estudios de educación superior que culminamos con el presente trabajo, de manera que sea posible obtener una de las metas más deseadas.

Agradecimientos

Primero, queremos externar el agradecimiento sincero y total para nuestras familias quienes incondicionalmente nos han brindado su apoyo de la mejor manera posible, convirtiéndose en pilares para la consecución de esta etapa.

Agradecemos a José Alberto Vásquez Araya, quien con gran compromiso aceptó la responsabilidad de guiarnos en la elaboración del presente trabajo, esto con paciencia, empatía y sabiduría. Gracias por confiar en nosotros y en el trabajo.

Adicionalmente, agradecemos a los personeros del Departamento de Generación de Coopeguanacaste, quienes nos permitieron realizar el estudio involucrando a su representada. Esto con la mejor de las intenciones para que el presente trabajo final sea del agrado y provecho para sus futuras consideraciones en el momento de implementar proyectos de generación de energías renovables.

Se agradece también al personal docente y administrativo que lidera y conforma la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica Nacional, ya que a pesar del reto que representó llevar a cabo los cursos lectivos desde la virtualidad, nos permitieron ser parte e ingresar a cursar la Licenciatura en Ingeniería Eléctrica, esto a pesar de haber realizado los estudios correspondientes al bachillerato en otros centros de enseñanza.

Tabla de contenido

Capítulo I. Descripción del problema	1
1.1. Introducción	2
1.2. Antecedentes	3
1.3. Planteamiento del problema	10
1.4. Justificación e importancia del proyecto	11
1.5. Objetivos	12
1.5.1. Objetivo general	12
1.5.2. Objetivos específicos	13
1.6. Marco teórico	13
1.6.1. Tipos de centrales termosolares	13
1.6.1.1. Captadores cilíndricos parabólicos	14
1.6.1.2. Captadores lineales Fresnel	15
1.6.1.3. Discos parabólicos	16
1.6.1.4. Receptor de torre central	17
1.6.2. Funcionamiento de la tecnología termosolar CCP	19

1.6.3. Mecanismo de transferencia de calor	20
1.6.4. Energía solar	22
1.6.4.1. Tipos de radiación.....	23
1.6.5. Almacenamiento de energía	24
1.6.6. Fluido de transferencia de calor (Heat Transfer Fluid HTF).....	27
1.6.7. Múltiplo solar	29
1.6.8. Colectores (SCA)	31
1.6.8.1. Partes del colector SCA	32
1.6.9. Tubos captadores (HCE)	36
1.7. Marco metodológico	38
1.7.1. Tipo de investigación	38
1.7.2. Alcance de la investigación.....	38
1.7.3. Fuentes de información	39
1.7.4. Variables.....	40
1.7.5. Sujeto de información	41
1.7.6. Resumen	41
1.7.7. Estrategia metodológica	41

Capítulo II. Características y capacidad de producción del terreno en estudio	44
2.1. Introducción del objetivo	45
2.2. Características físicas y topológicas del terreno	46
2.2.1. Localización	46
2.2.2. Preferencias de Coopeguanacaste R. L.	46
2.2.3. Espacio físico del proyecto.....	47
2.2.4. Análisis de sombra	48
2.3. Características meteorológicas y recursos solares del terreno	48
2.3.1. Solargis	48
2.3.2. Instituto Meteorológico Nacional.....	50
2.3.3. Software System Advisor Model SAM.....	51
2.4. Capacidad de producción según área del terreno	52
Capítulo III. Características y variables idóneas de la central termosolar por estudiar	53
3.1. Introducción del objetivo	54
3.2. Fluido de transferencia de calor (Heat Transfer Fluid HTF)	54
3.3. Múltiplo solar	58
3.4. Colectores (SCA)	59

3.5. Tubos receptores	60
3.6. Sistema de almacenamiento de energía.....	61
3.7. Variables preliminares por considerar para el modelado de la central termosolar en SAM	62
3.8. Modelado de la Central Termosolar en System Advisor Model SAM	64
3.8.1. Introducción.....	64
3.8.2. Selección de modelos para tecnología cilindro-parabólica	65
3.8.3. Selección de modelos financieros	67
3.8.4. Localización y recursos	69
3.8.5. Campo solar.....	72
3.8.5.1. Área total del terreno	72
3.8.5.2. Diseño del campo solar.....	75
3.8.5.3. Múltiplo solar.....	77
3.8.5.4. Orientación de los colectores en el campo solar.....	80
3.8.5.5. Fluido de transferencia de calor HTF	83
3.8.6. Colectores SCA	87
3.8.7. Receptores HCE	90

3.8.8. Bloque de potencia	95
3.8.9. Sistema de almacenamiento TES	100
3.8.10. Pérdidas parásitas	105
3.8.11. Vida útil y degradación	106
3.8.11.1. Tasa de degradación anual.....	107
3.8.12. Costos de instalación	107
3.8.13. Costos por operación y mantenimiento O&M	111
3.9. Resumen de variables para el modelado de la central termosolar en SAM	112
3.9.1. Selección Tipo HTF	112
3.9.2. Selección tipo de colector.....	112
3.9.3. Selección horas de almacenamiento por estudiar.....	113
Capítulo IV. Estudio de viabilidad económica	115
4.1. Introducción del objetivo	116
4.2. Tarifas Aresep para distribuidores	116
4.3. Indicadores financieros	118
4.4. Parámetros de simulaciones en SAM.....	119
4.5. Cálculos con resultados simulaciones en SAM	120

4.5.1. Cálculos para el año 1	120
4.5.2. Proyección a 30 años	124
4.6. Resultados de las simulaciones por medio de SAM	124
4.6.1. Caso I 0 Horas	125
4.6.2. Caso II 1 Hora	126
4.6.3. Caso III 1,5 Horas	128
4.6.4. Caso IV 2 Horas	129
4.6.5. Caso V 3 Horas.....	131
4.6.6. Caso VI 6 Horas	132
4.6.7. Caso VII 12 Horas	134
4.6.8. Caso VIII 24 Horas.....	135
4.7. Resultados financieros (VAN y TIR).....	137
4.7.1. Caso I 0 Horas	140
4.7.2. Caso II 1 Hora	141
4.7.3. Caso III 1.5 Horas	141
4.7.4. Caso IV 2 Horas	142
4.7.5. Caso V 3 Horas.....	142

4.7.6. Caso VI 6 Horas	143
4.7.7. Caso VII 12 Horas	143
4.7.8. Caso VIII 24 Horas.....	144
Capítulo V. Análisis de resultados	145
5.1. Análisis de generación	146
5.2. Análisis económico	149
5.3. Análisis financiero	153
5.4. Análisis de sensibilidad.....	155
Capítulo VI. Conclusiones y recomendaciones	159
6.1. Conclusiones	160
6.2. Recomendaciones.....	163
Referencias.....	164
Anexos	170
Anexo I. Características meteorológicas del terreno (Solargis, 2022).....	171
Anexo II. Características meteorológicas del terreno (IMN, 2022).....	173
Anexo III. Datos técnicos tipo de colector.....	174
Anexo IV. Resultados simulación de comparación de los tipos de HTF	175

Anexo V. Resultado simulación de comparación de los tipos de colector	175
Anexo VI. Resultado simulación de comparación horas de almacenamiento	175
Anexo VII. Cálculo de ahorro por energía.....	176
Anexo VIII. Ficha Técnica HTF Hitec XL (Fariña González, 2020)	177
Anexo IX. Ficha técnica tubo receptor Schott PTR70 Receivers (Fariña González, 2020)	179
Anexo X. Carta de Autorización para uso y manejo de los trabajos finales de graduación Universidad Técnica Nacional (Trabajo Colectivo)	180

Tabla de cuadros

Tabla 1 Conductividades eléctricas para diferentes metales. (Bautista, 2015).....	21
Tabla 2 Temperaturas Mínimas para Tipos de HTF (Ahmad Abd y Mohmed Abd, 2014)	29
Tabla 3 Valor de Reflectividad (Ahmad Abd y Mohmed Abd, 2014)	35
Tabla 4 Estrategias metodológicas para el TFG	42
Tabla 5 Información general del Terreno en estudio	46
Tabla 6 Radiación solar y parámetros meteorológicos. Fuente Solargis	49
Tabla 7 Rango de operación de los fluidos en estudio (Patiño Mantilla y Venturini, 2016)	56
Tabla 8 Especificaciones de los HTF de mejor rendimiento (Patiño Mantilla y Venturini, 2016)	56
Tabla 9 Selección de HTF para simulaciones.....	58
Tabla 10 Selección de colector para simulaciones¶.....	59
Tabla 11 Horas de almacenamiento del modelado de la central termosolar.....	61
Tabla 12 Listado de casos para realizar simulaciones	62
Tabla 13 Producción de energía anual en función del ángulo de inclinación.....	82
Tabla 14 Producción de energía anual en función del ángulo de orientación	83
Tabla 15 Lista de casos reducida para realizar simulaciones	113

Tabla 16 Tarifa T-SD Ventas a empresas de distribución. Precios mensuales (Instituto Costarricense de Electricidad ICE, 2021).....	117
Tabla 17 Resumen resultados Caso I.....	125
Tabla 18 Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso I.....	125
Tabla 19 Resumen proyección a 30 años Caso II.....	126
Tabla 20 Resumen resultados Caso II.....	126
Tabla 21 Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso II	127
Tabla 22 Resumen proyección a 30 años Caso II.....	127
Tabla 23 Resumen resultados Caso III	128
Tabla 24 Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso III	128
Tabla 25 Resumen proyección a 30 años Caso III.....	129
Tabla 26 Resumen resultados Caso IV	129
Tabla 27 Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso IV	130
Tabla 28 Resumen proyección a 30 años Caso IV	130
Tabla 29 Resumen resultados Caso V	131
Tabla 30 Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso V	131
Tabla 31 Resumen proyección a 30 años Caso V.....	132
Tabla 32 Resumen resultados Caso VI	132
Tabla 33 Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso VI.....	133

Tabla 34 Resultados proyección a 30 años Caso VI.....	133
Tabla 35 Resumen resultados Caso VII.....	134
Tabla 36 Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso VII.....	134
Tabla 37 Resumen proyección a 30 años Caso VII	135
Tabla 38 Resumen resultados Caso VIII	135
Tabla 39 Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso VIII	136
Tabla 40 Resumen proyección a 30 años Caso VIII.....	136
Tabla 41 Resumen de resultados de las simulaciones¶.....	137
Tabla 42 Análisis VAN y TIR Caso I.....	140
Tabla 43 Análisis VAN y TIR Caso II.....	141
Tabla 44 Análisis VAN y TIR Caso III	141
Tabla 45 Análisis VAN y TIR Caso IV	142
Tabla 46 Análisis VAN y TIR Caso V	142
Tabla 47 Análisis VAN y TIR Caso VI.....	143
Tabla 48 Análisis VAN y TIR Caso VII.....	143
Tabla 49 Análisis VAN y TIR Caso VIII	144
Tabla 50 Resumen VAN y TIR para los casos de simulación.....	144
Tabla 51 Desglose del costo de operación y mantenimiento para cada caso.....	151

Tabla 52 Montos del financiamiento	156
Tabla 53 Análisis VAN y TIR Caso Sensibilidad	157

Tabla de figuras

Figura 1 Atención de la demanda por fuente desde enero a setiembre 2021 (CENCE Centro Nacional de Control de Energía, 2021)	10
Figura 2 Captador cilíndrico parabólico (Godoy, 2014)	14
Figura 3 Captador Lineal Fresnel (Torre, 2016).....	16
Figura 4 Captador Disco Parabólico (Godoy, 2014)	17
Figura 5 Captador Receptor Central (Godoy, 2014)	18
Figura 6 Funcionamiento central termosolar (Agencia Andaluza de la Energía, 2011)	20
Figura 7 Partes de una central CCP Fuente (SAM, 2021).....	20
Figura 8 Central termosolar con almacenamiento de dos tanques mediante sales fundidas (Ahmad y Mohmed, 2014).....	25
Figura 9 Solar Collector Assembly (SCA) (Ahmad y Mohmed, 2014)	32
Figura 10 Estructura trasera de LS-2 (izquierda) y LS-3 (derecha) (Ahmad y Mohmed, 2014)	33
Figura 11 Diferentes estructuras para colectores LS-3 y Euro Trough (Ahmad y Mohmed, 2014)	34
Figura 12 Colector Solargenix SCX-1 (izquierda) y Solargenix SGX-1 (derecha) (Ahmad y Mohmed, 2014).....	35
Figura 13 Accionamiento Hidráulico del SCA (Ahmad y Mohmed, 2014).....	36

Figura 14 Parte de un tubo receptor (Sánchez, 2015).....	37
Figura 15 Tubo receptor Schott PTR70 2008 (Schott Solar)	38
Figura 16 Ubicación del terreno en estudio. Fuente Google Earth.....	47
Figura 17 Ubicación del terreno en estudio con acercamiento. Fuente Google Earth	48
Figura 18 Datos meteorológicos suministrados por IMN.....	51
Figura 19 Datos meteorológicos suministrados por Software Libre System Advisor Model “SAM”	52
Figura 20 Tubo receptor Schott PTR70 2008 (Schott Solar)	61
Figura 21 System Advisor Model versión 2021.12.2 (SAM, 2021).....	65
Figura 22 Selección de fuente de energía y modelo económico en SAM (SAM, 2021).....	66
Figura 23 Ventanas relacionadas a parámetros de entrada en SAM (SAM, 2021)	69
Figura 24 Opción de descarga de recursos solares para coordenadas en SAM (SAM, 2021)	70
Figura 25 Biblioteca de recursos solares de SAM (SAM, 2021)	70
Figura 26 Información meteorológica asociada a la ubicación de la central termosolar (SAM, 2021)	71
Figura 27 Variación DNI durante el año para la ubicación del proyecto (SAM, 2021).....	72
Figura 28 Dimensiones de la central termosolar (Resultado SAM)	73
Figura 29 Opción 2 Diseño de Campo Solar (SAM, 2021).....	76

Figura 30 Información relacionada a campo solar en SAM (SAM, 2021).....	78
Figura 31 Valor DNI efecto coseno durante el año para la ubicación del proyecto (SAM, 2021)	79
Figura 32 Orientación de los colectores SCA's en SAM (SAM, 2021).....	81
Figura 33 Diagrama de orientación de colectores SCA's (Monje Gómez, 2016)	81
Figura 34 Especificaciones referentes al HTF de campo solar seleccionado (SAM, 2021)	84
Figura 35 SCA de campo solar seleccionado (SAM, 2021).....	87
Figura 36 Especificaciones referentes al SCA de campo solar seleccionado (SAM, 2021)	88
Figura 37 HCE de campo solar seleccionado (SAM, 2021).....	90
Figura 38 Especificaciones técnicas del HCE seleccionado (SAM, 2021)	91
Figura 39 Características del bloque de potencia de la central (SAM, 2021)	96
Figura 40 Modelado establecido de pérdidas para la central (SAM, 2021)	97
Figura 41 Propiedades técnicas del bloque de potencia de la central (SAM, 2021).....	98
Figura 42 Características del sistema de almacenamiento TES (SAM, 2021)	101
Figura 43 Grupo de controles de despacho de Almacenamiento (SAM, 2021)	105
Figura 44 Ventana de perdidas parasitas de la central modelada en SAM (SAM, 2021) .	106
Figura 45 Ingreso de Tasa de Degradación Anual en SAM (SAM, 2021).....	107
Figura 46 Resumen de costos directos de capital según el modelado de SAM (SAM, 2021)	108

Figura 47 Resumen de costos indirectos de capital según el modelado de SAM (SAM, 2021)	110
Figura 48 Ventana de costos relacionados con operación y mantenimiento según el modelado de SAM (SAM, 2021)	111
Figura 49 Función de Excel para el cálculo del VAN (Excel, 2022)	139
Figura 50 Función de Excel para el cálculo de la TIR (Excel, 2022)	140
Figura 51 Gráficos de generación y radiación solar en un día para los casos de simulación	146
Figura 52 Gráfico de generación del primer año en función del almacenamiento	148
Figura 53 Gráfico de la inversión y generación del primer año en función del almacenamiento	150
Figura 54 Gráfico de la operación y mantenimiento en función del almacenamiento	152
Figura 55 Gráfico del ahorro del primer año en función del almacenamiento	153
Figura 56 Grafico del VAN y el TIR en función del almacenamiento	154
Figura 57 Parámetros financiación del proyecto (SAM)	156
Figura 58 Gráfico VAN y TIR Caso I y caso sensibilidad	158

Tabla de abreviaturas

Aresep: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

BID: Banco Interamericano de Desarrollo.

BOT: Bulid, Operate and Transfer (en español construir, operar y transferir).

CCP: Colector cilindro-parabólico.

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz S. A.

COK: Costo de Oportunidad de Capital.

Coopeguanacaste: Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste.

CSP: Concentrated Solar Power (en español energía solar concentrada).

HCE: Heat Collection Element (en español tubo receptor).

HTF: Heat Transfer Fluid (en español fluido de transferencia de calor).

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.

kW: Kilowatt.

kWh: Kilowatt Hora.

LCOE: Costo nivelado de la energía (por sus siglas en inglés).

MVA: Megavoltamperio.

MW: Megawatt.

MWe: Megawatt Eléctrico.

MWh: Megawatt Hora.

MWt: Megawatt Térmico.

O&M: Operación y mantenimiento.

PPA: Power Purchase Agreement (en español contrato de compraventa de energía).

SAM: System Advisor Model.

SCA: Solar Collector Assembly (en español montaje de colectores solares).

TIR: Tasa interna de retorno.

VAN: Valor actual neto.

Resumen

El presente TFG se basa en el dimensionamiento técnico y análisis económico para el desarrollo de una central termosolar con tecnología de captadores cilindro-parabólicos, en un terreno disponible de cuatro hectáreas propiedad de Coopeguanacaste R. L., que se ubica en Costa Rica, específicamente en Santa Cruz, Guanacaste.

Para el presente estudio se emplea como herramienta de simulación el *software* SAM, que se utiliza en proyectos referentes y que se relacionan con energías renovables.

Por medio del *software* SAM se definen los elementos propios de la central que mayor rendimiento brindan, como el múltiplo solar, Hitec XL como fluido caloportador, EuroTrough ET150 como colector solar, Schott PTR70 2008 como elemento receptor de radiación, 2 MVA como capacidad instalada de la central. En cuanto a las horas de almacenamiento, se considera analizar de comparación entre ocho casos y cada uno corresponde a un tiempo de almacenamiento en específico.

De los ocho casos incluidos en el análisis, se determina considerar como parámetros de interés, la generación de energía anual, el costo de inversión inicial, costos de mantenimiento y operación, así como el ahorro que representa la energía generada por la central y no comprada al ICE.

De acuerdo con el análisis económico realizado se determina que el mejor comportamiento lo presenta el caso I, que no cuenta con almacenamiento de energía y es rentable económicamente, considerando una inversión inicial de \$5,422,626.00, un VAN de \$626,530.71 y una TIR de 1.66 % para un flujo de efectivo con un plazo de 30 años, sin considerar financiamiento.

Por lo tanto, se concluye que una central termosolar sin almacenamiento de energía es técnicamente factible y económicamente viable. Sin embargo, es altamente sensible a la variación de sus parámetros económicos y en el mejor de los casos no representa una inversión competitiva en comparación con otras tecnologías o con otros tipos de inversión.

Palabras clave: Central de generación, CSP Costa Rica, Termosolar Costa Rica, Factibilidad Técnica, Viabilidad Económica, Múltiplo Solar, Colectores Cilindro-Parabólicos, Generación Costa Rica, Solar.

Abstract

This TFG is based on the technical dimensioning and economic analysis for the development of a solar thermal power plant with parabolic trough collector technology, on an available land of four hectares owned by Coopeguanacaste R. L., which is located in Costa Rica, specifically in Santa Cruz, Guanacaste.

To conduct this study, the SAM software is used as a simulation tool, which is used in reference projects related to renewable energies.

Using the SAM software, the elements of the plant that provide the best performance are defined, such as the solar multiple, Hitec XL as heat transfer fluid, EuroTrought ET150 as solar collector, Schott PTR70 2008 as radiation receiving element, 2 MVA as installed capacity of the plant and in terms of storage hours, it is considered to perform a comparison analysis between eight cases where each of these cases corresponds to a specific storage time.

Of the eight cases included in the analysis, it is determined to consider as parameters of interest, the annual energy generation, the initial investment cost, maintenance, and operation costs, as well as the savings represented by the energy generated by the plant and not bought from ICE.

According to the economic analysis conducted, it is determined that the best behavior is presented by case I, which does not have energy storage and is economically profitable, considering an initial investment of \$5,422,626.00, a NPV of \$626,530.71 and an IRR of 1.66 % for a cash flow with a term of 30 years.

Therefore, it is concluded that a solar thermal power plant without energy storage is technically feasible and economically viable. However, it is extremely sensitive to changes in its economic parameters. And in the best of cases, it does not represent a competitive investment compared to other technologies or other types of investment.

Capítulo I. Descripción del problema

1.1. Introducción

El presente documento hace referencia al *ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y VIABILIDAD ECONÓMICA SOBRE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR EN GUANACASTE, COSTA RICA*. Se desarrolla el objetivo general, así como los objetivos específicos, la justificación de este TFG y el estado del arte sobre el auge de las centrales termosolares en los últimos años.

Adicionalmente, se agrega una sección de marco teórico en la cual se tratarán temas de la historia de la energía termosolar, tanto en Estados Unidos como en el mundo, así como los diferentes tipos de centrales termosolares. Entre estos destacan captadores cilíndricos parabólicos, captadores lineales Fresnel, discos parabólicos y receptor de torre central y las diferentes tecnologías existentes en cuanto a elementos que componen una central termosolar, así como su rendimiento de acuerdo con bibliografías consultadas.

Como parte de este estudio se lleva a cabo el desarrollo de los dos primeros objetivos específicos que se plantearon, el primero corresponde a las condiciones y características del terreno provisto por Coopeguanacaste R. L. y el segundo sobre las especificaciones técnicas de los diferentes elementos que conforman la central termosolar, esto mediante el *software* libre llamado System Advisor System SAM. El cual es un *software* libre de modelos tecnoeconómicos de tecnologías de energía renovables desarrollada por la National Renewable Energy Laboratory (NREL) con recursos del U. S. Department of Energy y la colaboración del Laboratorio de Energía Solar de la universidad de Wisconsin y Sandia National Laboratories. Este es un *software* que puede usarse con fines comerciales, académicos o personales (System Advisor Model (SAM) NREL, 2022).

Finalmente, se plantean varios casos con combinaciones entre diferentes parámetros para incluir en el *software* SAM, de esta manera, definir posteriormente cuál es el caso o conjunto de elementos que se comporta, de mejor manera, en cuanto a costos y rendimientos de acuerdo con las condiciones y características que posee el terreno involucrado en el estudio.

1.2. Antecedentes

La energía termosolar se origina en el año 1913, cuando el Ing. Frank Shuanba llevó a cabo un diseño de sistema de bombeo mediante 5 reflectores parabólicos en Egipto. En este caso cada uno de los reflectores enfocaba la luz solar a través de un tubo que contenía agua con el objetivo de generar vapor a partir de ese fluido, lo que hacía funcionar un generador que alimentaba una bomba de agua.

La construcción de la primera central solar termoeléctrica (Solar Electricity Generating Systems, por sus siglas en inglés SEGS), fue durante los años 80 en el desierto alto de California en los Estados Unidos. Esta generaba 13,8 MW de potencia, es importante mencionar que esta central todavía continúa en operación. Para los años 90 se finalizó la novena central construida en los Estados Unidos para contar con un total de 354 MW generados mediante la energía termosolar, en un área total de 2.300.000 m².

En el 2007 se construyó una nueva central termosolar y esta tiene por nombre Nevada Solar One de 64 MW en Estados Unidos. Por otro lado, en el 2014 se construyó la central de Mojave para tener un total de 1730 MW en el país norteamericano.

Entre los estados de Nevada y California se encuentra el desierto de Mojave y en este, a la vez, es posible encontrar tres campos destinados a la generación termosolar. Este complejo

se conoce con el nombre de IVANPAH, que cuenta con la capacidad de generar 392 MW y se considera la planta termosolar con mayor capacidad en el ámbito mundial.

El complejo IVANPAH, está constituido por más de 300.000 reflectores controlados y 3 torres de 139 m de altura. Además, es importante mencionar que representa el 30 % de toda la generación termosolar en Estados Unidos.

Con la implementación de IVANPAH y la capacidad de generación que posee se puede mencionar que es suficiente para reducir anualmente la emisión de 400.000 toneladas de CO₂ o lo que es equivalente a la emisión que puedan emitir 72.000 vehículos en las calles.

El funcionamiento de esta central de generación termosolar consiste en que sus más de 300.000 reflectores, se ubican en círculos alrededor de las torres que generan calor a partir de la radiación solar. Este calor se concentra en calderas ubicadas en la parte superior de las torres donde contiene agua, en este lugar el agua sufre un proceso de evaporación debido al aumento de temperatura, que corresponde a más de los 1000 °F y, por ende, logra que las turbinas de la planta generen electricidad.

Se definió la ubicación del complejo IVANPAH dentro del desierto de Mojave debido a factores asociados con el clima y la radiación solar en este sitio, pues según estudios en el desierto de Mojave se cuenta con luz solar de 330 a 350 días por año (TECPA, 2021).

Otra central que vale la pena destacar es la central termosolar Crescent Dunes, que cuenta con 10.347 espejos y tiene la capacidad de almacenar energía térmica mediante el calentamiento de sales fundidas para hacer funcionar el generador durante 10 horas (Revista Energía, s. f.).

Sin embargo, la empresa Malta Inc. Ha publicado en su página *web* que han desarrollado unas sales fundidas que pueden almacenar la energía térmica durante semanas (Malta Inc., 2020). Aunque Malta Inc. se enfoca en las energías eólica y solar aseguran que su producto puede usarse con cualquier tipo de generación de electricidad. Malta Inc. comenzó como un proyecto que se basa en una investigación realizada por el profesor de física Robert B. Laughlin, ganador del Premio Nobel, quien ideó un sistema teórico que almacena la energía en forma de calor en sales fundidas a altas temperaturas y fría en un líquido a baja temperatura, similar al anticongelante de los carros. La energía almacenada en el sistema se puede conservar durante días o incluso semanas, hasta que se necesite (X Company, s. f.). Finalmente, Malta pasa de ser un proyecto de Alphabet Moonshot Factory (anteriormente Google X) a ser una compañía independiente (Malta Inc., 2020).

De la misma forma, la tesis doctoral del Ing. Guillermo Espinoza Rueda de la Universidad de Sevilla, desarrollada en el 2020 trata sobre la evaluación experimental de los tubos receptores de una central termosolar con tecnología cilindro parabólica. Esta evaluación consiste en comprobar el nivel de deterioro de los tubos receptores durante la operación de la central termosolar con el paso del tiempo, así como el impacto en la eficiencia de estos al ser elementos clave de la central termosolar.

La central seleccionada para el estudio se encuentra ubicada en Sanlúcar de la Mayor (Sevilla, España), es de una capacidad de 50 MW y se realizaron evaluaciones, tanto para la época de verano como de invierno (Rueda, 2020). Los resultados de mayor trascendencia que se obtienen del estudio fueron los siguientes:

- En invierno los tubos receptores operan con una transmisividad promedio de 94.4 %, mientras que en verano el promedio es de 94.0 %.

- Existe relación entre la ubicación de los colectores en el campo solar y el ensuciamiento que experimentan los tubos receptores, por lo tanto, se pueden clasificar en tres grupos de acuerdo con su ubicación, perimetrales oeste-este, perimetrales norte-sur y entorno de la isla de potencia.
- La limpieza artificial de los tubos realizada mediante camiones no es tan eficiente como la natural en el momento de restaurar la transmisividad de los receptores a su valor nominal.
- No se encuentran factores de degradación críticos en cuanto transmisividad y absorptividad obteniéndose valores promedios de 96.6 % y 95.9 % respectivamente.
- La limpieza artificial no daña el revestimiento antirreflectivo de la cubierta de vidrio de los tubos.
- Tras el estudio no se evidencia relación entre los niveles de transmisividad y la ubicación de los colectores en el campo, de igual manera, tampoco existe relación entre la absorptividad de los tubos y la temperatura a la que operan.

Por otra parte, en España se construyeron 22 centrales con almacenamiento térmico, 44 centrales con CCP con potencias netas de 50 MW cada una. En el resto del mundo el crecimiento en cuanto a este tipo de generación ha sido muy discreto (Torre, 2016).

Otro caso ejemplar es el proyecto HYSOL que inició su desarrollo en el 2013 y fue cofinanciado por la Comisión Europea y liderado por la empresa ACS-Cobre. El proyecto finalizó el 31 de julio de 2016 y su principal objetivo era el de investigar e implementar la hibridación de las centrales solares con tecnologías CSP con otras energías consideradas

como renovables, de manera que se pueda generar energía eléctrica, de una manera estable, firme y gestionable, sin la afectación de las condiciones meteorológicas.

La hibridación que busca este proyecto es la de tener una óptima producción de energía eléctrica con una considerable proporción del factor solar, eficiencia de conversión y una excelente operatividad de esta. Por ende, contar con una mejora económica, técnica y ambiental en el momento de generar mediante energías renovables.

El origen de este proyecto se basó en diseñar y construir una central considerada como plan piloto, que tuvo como fin el de validar técnica, económica y ambientalmente la hibridación de las energías renovables con base en tecnologías CSP.

El consorcio se conforma por socios de ocho países y se lidera por las empresas ACS-Cobra, PSA-CIEMAT, UPM, Enea, IDIE, Aitesa, Danmarks Tekniske Universiter y SDLO-PRI (CIEMAT, 2016). De igual importancia es el programa SunShot que desarrolla el Ministerio de Energía de los Estados Unidos y que lidera la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable. Este programa se anunció desde febrero de 2011 y abarca cinco grandes áreas, que son energía fotovoltaica (PV), energía termosolar (CSP), Soft Cost., integración de sistemas y difusión tecnológica hacia el mercado.

Este programa busca resaltar la importancia de la energía solar y que esta sea económicamente competitiva con las fuentes tradicionales de energía. Su objetivo principal es reducir los costos de producción que se relacionan con la energía solar a 0.06\$ por kWh o \$1 por W (Enríquez, 2017).

Para abril de 2016 se llevó a cabo una cumbre en la ciudad de San Diego, con el fin de brindar información detallada a las personas participantes sobre los avances en materia de energía solar. Las principales líneas de investigación de la cumbre fueron:

- Desarrollo de los ciclos de potencia supercríticos s-CO₂ Brayton para su integración en centrales termosolares.
- Investigación en innovadores fluidos caloportadores HTF para operar a más altas temperaturas e incrementar el rendimiento energético de la central termosolar.
- Desarrollo de innovadores sistemas de almacenamiento térmico TES en las centrales CSP y evaluación de sus beneficios frente a otras tecnologías alternativas.
- Reducción del costo de los colectores solares PTV y LF.
- Recopilación de lecciones aprendidas de los principales proyectos de centrales termosolares construidas en USA: Solana (280 MWe), Ivanpah (392 MWe), Genesis (250 MWe), Crescent Dunes (110 MWe), Mojave (280 MWe), en total 1312 MWe instalados en USA hasta el 2016.
- Desarrollo de innovadores diseños de torres centrales para CSP.

Por otra parte, cabe destacar que el proyecto Cerro Dominador es la primera central termosolar de Latinoamérica. Está ubicada en la localidad de María Elena en Chile y cuenta con una capacidad de 110 MW. Este proyecto permite generar energía limpia, de forma gestionable, durante 24 horas y cuenta con una capacidad de almacenamiento térmico en sales fundidas de 17,5 horas. El campo solar, de 146 ha, cuenta con 10.600 helióstatos que dirigirán la radiación solar a un receptor ubicado a 252 m de altura.

En la actualidad, ha culminado con éxito uno de los hitos principales de su ejecución: la fusión de más de 46.000 toneladas de sales provenientes del desierto de Atacama. Estas sales, fundidas durante 56 días, tienen la capacidad de conservar hasta 17,5 horas extra la energía captada a lo largo del día, gracias a su sistema de almacenamiento térmico en tanques, lo que aporta una gran flexibilidad al sistema eléctrico. Las sales se mantienen a una temperatura de 560 °C en el caso de los tanques de sales calientes y a 290 °C en el caso de tanques de sales frías.

Recientemente, el consorcio también celebró la finalización de una de las grandes maniobras técnicas del proyecto, el izado del receptor, de 2.300 toneladas y construido a pie de la central, hasta lo alto de la torre a 250 m de altura. En total, la subida del receptor se llevó a cabo en una semana y se ha convertido en la primera maniobra de este tipo realizada en el mundo (Molina, 2020).

En cambio, a pesar de que la demanda de energía eléctrica en Costa Rica se suple en un 98.28 % con energía renovable el país, actualmente no cuenta con central termosolar en funcionamiento, como se indica en el informe mensual que presenta el Centro Nacional de Control de la Energía. Para 2021, el Sistema Eléctrico Nacional tuvo la siguiente distribución de energía eléctrica:

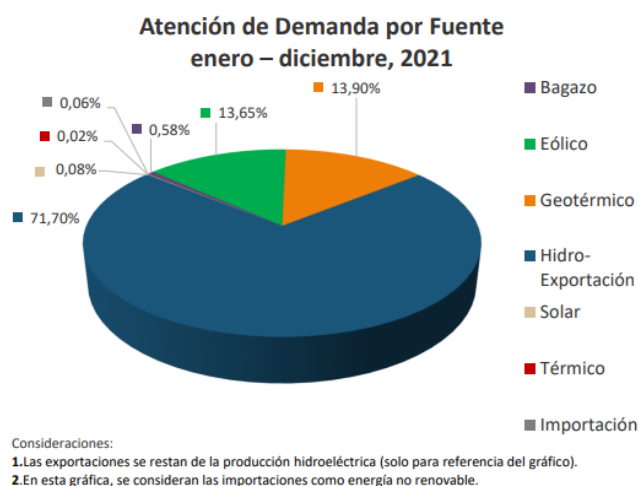


Figura 1

Atención de la demanda por fuente desde enero a setiembre 2021 (CENCE Centro Nacional de Control de Energía, 2021)

1.3. Planteamiento del problema

La Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables se ha convertido en todo un reto para las diferentes instituciones dedicadas al mercado eléctrico y Coopeguanacaste R. L. no es la excepción, debido a que debe abastecer la creciente demanda de energía eléctrica (Centro Nacional de Control de Energía, 2021). Por lo tanto, es necesario aumentar la capacidad instalada de generación con que cuenta en la actualidad, adicionalmente debe analizar una serie de factores técnicos y económicos en el momento de desarrollar algún proyecto de generación.

En el año 1963, el ICE llevó a cabo un estudio a lo largo del país en busca de sitios que tuvieran las condiciones y potencial para implementar proyectos de generación, entre los que se encontraban proyectos a base de energías renovables. De este estudio se puede mencionar que, en la actualidad, todavía se encuentra pendiente por desarrollar una proporción de al

menos 40 % de los sitios determinados en el estudio de 1963, esto porque a pesar de existir una viabilidad técnica se presentan factores que dificultan, limitan o imposibilitan el desarrollo de alguna central de generación a partir de energías renovables.

Entre los factores es posible mencionar, que gran cantidad de las áreas ubicadas en el estudio se encuentran dentro de zonas indígenas, lo que no imposibilita la implementación o el desarrollo de una central, pero lo torna más complicado al involucrar comunidades y activistas indígenas en las negociaciones para desarrollar los proyectos. Otra de las situaciones que dificultan la explotación de las áreas determinadas para desarrollar proyectos de generación es que se encuentran dentro de parques nacionales o áreas de conservación donde la ley no permite ningún tipo de explotación.

Finalmente, hay que mencionar que la situación existente con el clima y sus variantes presentes en la actualidad pueden limitar la generación a partir de energía hidroeléctrica, solar y eólica. Por lo tanto, es necesario contar como respaldo con centrales generadoras a partir de combustibles fósiles.

Ante las situaciones descritas es necesario valorar otras opciones de fuentes de generación de energía eléctrica que tengan un panorama de mayor claridad en cuanto a su posible desarrollo en el país. Por esto, se consideran las centrales generadoras a partir de energía termosolar como una opción para poder implementarse en el país, siempre y cuando sea viable desde el punto de vista, tanto técnico como económico.

1.4. Justificación e importancia del proyecto

Debido a la necesidad global por enfrentar el cambio climático, los países se ven en la obligación de aumentar la generación de energía eléctrica a partir de energías renovables. A

esto se debe la importancia de la investigación, desarrollo e implementación de nuevas tecnologías que permitan preservar el ambiente. Como se sabe, Costa Rica es un país que tiene como prioridad el cuidado y la conservación del ambiente, además de esto, cuenta con grandes recursos energéticos renovables, por ejemplo, energía eólica, geotérmica, hídrica y solar. En consecuencia, de acuerdo con el Informe de Generación y Demanda, elaborado por el Instituto Costarricense de Electricidad para el 2020, Costa Rica ha logrado abastecer más del 98 % de la demanda eléctrica interna mediante energías renovables, de forma continua, durante al menos los últimos 5 años. Por lo anterior señalado, Costa Rica es un excelente candidato para el desarrollo e implementación de una central termosolar.

A pesar de que el país cuenta con una proporción elevada de generación mediante energías renovables, en los países vecinos Panamá y Nicaragua la situación es diferente, por lo que una posibilidad es comercializar la electricidad generada mediante energías renovables, lo que se traduciría en un beneficio económico para la nación. Por otra parte, al incrementar la oferta de electricidad en condiciones ventajosas económicas y técnicas, esto se puede traducir en disminución de precio de venta para los consumidores finales, lo que puede traer grandes ventajas a la economía nacional.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general

Elaborar un estudio de factibilidad técnica y viabilidad económica de un proyecto termosolar en un terreno disponible de Coopeguanacaste, mediante el uso de *software*, bibliografía y de las variables económicas valor actual neto y Tasa Interna de Retorno, para

el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en la provincia de Guanacaste, lo que usa el recurso de espacio y nuevas tecnologías de generación en Santa Cruz, Guanacaste.

1.5.2. Objetivos específicos

1. Analizar las características del terreno brindado por Coopeguanacaste R. L., considerando su topología, dimensión y recurso solar mediante fuentes bibliográficas y plataformas de datos sobre recursos solares y estimando la capacidad de producción promedio de energía de este.
2. Definir las tecnologías y especificaciones idóneas de una Central Termosolar para que se consideren en el estudio, por medio de las características del terreno, *software* especializado y parámetros económicos, obteniendo el mayor rendimiento de producción de energía eléctrica.
3. Elaborar un estudio de viabilidad económica de acuerdo con las características de la central termosolar por implantar, mediante una comparación entre los costos de inversión, mantenimiento y las tarifas actuales por concepto de generación de energía eléctrica en el país, de forma que se cuente con un panorama amplio en cuanto a la implantación de la tecnología de generación termosolar aplicada en Guanacaste, Costa Rica.

1.6. Marco teórico

1.6.1. Tipos de centrales termosolares

Con el paso de los años se han diseñado distintos métodos de recolección de la energía proveniente de la radiación solar y, posteriormente, generar electricidad a partir de la energía

térmica obtenida. En el caso de seleccionar el tipo de central termosolar intervienen factores como el costo, eficiencia, tamaño y esquema de la central.

En la actualidad, se cuenta con cuatro sistemas de captación de radiación solar, estas a continuación se detallan:

1.6.1.1. Captadores cilíndricos parabólicos

Este tipo de sistema realiza el proceso de captación de energía solar mediante colectores lineales de superficie reflectora cuya sección transversal es una parábola. Esto se presenta en la Figura 2 y tiene el fin de que se concentre la radiación solar en el punto focal, donde se encuentra ubicado un tubo con características absorbentes y en el cual circula un fluido térmico con capacidad para aumentar su temperatura durante su recorrido a través de los captadores (Godoy, 2014).



Figura 2

Captador cilíndrico parabólico (Godoy, 2014)

Los captadores cilíndricos se consideran como captadores en dos dimensiones presentan la característica que, en el momento de captar la radiación solar, únicamente aprovechan la que proviene de manera directa a su infraestructura. Por lo tanto, poseen un sistema de

seguimiento solar con el cual varían su posición de acuerdo con la ubicación del sol, buscando la mayor eficiencia.

Este tipo de captador posee especificaciones de concentración entre 30 y 90, mientras su potencia unitaria varía entre 30 y 80 MW. Su uso se documenta desde 1970 y se considera el captador que más se utiliza en la actualidad, de acuerdo con estudios y estadísticas, además tiene un elevado grado de fiabilidad y aceptación (Godoy, 2014).

Con base en la bibliografía encontrada se pudo ver que la tecnología de colectores cilíndricos parabólicos es la más desarrollada y de la que existe mayor experiencia real. Además de que las temperaturas máximas que puede alcanzar son suficientes para el trabajo que se desea sin degradar el fluido de transferencia (Sánchez, 2015).

1.6.1.2. Captadores lineales Fresnel

Su principio de funcionamiento en cuanto a captación de radiación es similar al de los colectores cilíndricos parabólicos, además, se consideran de media temperatura y en el campo solar su distribución es mediante filas paralelas formando un conjunto de reflectores planos, con cierto ángulo de inclinación, buscando concentrar la radiación solar en un tubo ubicado absorbente en lo alto de los captadores. Esto se indica en la Figura 3 (Godoy, 2014).



Figura 3

Captador Lineal Fresnel (Torre, 2016)

En el caso de estos captadores no disponen de sistema de seguimiento solar en comparación con los CCP. En cuanto a su costo, se puede considerar como menor, pues los reflectores que se utilizan son de fácil manufactura. Los factores como la eficiencia o la fiabilidad son menores en comparación con los captadores cilíndricos parabólicos.

Es importante mencionar que durante el 2015 se finalizó la construcción de la central Reliance Areva CSP 1, ubicada en la India. Esta central tiene la capacidad instalada de 125 MW y es la central de mayor potencia con tecnología Fresnel en el ámbito mundial. (Torre, 2016).

1.6.1.3. Discos parabólicos

En este tipo de tecnología se involucra la acción de un disco parabólico para la concentración de radiación solar por medio de un reflector geométrico paraboloide en el punto focal donde está situado el conjunto generador compuesto por un motor termodinámico conectado a un generador.



Figura 4

Captador Disco Parabólico (Godoy, 2014)

Este tipo de colector posee sistema de seguimiento solar de dos ejes, esto con el fin de aprovechar al máximo la captación de radiación solar. Además, presenta la peculiaridad de que no incorpora entre sus elementos un sistema de intercambiador de calor, refrigeración o turbinas.

En cuanto a su eficiencia se considera como la más alta en comparación con los otros 3 tipos de colectores, aproximadamente un 25 % más. Además, es importante considerar que su concentración de calor es muy elevada al focalizar la radiación en un punto. No obstante, a pesar de las características descritas, en el ámbito comercial únicamente la central de Maricopa de 1,5 MW, posee este tipo de colector (Torre, 2016).

1.6.1.4. Receptor de torre central

Este sistema conformado por una torre central junto con espejos planos o convexos, llamados helióstatos, estos se encargan de dirigir la radiación que reciben por parte del sol, hacia el punto alto de la torre, en la cual está presente un elemento captador (Godoy, 2014).



Figura 5

Captador Receptor Central (Godoy, 2014)

El sistema con torre central posee la característica de seguimiento solar, con el fin de aprovechar al máximo la radiación solar. Además, posee la ventaja de que presenta una relación elevada de concentración de calor, pues dispone de una superficie de reflectores en comparación con el área del captador, por lo que esta situación origina que en el captador se concentren temperaturas promedias de 1000 °C.

Al operar con temperaturas elevadas este tipo de captador puede utilizar fluidos a base de sales, esto con el objetivo de que las sales varíen su trayectoria según la radiación solar existente, pues presenta la capacidad de almacenar en un tanque sales calientes y en otras sales frías para generar energía eléctrica. Otro fluido que se utiliza en este tipo de sistema es el vapor de agua como se usa en los demás sistemas.

En comparación con los demás tipos de sistemas de captación, este es el segundo que más se utiliza solo por detrás del CCP. En el ámbito mundial destaca la central Ivanpah en California, construida para el 2013 con capacidad instaladas de 392 MW y un campo conformado por 173500 helióstatos y 3 torres captadoras (Torre, 2016).

1.6.2. Funcionamiento de la tecnología termosolar CCP

En general, una central termosolar es una instalación que permite el aprovechamiento de la energía del sol para la producción de electricidad. Esta tiene un ciclo térmico semejante al de las centrales termoeléctricas convencionales, la energía calorífica que se produce en un determinado foco se transforma en energía mecánica mediante una turbina y, posteriormente, en energía eléctrica mediante un generador.

La única diferencia es que mientras que en las centrales termoeléctricas convencionales el foco calorífico se consigue por medio de la combustión de una fuente fósil de energía (carbón, gas y petróleo), en las centrales termosolares el foco calorífico se obtiene mediante la acción de la radiación solar que incide sobre un fluido. Una central termosolar capta la energía irradiada por el sol mediante unos colectores y la transmite hacia los receptores. Posteriormente, esta energía se transporta mediante un fluido térmico hasta los intercambiadores de calor en donde se transforma la energía térmica en vapor, el cual hará mover un generador de energía eléctrica.

Este tipo de centrales eléctricas pueden tener etapas básicas adicionales como el almacenamiento de energía. Esto se logra mediante elementos térmicos que almacenan la energía en forma de calor, la cual se aprovecha durante la ausencia de energía solar. El esquema de funcionamiento general de una central termosolar se muestra en la Figura 6.

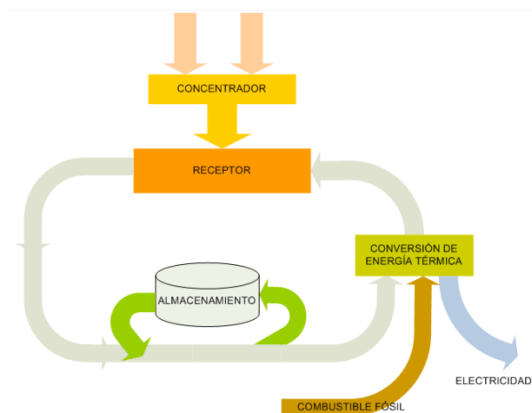


Figura 6

Funcionamiento central termosolar (Agencia Andaluza de la Energía, 2011)

Para una mejor comprensión del funcionamiento, en la Figura 7 se muestran las partes principales de una central termosolar de colectores cilíndricos parabólicos.

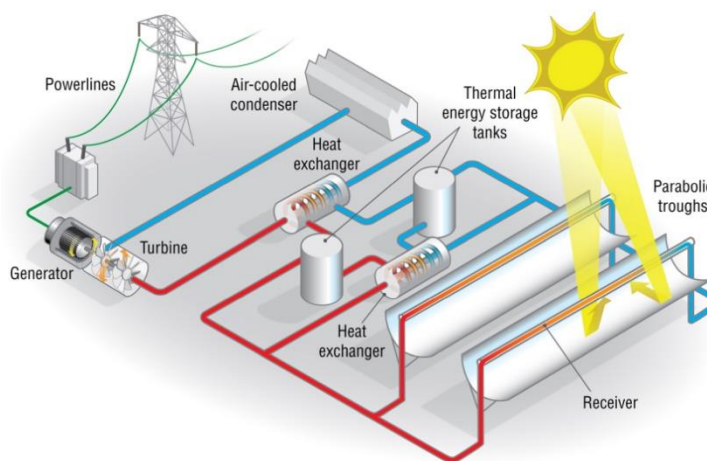


Figura 7

Partes de una central CCP Fuente (SAM, 2021)

1.6.3. Mecanismo de transferencia de calor

En el receptor donde se concentran los rayos solares reflejados por los helióstatos tienen lugar numerosos procesos de transferencia de calor, tanto entre los elementos que lo forman

como con los fluidos que están en contacto con ellos. El receptor está formado por sólidos opacos, con lo que el calor se transmitirá entre ellos por conducción, mientras que cuando esta transferencia se produzca entre un sólido y un fluido en contacto con él, ocurrirá mediante convección. Además, al trabajar a temperaturas altas, no se puede despreciar el calor transmitido por radiación.

La conductividad térmica, llamada usualmente con la letra k es la propiedad de los materiales que define la facilidad con la que los atraviesa un flujo de calor, excepto en los gases a bajas temperaturas, es imposible predecir su valor analíticamente, con lo que la información de la que se dispone se basa en medidas experimentales. Además, en general, es una propiedad que varía con la temperatura, aunque en la mayor parte de los casos se puede tomar un valor medio constante y conseguir resultados satisfactorios (Bautista, 2015).

En la tabla que se muestra a continuación, se presentan algunos valores típicos de conductividad térmica a una temperatura determinada para dar una idea del orden de magnitud que se maneja:

Tabla 1

Conductividades eléctricas para diferentes metales. (Bautista, 2015)

MATERIAL	$k(\text{W/m}\cdot\text{K})$ a 300K
Cobre	386
Aluminio	204
Vidrio	0,75
Plastico	0,2 - 0,3
Agua	0,6
Aceite de motor	0,15
Freón (liquido)	0,07
Aire	0,026

Los materiales se pueden clasificar en conductores o aislantes térmicos, en función de su valor de conductividad. En los materiales conductores, la transmisión de calor por conducción se asocia al movimiento de los electrones libres y las vibraciones de la estructura reticular, por lo que en general, también son buenos conductores de la electricidad (cobre, plata, aluminio, etc.). En el caso de los materiales aislantes, se suele encontrar una estructura porosa con un gas atrapado en ella, son también buenos aislantes eléctricos. En este tipo de materiales la transferencia de calor se puede producir por diferentes mecanismos, conducción por la estructura porosa o fibrosa, conducción y convección entre el fluido atrapado y la estructura, además de que se genera una radiación entre porciones de la estructura porosa, lo que tomará mayor importancia en caso de altas temperaturas o recintos vacíos (Bautista, 2015).

1.6.4. Energía solar

Se puede considerar la energía solar como una fuente de origen renovable, obtenida mediante el aprovechamiento de la radiación proveniente del sol. Esta radiación puede aprovecharse mediante células fotovoltaicas, helióstatos, colectores térmicos o captadores, estos son parte de un proceso en el que se transforma la energía de solar a térmica o eléctrica según la aplicación (Rivera Vicarra, 2018). Las tecnologías de generación solar se pueden clasificar de acuerdo con la manera en que realizan el proceso de conversión, captura, distribución de la energía, en lo siguiente:

- Pasiva:
 - Técnicas de arquitectura.
 - Orientación y ubicación de edificios respecto al sol.

- Selección de materiales con propiedades de dispersión de luz.
- Diseño de espacios interiores con ventilación natural.

- Activos:

- Paneles fotovoltaicos.
- Colectores térmicos.

1.6.4.1. Tipos de radiación

La radiación se puede clasificar de acuerdo con la manera en que la reciben los objetos en la superficie terrestre y esta es:

- Radiación directa: Proviene directamente desde el sol sin tener interferencia o cambio de dirección en su trayectoria inicial. Es usual que sobre los objetos que la interceptan se proyecta una sombra definida.
- Radiación difusa: Parte de esta radiación se refleja o absorbida por las nubes en el momento de atravesar la atmósfera. Para este tipo de radiación no se genera una sombra definida en los objetos que intercepta.
- Radiación reflejada: Es la radiación que proviene del reflejo de la superficie terrestre, depende directamente del coeficiente de reflexión de la superficie terrestre. Las superficies horizontales no reciben este tipo de radiación, en cambio las verticales tienden a recibir más.
- Radiación global: Es la radiación total recibida o interceptada por parte de un objeto (Rivera Vicarra, 2018).

1.6.5. Almacenamiento de energía

Uno de los grandes inconvenientes de la energía solar es su discontinuidad en el tiempo, pero en el caso de los sistemas de concentración se le añade además una segunda restricción, ya que estos sistemas solo aprovechan la radiación solar directa. Esta radiación no puede almacenarse, pero la energía térmica que transporta el fluido caloportador permite a la central operar en periodos de ausencia o alta variabilidad de la radiación solar. Este almacenamiento se puede llevar a cabo mediante tres tipos de sistemas, sistemas que se basan en el calor sensible, en el calor latente y en la energía termoquímica.

Los sistemas que se basan en el calor sensible almacenan la energía térmica captada en el receptor en un medio con buenas propiedades para almacenar el calor sensible en un volumen dado. Los medios que más se utilizan son aceites sintéticos, sales fundidas y aire (cuando se usan receptores volumétricos). Los sistemas de almacenamiento de sales fundidas se basan en dos tanques donde el fluido caliente y el frío se almacenan en tanques separados y se bombean hacia el generador de vapor o el receptor respectivamente según se requiera para operar en condiciones nominales (Ruiz, 2015).

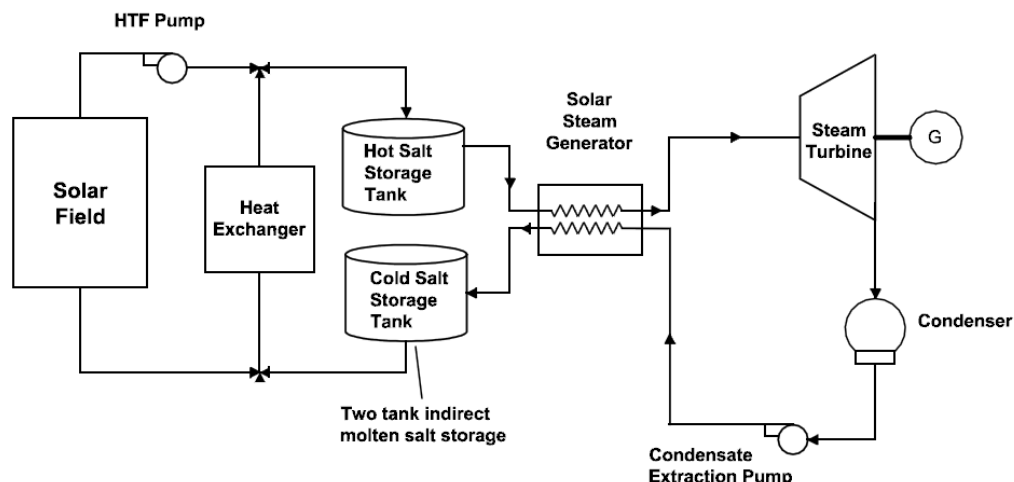


Figura 8

Central termosolar con almacenamiento de dos tanques mediante sales fundidas (Ahmad y Mohmed, 2014)

Sistemas que se basan en el calor latente: El calor latente asociado con los cambios de fase de una sustancia es otra manera potencial de almacenar calor. El almacenamiento termoquímico se basa en la acumulación del calor que se produce cuando se dan ciertas reacciones químicas reversibles. Una característica atractiva del almacenamiento termoquímico es la posibilidad de almacenar y transportar los constituyentes del sistema a temperatura ambiente.

El sistema que se basa en el calor sensible suele ser el sistema de almacenamiento más empleado y puede implementarse de dos formas, almacenamiento directo, en el cual el fluido de trabajo del receptor es el medio de almacenamiento o almacenamiento indirecto, en el que se usan diferentes fluidos de trabajo para el receptor y para el almacenamiento (Ruiz, 2015).

Adicionalmente, se debe indicar que, aunque el almacenamiento de energía térmica para una central termosolar representa costos elevados en cuando a capital inicial (debido a la

necesidad de contar con mayor cantidad de colectores solares, un sistema receptor de mayor capacidad, además del sistema de almacenamiento en general), estos costos son menores en comparación con otras tecnologías de almacenamiento, mecánicas o químicas (Ahmad y Mohmed, 2014).

Además, es necesario mencionar que se realizaron estudios sobre los materiales que se utilizan en los sistemas de almacenamiento de calor latente, sensible, así como los principales problemas que se relacionan con ellos. Entre estos problemas o situaciones se tiene:

- El efecto de corrosión.
- El aislamiento.
- La temperatura de fusión.
- Las condiciones de transferencia de calor.

Estos problemas se consideran como factores críticos en la selección de los materiales de almacenamiento. Además, se debe indicar que el almacenamiento de energía térmica se puede clasificar de diferentes maneras, de acuerdo con el rol del medio de almacenamiento en el sistema TES (Ahmad y Mohmed, 2014).

a) Almacenamiento directo.

- i. Almacenamiento de aceite térmico en tanque.
- ii. Acumulación de vapor en recipiente a presión.

b) Almacenamiento indirecto.

- i. Almacenamiento sensato.

- Tanques de sal fundida.
- Arena, con rocas para torre solar con receptor.
- Temperatura ambiente iónica.
- Concreto.

ii. Almacenamiento latente.

iii. Almacenamiento de productos químicos.

Finalmente, se debe indicar que existen diferentes consideraciones para contar con un almacenamiento óptimo, estas son:

1. Buena transferencia de calor entre el medio de almacenamiento y el HTF.
2. Estabilidad química y compatibilidad.
3. Alta densidad de energía.
4. Pérdidas térmicas reducidas.
5. Bajo impacto ambiental.
6. Bajo costo.

1.6.6. Fluido de transferencia de calor (Heat Transfer Fluid HTF)

El fluido de transferencia de calor es el que se encarga de transferir la energía recolectada en los captadores cilindro-parabólicos hasta el bloque de potencia. Esto lo realiza mediante conjuntos de intercambiadores de calor, el vapor producido por medio de los intercambiadores de calor se utiliza en la turbina de vapor y, de esta manera se genera la

energía mecánica de rotación que, finalmente, se transforma en energía eléctrica (Rivera Vicarra, 2018).

Según el nivel de temperatura de operación de la central termosolar, se puede utilizar el agua desmineralizada como fluido de transferencia, siempre y cuando no se excedan los 175 °C, al considerarse una presión baja. En el caso de que se tenga una temperatura de operación entre los 175 a los 400 °C, entonces es necesario considerar otro tipo de fluido más adecuado, entre ellos se tienen los aceites sintéticos o las sales fundidas, considerando el impacto de la presión en el proceso de intercambiadores de calor. Trabajar a presiones menores posibilita usar materiales más económicos para las tuberías y simplifica la instalación y sus medidas de seguridad (Rivera Vicarra, 2018).

La selección óptima del fluido caloportador (HTF) es importante en el momento de la etapa de diseño de la central. Esto en busca de mejorar las características económicas y operativas del sistema colector cilindro-parabólico (Ahmad y Mohmed, 2014).

Por lo general, los aspectos clave que se tienen en cuenta al seleccionar el HTF incluyen el costo, la disponibilidad, las propiedades físicas (punto de congelación, la temperatura de funcionamiento, la capacidad calorífica) y el impacto ambiental. El tipo y las propiedades de HTF se emplean en el proceso de diseño correspondientes al campo solar, la energía térmica suministrada y las pérdidas de calor. Cada HTF tiene sus propias propiedades (masa, entalpía, temperatura y calor específico). Basándose en estas propiedades, la temperatura de entrada del campo solar, la temperatura de salida, la temperatura media y las pérdidas de calor del campo solar se calculan para encontrar la energía térmica total entregada por el campo solar.

En la bibliografía consultada se comparan seis tipos de HTF, esto con el fin de calcular la energía térmica que se estima entregue el campo solar. Las temperaturas mínimas de funcionamiento de los seis HTF se presentan en la Tabla 2 (Ahmad y Mohmed, 2014).

Tabla 2

Temperaturas Mínimas para Tipos de HTF (Ahmad Abd y Mohmed Abd, 2014)

HTF	Tipo de Fluido	T. mínima °C
Nitrato (Sal Solar)	Sal	260
Caloría HT 43	Hidrocarburo	-20
Therminol VP-1	Aceite sintético	50
Hitec	Sal	142
Dowtherm Q	Aceite sintético	-35
Dowtherm RP	Aceite sintético	0

1.6.7. Múltiplo solar

Al momento de elaborar el diseño de una central termosolar, resulta de vital importancia la forma en la que se determina la apertura óptima del campo solar, esto según su ubicación y sus características específicas. Es común que el aumento en las áreas del campo solar represente un aumento en la capacidad de generación de la central y, por ende, tienda a reducir el LCOE. Sin embargo, es importante considerar que un aumento en el área del campo solar represente un aumento de costos por instalación, operación y mantenimiento (Patiño Mantilla y Venturini, 2016).

Es necesario señalar que, al referirse a un área óptima para el campo solar, se busca:

- Maximizar la cantidad de tiempo en un año que el campo generará suficiente energía térmica para operar el bloque de energía a su capacidad nominal.
- Minimizar los costos de instalación y operación.
- Utilizar, de forma eficiente, equipos de almacenamiento térmico e hibridación (que se basan en combustibles fósiles).

El costo nivelado de energía (LCOE) es una métrica útil para optimizar el tamaño del campo solar, ya que considera la cantidad de electricidad generada por el sistema, los costos de instalación del proyecto y el costo de operación y mantenimiento del sistema en todo momento. Mejorar el campo solar es encontrar el área abierta del campo solar que ocasiona el LCOE más bajo. Para sistemas con almacenamiento de energía térmica, optimización significa encontrar la combinación de área de campo y capacidad de almacenamiento que resulte en el LCOE más bajo (Patiño Mantilla y Venturini, 2016).

Para el caso en que el múltiplo solar de la central sea igual a la unidad, esto quiere decir que cuenta con la energía térmica necesaria para impulsar el bloque de potencia a su capacidad nominal sin almacenamiento. En el caso de que el valor de múltiplo solar sea superior a la unidad, se cuenta con suficiente energía térmica para impulsar el bloque de potencia durante más tiempo. Por lo tanto, en el momento de diseñar lo correspondiente para una Central Solar, es importante considerar el impacto que representa el valor de múltiplo solar en el rendimiento y el LCOE de esta central (Iqbal Soomro y Mengal, 2019).

Para lograr la salida de potencia nominal durante un periodo más extenso, el campo solar debe sobredimensionarse en el momento de diseño. Este grado de sobredimensionamiento se denomina múltiplo solar, que se define como la relación entre la potencia térmica producida

por el campo solar y la requerida por el bloque de energía en el punto de diseño. Es un parámetro principal que se determina en la etapa de diseño. Si el múltiplo solar elegido es demasiado grande, provocaría el desperdicio de calor solar recolectado sin almacenamiento térmico y altos costos de inversión innecesarios. Un pequeño múltiplo solar haría que el sistema funcionara en condiciones de carga parcial más duras y durante más tiempo (Li y Yuan, 2014).

La ecuación que representa el múltiplo solar es:

$$\text{Múltiplo Solar} = \frac{\text{Área reflectante de apertura}}{\text{Área reflectante de apertura exacta}}$$

(Ecu. 1).

1.6.8. Colectores (SCA)

Se le denomina campo solar de una Central de energía termosolar con tecnología cilindro-parabólica a los lazos de módulos de colectores solares, estos poseen seguimiento solar en un eje. Estos lazos de colectores están conformados por módulos compuestos por las siguientes partes:

- Estructura del concentrador.
- Espejos o reflectores.
- Elemento de recolección de calor.
- Saldo del colector del sistema.

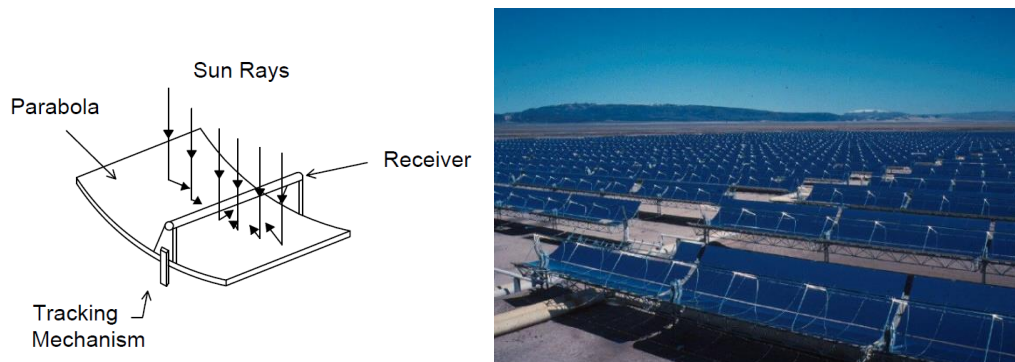


Figura 9

Solar Collector Assembly (SCA) (Ahmad y Mohmed, 2014)

1.6.8.1. Partes del colector SCA

A continuación, se enumeran las partes del colector SCA.

- Estructura del concentrador. La estructura del concentrador se considera el esqueleto del colector cilindro-parabólico. El objetivo de la estructura del concentrador es soportar los espejos reflectantes y los receptores mientras resisten las fuerzas externas. Además, es el encargado de realizar el seguimiento solar. Algunos de los recolectores que más se utilizan son:
 - Sistema de luz: Después de estudios realizados fue posible comprobar que los colectores del sistema luz son altamente confiables, esto para utilizarse en centrales de generación. De este sistema se cuenta con dos tipos de colectores, estos se denominan LS-2 y LS-3, como se muestra en la Figura 11 (Ahmad y Mohmed, 2014).

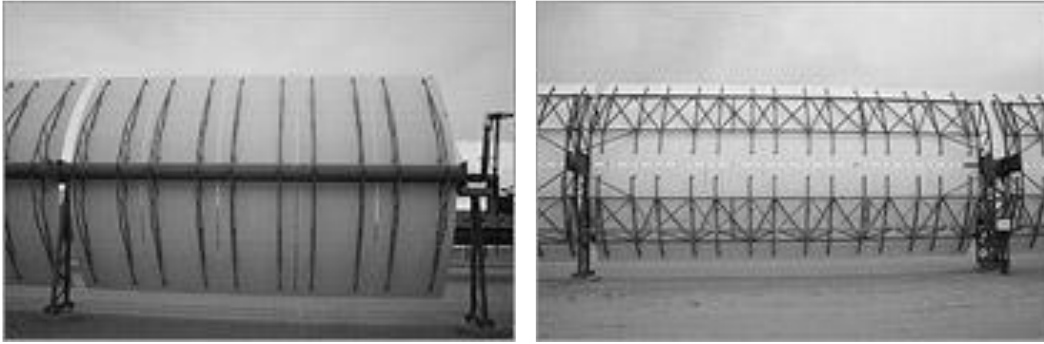


Figura 10

Estructura trasera de LS-2 (izquierda) y LS-3 (derecha) (Ahmad y Mohmed, 2014)

- Eurotrough: El colector Euro Trough fue estudiado inicialmente por un consorcio europeo, esto con el fin de desarrollar la próxima generación de colectores cilindro-parabólicos, buscando mejorar el rendimiento de los sistemas de luz hasta ese momento existentes, como se muestra en la Figura 12. El objetivo del trabajo era optimizar la generación de electricidad termosolar y, de esta manera, contar con una amplia gama de aplicaciones, como aplicaciones de calor de proceso y desalinización de agua. La tarea de diseño fue desarrollar una estructura de colector de peso ligero, por lo que era menos costosa que otras estructuras de colector (Ahmad y Mohmed, 2014).

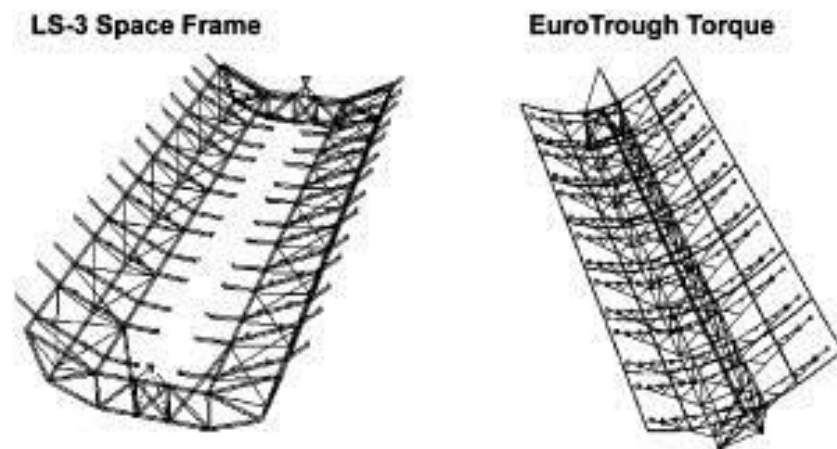


Figura 11

Diferentes estructuras para colectores LS-3 y Euro Trough (Ahmad y Mohmed, 2014)

- Solargenix: Este colector, se desarrolló por parte del Departamento de Energía de Estados Unidos y el Laboratorio Nacional de Energía Renovable NREL, que se muestra en la Figura 13. Este tipo de colector está fabricado en extrusión de aluminio, lo cual permite que su peso sea ligero en comparación con otras estructuras de otro tipo de metal. Este colector cuenta con las ventajas de que no requiere soldarse y su ensamblaje se puede considerar como simple.



Figura 12

Colector Solargenix SCX-1 (izquierda) y Solargenix SGX-1 (derecha) (Ahmad y Mohmed, 2014)

- **Espejos o (reflectores):** Los espejos reflectores poseen una forma parabólica, característica común en los colectores solares. Este diseño en forma de parábola permite que los espejos concentren en mayor medida la radiación solar en el receptor lineal. El nivel de reflectividad de los espejos reflectores se encuentra en el rango de 93 % a 96 %. Además, el área de extensión de estos espejos corresponde a aproximadamente 2 m². Los reflectores de vidrio presentan ventajas en cuanto a una alta confiabilidad y bajas tasas anuales de rotura. Sin embargo, en el momento que se presentan roturas en los espejos reemplazarlos representa un costo elevado. La Tabla 3 muestra los valores de reflectividad del espejo sugeridos para diferentes tipos de espejos de vidrio (Ahmad y Mohmed, 2014).

Tabla 3

Valor de Reflectividad (Ahmad Abd y Mohmed Abd, 2014)

Espesor de Vidrio	Nivel de Contenido de Hierro	Reflectividad
4	Bajo	0,93±0.002

1	Bajo	$0,96 \pm 0.002$
4	Bajo	$0,948 \pm 0.003$
4	Muy Bajo	$0,946 \pm 0.001$
3	Muy Bajo	$0,956 \pm 0.001$

- Sistema de seguimiento del colector: Otro de los componentes del colector cilindro-parabólico y que se encarga de equilibrar el sistema mediante controles y accionamientos. El sistema de seguimiento es importante, ya que rota la estructura del colector en función de seguimiento a la radiación solar durante el día. Esta función la realiza por medio de un control local que monitorea cualquier condición de alarma, como temperatura alta o baja en el tubo receptor. El accionamiento hidráulico que se utiliza en el colector Solargenix SGX-1 se muestra en la Figura 14 (Ahmad y Mohmed, 2014).



Figura 13

Accionamiento Hidráulico del SCA (Ahmad y Mohmed, 2014)

1.6.9. Tubos captadores (HCE)

- Elemento de recolección de calor (HCE). El receptor lineal, también llamado elemento de recolección de calor (HCE), consta de un tubo de metal de acero inoxidable y una

envoltura de vidrio que lo cubre. Un fluido de transferencia de calor especial se hace circular y se calienta a través del tubo receptor.

Entre la tubería de acero y la envoltura de vidrio reside aire o vacío para reducir las pérdidas de calor y permitir la expansión térmica a altas temperaturas de funcionamiento. Un sello de vidrio a metal es crucial para lograr el cerramiento hermético al vacío necesario. El tubo de metal está recubierto con un material selectivo que tiene buena absorción de radiación solar y baja emisión térmica. La Figura 14 muestra el vacío entre la envoltura de vidrio y el tubo de metal, además de otros componentes del tubo receptor.



Figura 14

Parte de un tubo receptor (Sánchez, 2015)

El elemento de recolección de calor es una razón principal por la que el colector cilindro-parabólico puede adquirir una alta eficiencia con bajas pérdidas de calor. De la biblioteca de receptores SAM, se seleccionó el receptor Schott PTR70 2008 (Figura 16) por tener la tecnología más avanzada y mitigar el problema de la penetración de hidrógeno en la corona de vacío (Sánchez, 2015), lo que da como resultado una alta confiabilidad, vida útil y rendimiento térmico. Este diseño de receptor tiene las pérdidas de calor más bajas de 166,25 W/m en comparación con otras configuraciones de tubos de receptor.



Figura 15

Tubo receptor Schott PTR70 2008 (Schott Solar)

1.7. Marco metodológico

1.7.1. Tipo de investigación

El TFG es una tesis de investigación aplicada basada en recolección e interpretación de datos suministrados mediante fuentes bibliográficas y experimentales por parte de entes y *software* especializado. De esta manera, es posible analizar técnico y económico del comportamiento de una central termosolar en el país, específicamente en la provincia de Guanacaste, en las condiciones existentes en el terreno asignado por Coopeguanacaste R. L.

1.7.2. Alcance de la investigación

La tesis tiene como resultado determinar si es factible técnicamente y viable económicamente la implementación de una central termosolar en el país, esto ante las condiciones físicas, meteorológicas y topológicas que presenta el terreno que brinda de Coopeguanacaste R. L. y según las diferentes simulaciones realizadas mediante el programa System Advisor Model SAM. Se considera este tipo de estudio como exploratorio debido a

que se recopila información en busca de valorar la factibilidad o posibilidad de implementar una central termosolar con las condiciones existentes en Santa Cruz, Guanacaste.

1.7.3. Fuentes de información

Para la tesis se consideran fuentes de investigación documental y primarias tomando en cuenta la bibliografía consultada referente a centrales termosolares, así como fuentes documentales y secundarias en el caso de bases de datos e información suministrada por diferentes plataformas dedicadas al estudio relacionado con la generación de energía eléctrica a partir de recursos solares.

Como parte de los entes, plataformas e instituciones por consultar se tienen los siguientes:

- Instituto Costarricense de Energía y el Centro Nacional de Control de la Energía: De estas instituciones se pretende obtener las potencias y ubicaciones de las centrales eléctricas actuales y futuras en el país.
- Coopeguanacaste R. L.: Se espera obtener todos los datos necesarios de las centrales fotovoltaicas y eólicas que implementó esta cooperativa en la zona de Guanacaste. Entre las variables que se espera obtener están costo de mantenimiento, inversión inicial y costos del kWh generado.
- Fabricantes de centrales termosolares: Esto con el fin de obtener los costos aproximados e información técnica y de rendimientos que se relacionan con la tecnología termosolar, entre ellos costos de inversión inicial, costos de instalación, costos de mantenimiento, costos del kWh generado.

- System Advisor Model SAM: Mediante el uso de esta plataforma de *software* libre, desarrollada por National Renewable Energy Laboratory NREL, se busca determinar las especificaciones técnicas idóneas de la Central Termosolar en Estudio para el terreno descrito.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos Aresep: Mediante la información suministrada por este ente se cuenta con los datos necesarios acerca de reglamentos, tarifas, entre otras variables por considerar cuando se planifica la implementación de una central de generación en Costa Rica.
- Instituto Meteorológico Nacional IMN: De acuerdo con la información que brinda este ente es posible conocer el comportamiento anual en cuanto a los recursos meteorológicos del sitio donde se lleva a cabo el estudio.
- Solargis: Mediante esta plataforma se puede contar con la información meteorológica del terreno donde se lleva a cabo el estudio.

1.7.4. Variables

Para este estudio se toman en cuenta las siguientes variables de la central termosolar sometida a estudio, de manera que sea posible cumplir con los objetivos que se plantearon:

- Costo de instalación de la central.
- Costo de operación y mantenimiento.
- Producción de energía anual.
- Costo del kWh generado.

- Levelized Cost of Energy (LCOE).
- Valor actual neto.
- Tasa interna de retorno.
- Tasa de retorno de la inversión.
- Ahorro de dinero por parte de Coopeguanacaste.

1.7.5. Sujeto de información

En el desarrollo de este TFG se investiga acerca del costo, tecnologías y rendimientos asociados con la implementación de una central de generación termosolar ubicada en Santa Cruz, Guanacaste.

1.7.6. Resumen

Se realiza una valoración de las distintas variables que se relacionan con tecnologías, rendimientos y costos para una central de generación termosolar, esto con el fin de analizar la factibilidad económica y viabilidad técnica, de forma tal que Coopeguanacaste R. L. pueda considerar este estudio en el momento de tomar decisiones en cuanto al desarrollo de nuevas centrales de generación. Adicionalmente, se obtendrán las principales ventajas y desventajas de implementar una central termosolar.

1.7.7. Estrategia metodológica

De acuerdo con el modelo de investigación que se planteó, es posible definir las estrategias metodológicas a poner en marcha para el desarrollo de este TFG, estas se muestran en la Tabla 4:

Tabla 4*Estrategias metodológicas para el TFG*

Objetivos	Herramientas/ Fuentes	Forma de Recolección	Resultados
Analizar las características del terreno brindado por Coopeguanacaste R. L., considerando su topología, dimensión y recurso solar mediante fuentes bibliográficas y <i>software</i> especializado, estimando la capacidad de producción promedio de energía de este.	Solargis e Instituto Meteorológico Nacional IMN	Internet	Conocer el comportamiento meteorológico en la zona de Santa Cruz, Guanacaste, durante los últimos años, así como la proyección durante los próximos años.
	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos Aresep	Internet	Definir los requisitos mínimos estipulados para que sea posible implementar una central de generación mediante el uso de la energía solar en Costa Rica
	Fichas técnicas de los fabricantes	Internet	Determinar los rangos operativos, rendimientos y eficiencias de la generación termosolar.
	Bibliografía sobre centrales termosolares	Internet	Evaluación de eficiencia y rendimientos que se relacionan con la generación termosolar.
Definir las tecnologías y especificaciones idóneas de una central termosolar para que se consideren en el estudio, por medio de las características del terreno, información suministrada por proveedores o <i>software</i> especializado, obteniendo el mayor rendimiento de la central en la	Bibliografía sobre centrales termosolares	Internet	Evaluación de eficiencia y rendimientos que se relacionan con la generación termosolar, de esta manera, se pueden establecer parámetros idóneos en el momento de realizar simulaciones.
	System Advisor Model SAM	Software libre	Realizar simulaciones con distintos parámetros de centrales termosolares, de manera que sea posible obtener la combinación de parámetros que se comportan idóneamente en cuanto a rendimiento y

producción de energía eléctrica.			costos, para las características del terreno en estudio.
Determinar el costo de la energía eléctrica generada por la central termosolar considerada en el estudio, mediante información suministrada por proveedores, <i>software</i> especializado o bibliografía. Alimentando así el estudio de viabilidad económica.	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos Aresep	Internet	Definir las tarifas mediante las que rige Coopeguanacaste R. L., tanto en la venta como en la compra.
	System Advisor Model SAM	Software libre	Determinar el costo de implementación de la Central Termosolar, de acuerdo con los parámetros idóneos que se obtienen, estos costos son por construcción, operación y mantenimiento.
	Bibliografía sobre centrales termosolares	Internet	Evaluación de costos, eficiencia y rendimientos que se relacionan con la generación termosolar.
Elaborar un estudio de viabilidad económica de acuerdo con las características de la central termosolar por implantar, mediante una comparación entre los costos de inversión, mantenimiento y las tarifas actuales por concepto de generación de energía eléctrica en el país, para que se cuente con un panorama amplio en cuanto a la implantación de la tecnología de generación termosolar aplicada en Guanacaste, Costa Rica.	Bibliografía sobre estudios de factibilidad económica	Internet	Analizar los costos por implementación y producción, así como la energía anual generada de la central, de manera que se pueda determinar si es factible la implementación de la central termosolar, de acuerdo con los datos de rendimientos que se obtienen de las simulaciones que se implementan mediante el uso de <i>software</i> especializado

Capítulo II. Características y capacidad de producción del terreno en estudio

2.1. Introducción del objetivo

Con el desarrollo del primer objetivo específico del presente estudio, se busca conocer las características topológicas, meteorológicas y los recursos solares con que cuenta el terreno considerado. De esta manera, es posible estimar los parámetros de diseño de la central termosolar por estudiar.

Entre las características e información del terreno se consideran las siguientes:

- Ubicación.
- Latitud.
- Longitud.
- Altitud.
- Cercanía con red de distribución.
- Extensión de área.
- Análisis de sombra.
- Niveles de radiación solar.

Finalmente, se estima la capacidad de generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar que tiene la central termosolar que se basa en la extensión y características del terreno. Esto mediante la bibliografía estudiada.

2.2. Características físicas y topológicas del terreno

El estudio se realiza en un terreno propiedad de Coopeguanacaste R. L., por lo tanto, en el desarrollo del presente capítulo se describen las características de este.

2.2.1. Localización

El sitio donde se encuentra ubicado el terreno en el que se desarrolla el estudio es en el Parque Eólico el Cacao, en Santa Cruz de Guanacaste.

Tabla 5

Información general del Terreno en estudio

Lugar	Proyecto Eólico El Cacao
Latitud	10°19'12.3" norte
Longitud	85°33'07.6" oeste
Altitud	40 m

2.2.2. Preferencias de Coopeguanacaste R. L.

Se desea utilizar el espacio de un terreno disponible en el Proyecto Eólico el Cacao para implementar una planta Termosolar, conectada directamente a la red de distribución de media tensión, específicamente el circuito denominado con el nombre de Santa Barbara. Con la implementación de un proyecto de generación Termosolar, se busca aumentar la matriz de generación propia de la Cooperativa y, de esta manera, reducir la compra de energía al Instituto Costarricense de Electricidad.

2.2.3. *Espacio físico del proyecto*

El Parque Eólico el Cacao propiedad de Coopeguanacaste R. L., cuenta con alrededor de 400 ha, entre las cuales cuenta con 17 torres eólicas, una casa de máquinas y un centro de oficinas, además de esto cuenta con una terraza disponible de 40000 m² y en ella se planea el desarrollo del estudio para una central termosolar. En este caso, para el uso de este terreno no es necesario realizar labores de nivelación ni movimientos de tierra debido a que este no posee desniveles.

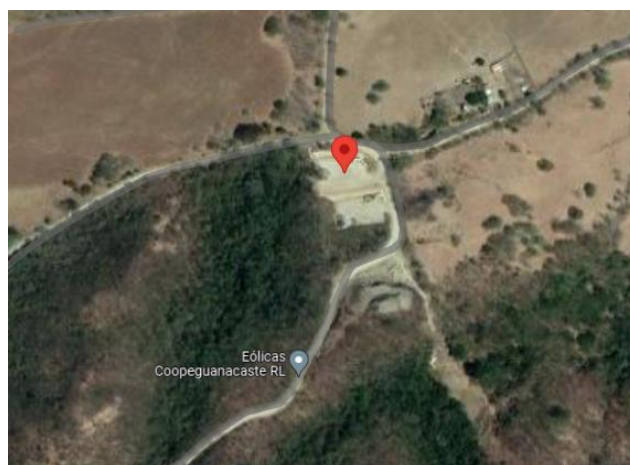


Figura 16

Ubicación del terreno en estudio. Fuente Google Earth

En la Figura 16 y la Figura 17 se muestran las dimensiones y la ubicación del terreno en estudio.

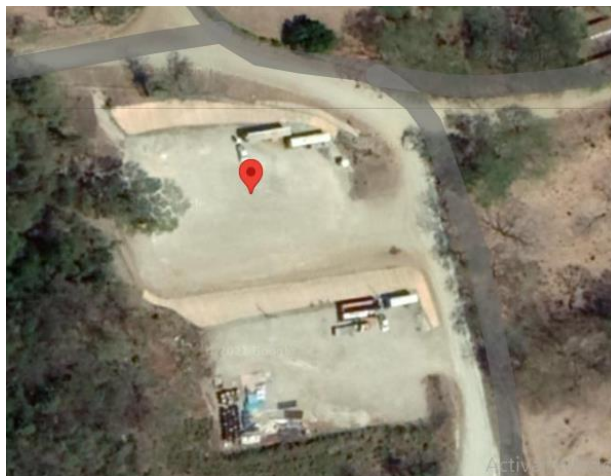


Figura 17

Ubicación del terreno en estudio con acercamiento. Fuente Google Earth

2.2.4. Análisis de sombra

Al ser una terraza el lugar donde se desarrolla el estudio, este no cuenta con árboles u otro tipo de objetos que contribuyan con la generación de sombras que puedan disminuir la eficiencia del sistema termosolar.

2.3. Características meteorológicas y recursos solares del terreno

El estudio se desarrolla mediante la generación de energía a partir de la radiación solar, por lo tanto, es necesario conocer las características meteorológicas y el recurso solar presente en el sitio. Para realizar este estudio, fue posible contar con el apoyo de varias fuentes de información, las cuales se detallan a continuación.

2.3.1. Solargis

Por medio de la plataforma Solargis fue posible obtener el promedio anual y el comportamiento de parámetros como:

- Irradiación global horizontal GHI.
- Irradiación directa normal DNI.
- Irradiación difusa horizontal DIF.
- Temperatura del aire.
- Velocidad del viento.

Estos se incluyen en la Tabla 6 y se muestra el documento obtenido en el Anexo I.

Tabla 6

Radiación solar y parámetros meteorológicos. Fuente Solargis

MES	GHI	DNI	DIF	TEMP	WS
	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	m/s
Enero	182,7	209,2	50,3	27,3	4,1
Febrero	186,2	210,4	43,6	27,8	4,3
Marzo	220,7	229,9	54,1	28,5	3,9
Abril	201,7	181,4	64,6	29,1	2,8
Mayo	174,0	131,7	73,8	28,0	1,8
Junio	163,7	120,9	72,2	27,1	1,6
Julio	172,9	126,6	76,9	27,1	1,9
Agosto	173,6	126,4	75,7	27,0	1,6
Septiembre	158,9	115,7	69,5	26,5	1,3
Octubre	149,8	113,8	67,7	26,2	1,4

Noviembre	150,2	140,3	58,9	26,3	2,1
Diciembre	165,2	181,5	53,2	26,9	3,2
Anual	2099,6	1887,7	760,6	27,3	2,5
Diaria	5,75	5,17	2,08	27,3	2,5

2.3.2. Instituto Meteorológico Nacional

El Instituto Meteorológico Nacional IMN posee estaciones meteorológicas en distintos lugares del país, por lo que por medio de su plataforma en línea se buscó la estación más cercana hasta el punto de interés con ubicación en coordenadas para Latitud: 10 ° 17 ‘ N Longitud: 85 ° 35 ‘ O Altitud. 40 m. s. n. m. Adicionalmente, se solicitó el perfil del comportamiento de variables meteorológicas que se muestra en la Figura 21 el archivo original se puede observar en el Anexo II.

INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL
DEPARTAMENTO DE INFORMACION
PROMEDIOS MENSUALES DE DATOS CLIMATICOS
(estaciones automáticas)

ESTACION: 74 53 SANTA CRUZ			Latitud: 10 ° 17 ' N Longitud: 85 ° 35 ' O Altitud. 40 m.s.n.m													
Elementos	Periodos		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.	Total
LLUVIA	1995	2019	3.1	2.4	5.5	45.4	224.6	205.2	144.8	193.5	313.8	410.1	119.0	10.7	139.8	1678.0
TEM.MAX.	1995	2019	33.0	34.0	35.1	35.8	33.6	32.5	32.4	32.7	32.1	31.3	31.6	32.1	33.0	
TEM.MIN.	1995	2019	22.5	23.3	23.9	24.0	23.6	23.2	23.0	22.8	22.6	22.6	22.3	22.2	23.0	
TEM.MED.	1995	2019	27.7	28.7	29.5	29.9	28.7	27.8	27.7	27.7	27.4	26.9	26.9	27.2	28.0	
HUMEDAD	1995	2019	62.3	57.6	56.1	61.7	77.3	83.6	79.7	82.9	87.1	87.5	80.3	70.5	73.9	
VIENTO VEL.	1995	2019	12.5	12.9	12.6	9.9	6.4	5.2	6.6	5.4	4.3	4.4	6.3	9.5	8.0	
RADIACION	1995	2019	20.2	23.0	21.7	22.0	18.4	17.4	17.4	16.9	17.1	16.0	16.3	17.2	18.6	
VIENTO DIR. PREDOMINANTE			2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	2	2		
Promedio días con lluvia >= 0.1 mm.			1	1	2	6	17	20	16	19	24	24	12	3	148	Total

Figura 18

Datos meteorológicos suministrados por IMN

2.3.3. Software System Advisor Model SAM

Como parte del *software* SAM, es posible indicar las coordenadas donde se realiza el estudio y, de esta manera, por medio de la base de datos que posee este *software*, se sugieren parámetros en cuanto a radiación y condiciones meteorológicas.

— Annual Averages Calculated from Weather File Data —

Global horizontal	5.77	kWh/m ² /day
Direct normal (beam)	5.26	kWh/m ² /day
Diffuse horizontal	2.11	kWh/m ² /day
Average temperature	27.4	°C
Average wind speed	2.8	m/s

Figura 19

Datos meteorológicos suministrados por Software Libre System Advisor Model “SAM”

Al comparar los distintos valores correspondientes a energía solar incidente y temperatura promedio para las coordenadas del terreno en estudio es posible constatar que estos valores se aproximan entre sí, motivo por el cual se utilizan los datos provistos por el *software* System Advisor Model SAM.

2.4. Capacidad de producción según área del terreno

Rivera Vizcarra (2018) indica que es necesario disponer de 2 ha (20.000 m²) por cada MW eléctrico para instalar, esto para el caso de las centrales que no cuentan con almacenamiento térmico. Para el caso de las centrales que cuentan con un sistema de almacenamiento de energía térmica que se basa en sales orgánicas es necesario entre 3 ha y 4 ha de terreno disponible. Asimismo, García Garrido (2022) expone que el campo solar debe ser una extensión de terreno de aproximadamente 2 ha por cada MW instalado y da como ejemplo una central termosolar de 50 MW que ocupa unas 100 ha de terreno.

Capítulo III. Características y variables idóneas de la central termosolar por estudiar

3.1. Introducción del objetivo

Con el desarrollo del segundo objetivo específico del estudio se busca determinar las características y especificaciones óptimas de los diferentes elementos, variables y parámetros que conforman la central de generación termosolar. Esta valoración se lleva a cabo por medio de simulaciones ejecutadas gracias al modelo realizado por medio del *software* System Advisor Model SAM, definido como un *software* libre de aprovechamiento didáctico, que da la posibilidad de modelar el comportamiento de centrales termosolares de acuerdo con condiciones solares, ambientales y especificaciones técnicas.

De esta manera, se espera determinar el comportamiento de variables y parámetros que provean un equilibrio entre rendimiento, eficiencia y costos. Las variables y parámetros incluidos en esta etapa del estudio se mencionan a continuación:

- Fluido de transferencia de calor (HTF) del campo solar.
- Múltiplo solar.
- Colectores (SCA).
- Tubos receptores.
- Sistema de almacenamiento de energía.

3.2. Fluido de transferencia de calor (Heat Transfer Fluid HTF)

Al momento de seleccionar el fluido de transferencia de calor (conocido también por sus siglas en inglés HTF) por utilizar en el sistema de generación colector cilindro-parabólico, es importante considerar sus especificaciones, tanto técnicas como económicas, ya que según estas se puede considerar su impacto en cuanto a eficiencia y costos para la central

termosolar. Algunos de los aspectos a tomar en cuenta para la elección del HTF en la planta son:

- Propiedades físicas.
 - Punto de congelación.
 - Temperatura de operación.
 - Capacidad calorífica.
- Costo.
- Impacto ambiental//No tiene peso en tesis o investigar.
- Disponibilidad//No tiene peso en tesis.

En el proceso de selección de HTF para el campo solar se consideran los siguientes detalles y mediante el programa SAM se valora su comportamiento (Ahmad y Mohamed, 2014).

- Temperatura de entrada del campo solar.
- Temperatura de salida del campo solar.
- Temperatura media del campo solar.
- Pérdidas de calor del campo solar.

De acuerdo con bibliografía que se utiliza se comparan nueve tipos de HTF, con el fin de valorar su comportamiento en diferentes sistemas. A continuación, se incorpora la Tabla 7 donde se muestra el rango de temperaturas de operación para estos fluidos.

Tabla 7

Rango de operación de los fluidos en estudio (Patiño Mantilla y Venturini, 2016)

HTF	Propiedades	
	T° Mínima de Operación	T° Máxima de Operación
Hitec Solar Salt	238	593
Caloría HT 43	-12	315
Hitec XL	120	500
Therminol VP-1	12	400
Hitec	142	538
Dowtherm Q	-35	330
Dowtherm RP	0	330
Therminol 59	-45	315
Therminol 66	0	345

Posteriormente, en esta fuente bibliográfica se realizan diversas simulaciones mediante los fluidos mencionados en la Tabla 7 y se determinan los que cuentan con mejores características, como se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8

Especificaciones de los HTF de mejor rendimiento (Patiño Mantilla y Venturini, 2016)

HTF	Composición	Punto de Fusión (°C)	T° max Operación (°C)	Costo (USD\$/kg)	Costo (USD\$/kWh)
Solar Salt	60 % NaNO ₂	238	593	0.49	5.8

40 % NO ₂					
Hitec	7 % NaNO ₂	142	450-538	0.93	10.7
	53 % KNO ₂		610-710		
	40 % NO ₂		Según la atmósfera		
Hitec XL*	7 % NaNO ₂	120	480-505	1.43	18.2
	45 % KNO ₂				
	48 % Ca(NO ₃) ₂				
Therminol VP-1	-----	12	400	3.96	57.5

Nota. *La sal fundida conocida como HitecXL, compuesta de 48 % Ca (NO₃)₂ + 7 % NaNO₃ + 45 % KNO₃, se evaluó para las condiciones climáticas del Desierto de Atacama en Chile y, en comparación con otras composiciones, mostró costos significativamente menores para integrarse en una planta de CSP (PARRADO et al., 2016).

Como se muestra en la Tabla 3 Solar Salt o Hitec Solar Salt muestra el precio más bajo, sin embargo, este puede variar según las condiciones climáticas y las características de la planta de CSP (Patiño Mantilla y Venturini, 2016).

De acuerdo con las propiedades de HTF mostrados en la Tabla 8 se determina realizar simulaciones mediante el *software* SAM con dos tipos de HTF, de manera que sea posible valorar su comportamiento para el caso en estudio en específico. En la Tabla 9 se procede a presentar los fluidos por estudiar y la justificación de su consideración:

Tabla 9*Selección de HTF para simulaciones*

Caso	Tipo HTF	Justificación
I	Hitec XL	Su comportamiento en zonas calientes es muy satisfactorio. (Patiño Mantilla y Venturini, 2016)
II	Therminol VP-1	Es el de mayor costo y mejores condiciones en cuanto a rendimiento. (Ahmad Abd y Mohmed Abd, 2014)

3.3. Múltiplo solar

Como se mencionó en el desarrollo de este estudio, el múltiplo solar representa el área de apertura del campo solar como un múltiplo de la capacidad del ciclo de potencia. Es decir, el factor de la relación entre la potencia térmica producida por el campo solar y la requerida por el ciclo de potencia de acuerdo con parámetros de diseño (Iqbal Soomro y Mengal, 2019).

Es importante considerar este parámetro en el momento de dimensionar su valor, ya que si se selecciona erróneamente pueden ocurrir dos situaciones:

- Múltiplo solar sobredimensionado: Provoca desperdicio de la energía térmica proveniente del sol y altos costos de inversión innecesarios.
- Múltiplo solar subdimensionado: El sistema operaría en condiciones de carga parcial, lo cual quiere decir que no se alcanzaría la potencia de diseño para la planta (Iqbal Soomro y Mengal, 2019).

Sin embargo, para este caso en específico se determina el valor de múltiplo solar por utilizar, de acuerdo con la extensión del terreno en estudio. Esta extensión, como se indicó en el capítulo anterior, corresponde a 40.000 m².

Por lo tanto, gracias al *software* SAM, que se utiliza en el desarrollo del presente trabajo, fue posible obtener el valor de múltiplo solar ingresando los parámetros de extensión, ubicación del terreno y recursos solares correspondientes, obteniendo, de esta manera, un valor de múltiplo solar que corresponde a 1.7367.

3.4. Colectores (SCA)

Para el caso de la selección del tipo de colector por utilizar en el modelado de la central en estudio, es necesario considerar valores de rendimientos y costos de esta. Por esta razón, se considera el tipo de colector que de acuerdo con las bibliografías estudiadas presenta un mejor comportamiento en cuanto a las perspectivas mencionadas para las condiciones dadas. En este estudio se determina que se debe realizar una valoración del comportamiento entre los colectores llamados Luz LS-3 y el Euro Trough ET150, de esta manera, es posible analizar cuál de estos colectores obtiene los mejores rendimientos en cuanto a producción de energía, factor de capacidad y costos.

Por lo tanto, se determina que se debe modelar la central termosolar y realizar simulaciones con ambos tipos de colectores para valorar su comportamiento. La información técnica de cada colector se presenta en el Anexo III.

Tabla 10

Selección de colector para simulaciones¶

Caso	Tipo Colector	Justificación
I	Luz LS-3	Presenta un mayor rendimiento en cuanto a generación y costos. (Iqbal Soomro y Mengal, 2019)

II	EuroTrough ET150	Presenta un mayor rendimiento en cuanto a generación y costos. (Ahmad Abd y Mohmed Abd, 2014)
----	------------------	---

3.5. Tubos receptores

Al hacer una comparación técnica entre posibles opciones para tubos receptores se puede valorar un comportamiento similar entre sus especificaciones, por lo que la elección del tipo de tubo receptor por utilizar en el modelado de la central termosolar se toma en función del costo de cada uno. Sin embargo, se debe destacar que el tubo Schott PTR[®]70 (explicado en el siguiente punto) es el que tiene una tecnología más avanzada y mitiga el problema de la penetración del hidrógeno en la corona en vacío.

La reducción de costos más significativa que pueden experimentar los tubos absorbedores se relaciona con el aumento de tamaño, tanto en diámetro como en longitud de estos, aunque actualmente las dimensiones de los tubos están estandarizadas. Esta reducción de tamaño de tubos absorbedores puede suponer alrededor de un 7 % de reducción en el costo total de la central.

Sin embargo, además del aumento de tamaño, los tubos absorbedores tienen un potencial de reducción de pérdidas debido a mejoras específicas en los mismos, como la soldadura vidrio/metal. Este tipo de mejoras conllevarán una reducción del costo, asociada con los adelantos en la tecnología de fabricación de estos (Sánchez, 2015).

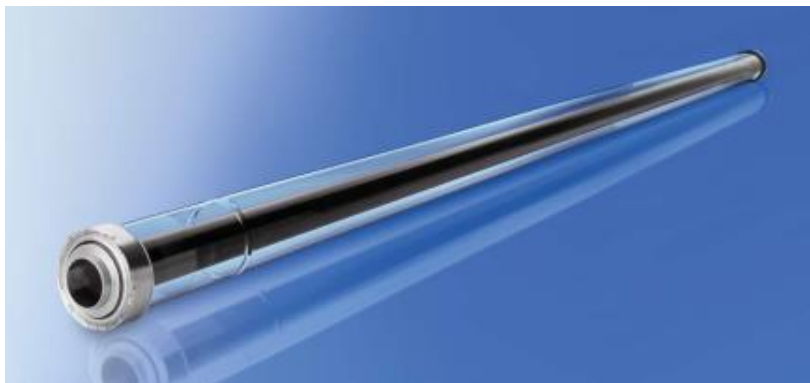


Figura 20

Tubo receptor Schott PTR70 2008 (Schott Solar)

3.6. Sistema de almacenamiento de energía

En el caso de SAM permite modelar la central termosolar y realizar simulaciones variando las horas de almacenamiento de energía, por lo tanto, se valora el comportamiento del modelo de central para diferentes horas de almacenamiento junto con los parámetros mencionados. En la Tabla 11 se muestran los valores de horas de almacenamiento seleccionados, con el fin de llevar a cabo el estudio correspondiente en cuanto a costos y eficiencia.

Tabla 11

Horas de almacenamiento del modelado de la central termosolar

Caso	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Horas de Almacenamiento	0 h	1 h	1.5 h	2 h	3 h	6 h	12 h	18 h	24 h

3.7. Variables preliminares por considerar para el modelado de la central termosolar en SAM

De acuerdo con la descripción y selección de elementos mencionados en esta sección y que considera el *software* SAM, para modelar la Central Termosolar tipo colector cilindro-parabólico se realiza la combinación entre distintas variables y se toma como insumo los datos de la Tabla 9, la Tabla 10 y la Tabla 11. Se obtienen 18 casos por valorar e implementar en el *software* SAM, de manera que sea posible determinar, la combinación de elementos que se ajusta, de manera óptima, a las condiciones físicas y meteorológicas del terreno en estudio. A continuación, en la Tabla 12 se presentan los distintos casos por estudiar:

Tabla 12

Listado de casos para realizar simulaciones

Caso	MS	HTF	Colector	Receptor	Almacenamiento (h)
I	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Luz LS-3	Schott PTR [®] 70	0
II	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	0
III	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Luz LS-3	Schott PTR [®] 70	1
IV	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	1
V	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Luz LS-3	Schott PTR [®] 70	1.5

VI	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	1.5
VII	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Luz LS-3	Schott PTR [®] 70	2
VIII	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	2
IX	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Luz LS-3	Schott PTR [®] 70	3
X	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	3
XI	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Luz LS-3	Schott PTR [®] 70	6
XII	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	6
XIII	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Luz LS-3	Schott PTR [®] 70	12
XIV	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	12
XV	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Luz LS-3	Schott PTR [®] 70	18
XVI	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	18
XVII	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Luz LS-3	Schott PTR [®] 70	24
XVIII	1.7367	Hitec XL/ Therminol VP-1	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	24

3.8. Modelado de la Central Termosolar en System Advisor Model SAM

3.8.1. Introducción

Con la elaboración de esta sección se describirá la manera en que se modela la central de generación termosolar de tecnología Cilindro-Parabólica en el *software* System Advisor Model (SAM).

Es importante mencionar que la información descrita en esta sección se extrajo de la página del *software*, donde existe una guía de usuario y foros para atender las dudas que se presentan al utilizar el mismo. Esta información se encuentra en inglés, pero para este se llevó a cabo la tarea de estudiar, definir y analizar diferentes términos y expresiones empleados por SAM (System Advisor Model [SAM] NREL, 2015).

Como se mencionó en este documento, el System Advisor Model (SAM) es un *software* libre desarrollado por National Renewable Energy Laboratory (NREL) de Estados Unidos. El uso de este *software* no es único para centrales de generación mediante recursos solares, sino que contiene una amplia gama de alternativas en cuanto a energías renovables.

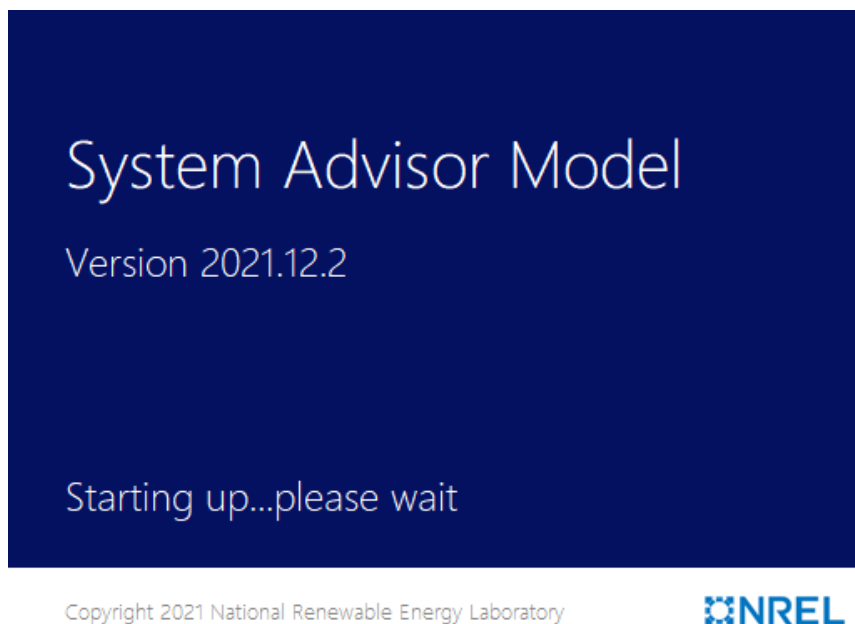


Figura 21

System Advisor Model versión 2021.12.2 (SAM, 2021)

3.8.2. Selección de modelos para tecnología cilindro-parabólica

Cuando se genera un nuevo proyecto en el *software* SAM, se debe seleccionar la fuente de energía con la que se desea realizar el modelado. En este caso, al ser una central de generación termosolar se selecciona la opción Concentring Solar Power (CSP) y, posteriormente, se selecciona el tipo de tecnología termosolar que se desea modelar, para esta ocasión, como se muestra en la Figura 22, se procede a seleccionar Parabolic Trough en referencia a la tecnología cilindro-parabólica.

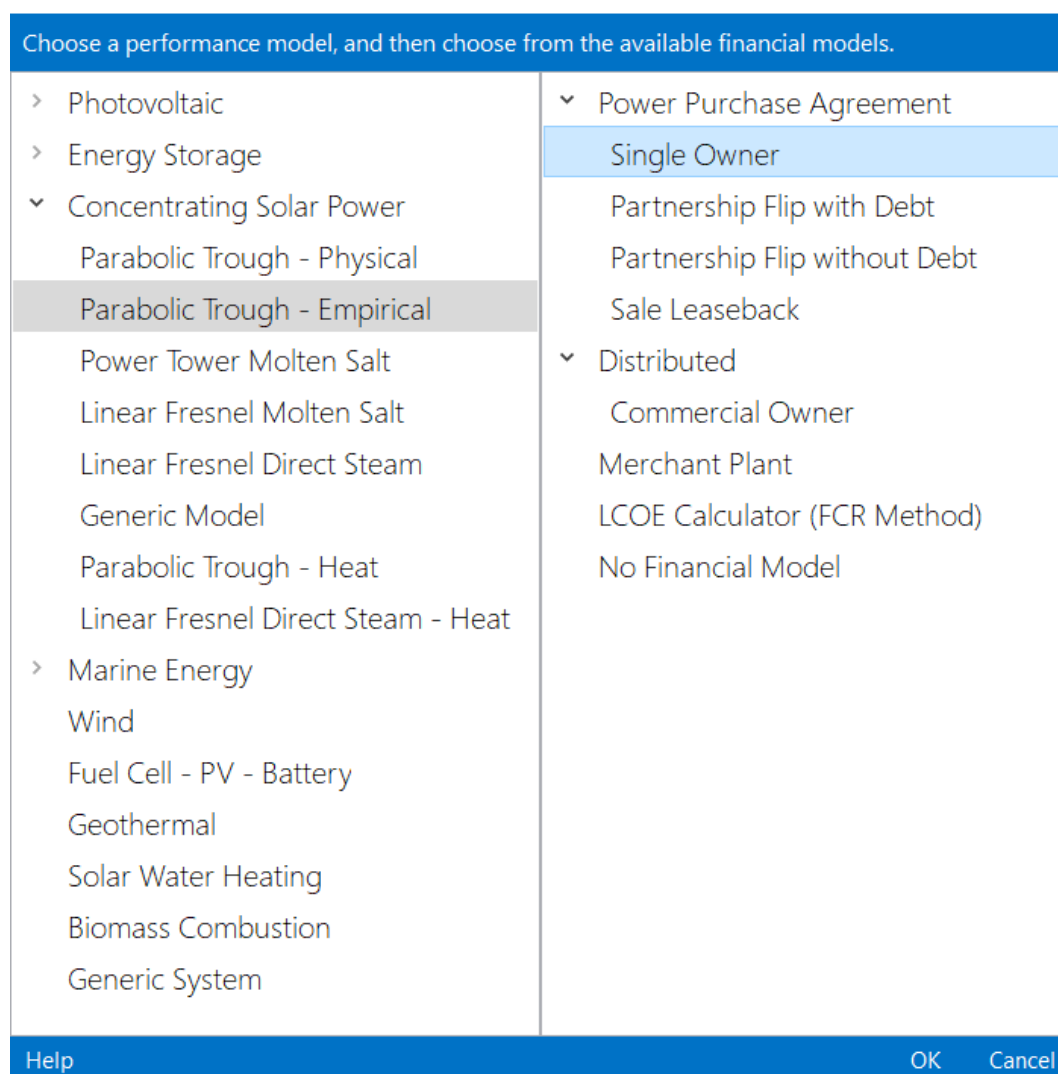


Figura 22

Selección de fuente de energía y modelo económico en SAM (SAM, 2021)

En cuanto a la tecnología cilindro-parabólica, SAM brinda dos opciones de modelado, estas se detallan a continuación:

- **Physical model:** Se basa en la aplicación de los principios de la transferencia de calor y la termodinámica a los distintos componentes del sistema. Este es más flexible que el modelo empírico, sin embargo, presenta la desventaja de aumentar la incertidumbre a las predicciones del rendimiento.

- **Empirical model:** Basa el modelado de la central en un conjunto de ecuaciones de ajuste con base en el análisis de regresión de datos y rendimientos que se obtienen en las centrales SEGS en Estados Unidos, por lo que se limita a modelar sistemas conformados por componentes para los que existen mediciones.

Para el caso en estudio se decide considerar el modelo empírico para el modelado de la central termosolar, esto tomando en cuenta la disminución de la incertidumbre al basar el modelado en mediciones realizadas a centrales termosolares existentes. Otro factor por considerar fue la velocidad de simulación del proyecto en SAM, pues la opción empírica fue la que presentó una mayor velocidad y rendimiento.

3.8.3. Selección de modelos financieros

Como se observa en la Figura 22 SAM permite seleccionar un modelo económico para aplicarse en el modelado de la central de generación, estos modelos son los siguientes:

- **Residential and commercial projects:** La energía la produce el cliente y el exceso, lo inyecta a la red.
- **Power Purchase Agreement (PPA):** La central está conectada con la red y el proyecto obtiene ingresos a través de la venta o ahorro de la energía. Este modelado puede clasificarse de acuerdo con el tipo de propietarios que posea.
 - **Single Owner:** La central está a cargo de un solo propietario.
 - **Partnership flip with and without debt:** Los beneficios de la central se reparten entre los diferentes miembros de la sociedad formada por los inversionistas y el desarrollador. Existe la posibilidad de contar con una deuda de capital inicial.

- Sale Leaseback: En este caso, el inversionista compra el 100 % del proyecto al desarrollador y después lo arrienda nuevamente al promotor.
- Third-party Ownership: La central se implementa en la propiedad del cliente y es propiedad del desarrollador. El cliente es compensado por la energía generada por el sistema a través de un arrendamiento.
- Merchant Plant: Este modelo es muy similar al de Single Owner, la diferencia está en que la energía generada por el sistema se vende a precios de mercado que pueden variar por hora (o fracciones de horas), días o meses, durante la vida del proyecto. Los ingresos pueden provenir de la producción de energía, los servicios auxiliares y los pagos por capacidad o una combinación de los tres.
- LCOE (Levelized Cost Of Energy) Calculator: Modelado simple para calcular el costo de la energía producida por kWh para la central considerada.

Después de haber valorado cada uno de los modelos económicos que contiene SAM, se opta por la escogencia del modelo denominado como Single Owner. Esto considerando que, en el desarrollo de este estudio, Coopeguanacaste R. L. es el único ente encargado de ejecutar el proyecto para su propio uso.

Posteriormente, es necesario mencionar que el programa SAM cuenta con diferentes ventanas donde se ingresan los valores necesarios para el modelado de la central, estas se muestran en la Figura 23.

Trough (empr), Single owner
Location and Resource
Solar Field
Collectors (SCAs)
Receivers (HCEs)
Power Block
Thermal Storage
Parasitics
Lifetime and Degradation
Installation Costs
Operating Costs

Figura 23

Ventanas relacionadas a parámetros de entrada en SAM (SAM, 2021)

3.8.4. Localización y recursos

En cuanto a la ubicación del proyecto y los recursos solares asociados con esta, el programa SAM cuenta con una ventana donde se muestra la biblioteca de recursos solares para diferentes lugares alrededor del mundo y, así como distintas ciudades de Estados Unidos. Para el caso específico de este estudio es necesario ingresar la ubicación del terreno con el que cuenta Coopeguanacaste R. L. y esto se lleva a cabo añadiendo las coordenadas a la sección de búsqueda y, seguidamente, descargando los recursos solares asociados con la ubicación ingresada, de manera que se pueda incorporar toda la información de esta ubicación a la biblioteca para incluirla en las simulaciones y modelado de la central termosolar, como se muestra en la Figura 24.

Download Weather Files

The NSRDB is a database of thousands of weather files that you can download and add to your solar resource library. Download a default typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or P50/P90 analyses. See Help for details.

☒ One location
 ☐ Multiple locations
 ☐ Advanced download

[For locations not covered by the NSRDB, click here to go to the SAM website Weather Page for links to other data sources.](#)

Figura 24

Opción de descarga de recursos solares para coordenadas en SAM (SAM, 2021)

La ubicación denominada como Eólicas CG, con coordenadas 10.3173, -85-5522 es la que posee la información del estudio, como se muestra en la Figura 25.

Solar Resource Library

The Solar Resource library is a list of weather files on your computer. Choose a file from the library and verify the weather data information below.

The default library comes with only a few weather files to help you get started. Use the download tools below to build a library of locations you frequently model. Once you build your library, it is available for all of your work in SAM.

Filter:

Name	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation	Station ID	Source
phoenix_az_33.450495_-111.983688_psmv3_60_tmy	33.45	-111.98	-7	358	78208	NSRDB
tucson_az_32.116521_-110.933042_psmv3_60_tmy	32.13	-110.94	-7	773	67345	NSRDB
costa_rica_9.970512_-84.196793_psm3-tmy_60_tmy	9.97	-84.18	-6	918	974164	NSRDB
Eólicas CG 10.317352_-85.552251_10.3174_-85.5523...	10.33	-85.54	-6	28	946269	NSRDB
puntarenas_10.073002_-84.862298_psm3-tmy_60_t...	10.09	-84.86	-6	84	959817	NSRDB

SAM scans the following folders on your computer for valid weather files and adds them to your Solar Resource library. To use weather files stored on your computer, click Add/remove Weather File Folders and add folders containing valid weather files.

Figura 25

Biblioteca de recursos solares de SAM (SAM, 2021)

Una vez seleccionada la ubicación del sitio en estudio, el programa SAM brinda la información meteorológica de este sitio. Esta se muestra en la Figura 26.

Weather Data Information

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

-Header Data from Weather File

Latitude	10.33 DD	Station ID	946269
Longitude	-85.54 DD	Data Source	NSRDB
Time zone	GMT -6	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	
Elevation	28 m		
Time step	60 minutes		

-Annual Averages Calculated from Weather File Data

Global horizontal	5.77 kWh/m ² /day	- Optional Data
Direct normal (beam)	5.26 kWh/m ² /day	
Diffuse horizontal	2.11 kWh/m ² /day	
Average temperature	27.4 °C	
Average wind speed	2.8 m/s	

*NaN indicates missing data.

Figura 26

Información meteorológica asociada a la ubicación de la central termosolar (SAM, 2021)

De toda la información que se muestra en la Figura 25 se puede mencionar que SAM utiliza para realizar sus cálculos y simulaciones el valor de irradiación directa normal (DNI), esto se debe a que es la energía proveniente directamente desde el sol y que incide en la superficie del colector SCA.

En la Figura 27 se muestra cómo varía la radiación directa normal a lo largo de los meses del año. Estos datos son horarios, por lo que existen valores muy bajos, correspondientes a las horas de menor luz solar y valores muy altos, llegando incluso a superar los 900 W/m². Los valores más altos se presentan en los momentos de mayor radiación solar, es decir, al mediodía.

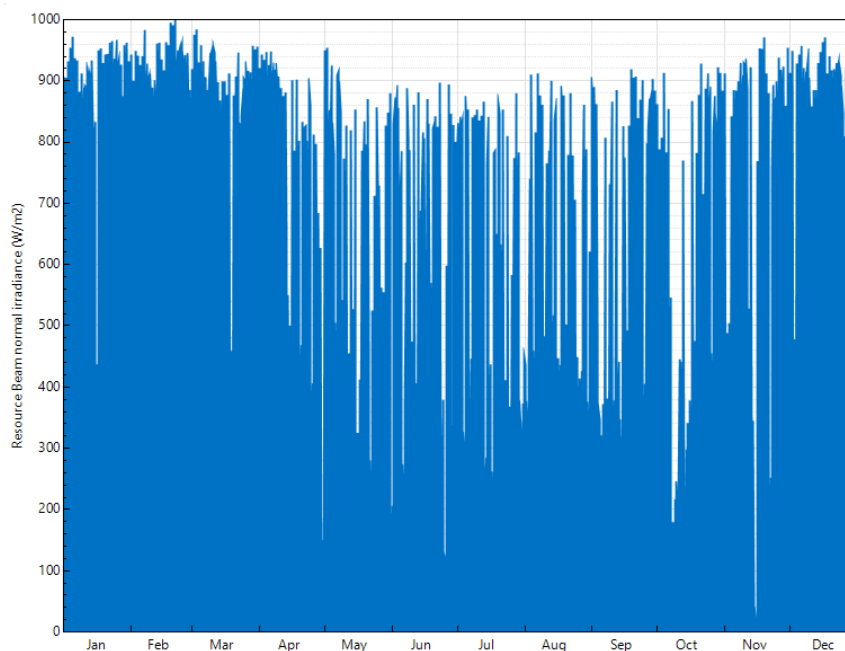


Figura 27

Variación DNI durante el año para la ubicación del proyecto (SAM, 2021)

3.8.5. Campo solar

En esta ventana de SAM, se ingresan los parámetros meteorológicos y físicos que se relacionan con la ubicación del terreno donde se implementaría la central de generación a modelar, esto con el fin de determinar la capacidad del sistema.

3.8.5.1. Área total del terreno

Se consideran en este apartado las dimensiones totales del terreno necesario para implementar la central de generación, esto en la unidad denominada como acres.

Land Area		
Solar Field Land Area	8	acres
Non-Solar Field Land Area Multiplier	1.2	
Total Land Area	9	acres

Figura 28

Dimensiones de la central termosolar (Resultado SAM)

Es importante destacar lo que se indica en la Figura 28 donde el área total del terreno corresponde a la suma de las dimensiones del campo solar y el campo no solar. Además, se retoma que para este estudio en específico se cuenta con un terreno en su totalidad de 4 ha y es necesario realizar la conversión de hectáreas a acres.

$$4 \text{ Hectáreas} * \left(\frac{2,471 \text{ acres}}{1 \text{ Hectárea}} \right) = 9.88422 \text{ acres}$$

(Ecu. 2)

Por lo tanto, gracias a la Ecuación 2 se determina la dimensión del campo solar en acres. Además de la Figura 28, se considera que SAM sugiere exista un factor multiplicativo entre el campo no solar y el campo solar, que corresponde a un 20 %. De esta manera, es posible determinar las dimensiones del campo solar y, por ende, las del campo no solar.

$$\text{Área de terreno} = \text{Campo Solar} + 20\% \text{ Campo Solar}$$

(Ecu. 3)

$$\text{Área de terreno} = 1,2 \times \text{Campo Solar}$$

(Ecu. 4)

$$\text{Campo Solar} = \frac{\text{Área de terreno}}{1,2} = \frac{9,88422 \text{ acres}}{1,2} = 8,23685 \text{ acres}$$

(Ecu. 5)

Posteriormente, de acuerdo con las ecuaciones y la bibliografía que brinda SAM, se determina que el área de apertura en función del campo solar se define con la siguiente ecuación:

$$\text{Área apertura [m}^2\text{]} = \frac{\text{Campo solar [acres]} \times \text{Apertur SCA[m]}}{\text{Espacio entre filas SCA[m]}} \times 4046,86 \text{ m}^2/\text{acres}$$

(Ecu. 6)

Donde: Apertura SCA= Apertura Máxima de Colector SCA=5,75 m., espacio entre filas SCA= Espacio entre filas del Colector SCA=15 m, campo solar= 8.23685 acres, área de apertura= Área de apertura reflectiva o llamada en SAM como Solar Field Área.

Al agregar valores a la Ecuación 5 se puede determinar el valor de área de apertura reflectiva del campo solar, necesaria para aprovechar al máximo las 4 ha de terreno brindado por Coopeguanacaste R. L.

$$\text{Área apertura[m}^2\text{]} = \frac{8,23685 \text{ acres} \times 5,75 \text{ m}}{15 \text{ m}} \times 4046,86 \text{ m}^2/\text{acres}$$

(Ecu. 7)

$$\text{Área de apertura [m}^2\text{]} = 12\,777,7693 \text{ m}^2$$

(Ecu. 8)

Una vez realizado este análisis, se cuenta con el valor de área de apertura a incluir como parámetro de entrada en la ventana de campo solar.

3.8.5.2. Diseño del campo solar

Una vez definida el área del campo solar, SAM brinda dos opciones para el modelado de la central termosolar y estas opciones son:

- Múltiplo solar definido y área de apertura reflectiva del campo solar calculada: En esta opción se procede a ingresar el valor de múltiplo solar diseñado para la central y el sistema calcula el área de apertura reflectiva del campo solar en función de la capacidad nominal del bloque de potencia y el múltiplo solar como variables de entrada.

Esta opción se puede emplear cuando no se cuenta todavía con el terreno para la central, además es de mucha ayuda porque determina al desarrollador los metros cuadrados necesarios para cumplir con los requerimientos de diseño del proyecto.

- Apertura reflectiva del campo definida y múltiplo solar calculada: En este caso se ingresa el área de apertura reflectiva del campo solar con que se cuenta, en metros cuadrados, de acuerdo con las dimensiones del terreno existente y a partir de este valor el *software* SAM calcula el múltiplo solar necesario para obtener la salida requerida en el bloque de potencia.

Para el caso en estudio, se considera la segunda opción, ya que se cuenta con el conocimiento de las dimensiones del terreno otorgado por parte de Coopeguanacaste para realizar el estudio y la intención es determinar la capacidad máxima de producción de energía eléctrica a partir de los recursos solares para el lugar donde se localiza.

Field Layout

☐ Option 1: Solar Multiple

☒ Option 2: Solar Field Area m²

Distance Between SCAs in Row m

Row Spacing, Center to Center m

Number of SCAs per Row

Deploy Angle deg

Stow Angle deg

Figura 29

Opción 2 Diseño de Campo Solar (SAM, 2021)

En la Figura 29 primero se introduce el valor de entrada denominado como Solar Field Area, que se obtuvo mediante la Ecuación 7. Además, se tienen diferentes parámetros de entrada, estos se detallan a continuación:

- Distance Between SCA in Row (m): Distancia entre cada colector en una fila, para este parámetro de entrada SAM establece el valor de 1 m.
- Row Spacing (m): Distancia medida de centro a centro entre las filas conformadas por los colectores, considerando una distribución uniforme de estas filas. Para este parámetro de entrada, SAM establece un valor de 15 m.
- Number of SCA per Row: Este parámetro de entrada corresponde al número de colectores instalados por fila, de acuerdo con SAM se establece un valor de cuatro colectores.
- Deploy Angle (grados): Este parámetro de entrada se define como el ángulo del colector en el momento en que empieza a operar. Un ángulo de 0° para una latitud norte presenta

una orientación vertical hacia. Por lo tanto, según la metodología de SAM, su valor corresponde a 10° .

- **Stow Angle (grados):** Se define este parámetro de entrada como el ángulo del colector durante el tiempo en que reposa. Un ángulo de 0° para una latitud norte presenta una orientación vertical en dirección hacia y 180° vertical hacia el oeste. Por lo tanto, según la metodología de SAM, su valor corresponde a 170° .

3.8.5.3. Múltiplo solar

De acuerdo con la sección anterior, donde se designa la dimensión del campo solar y la potencia de salida de la central de generación, SAM determina el valor de múltiplo solar para los parámetros de entrada ingresados, para este caso se obtiene un valor de 1.7367.

Adicionalmente, se ingresan algunos parámetros de entrada y se obtienen otros valores de acuerdo con cálculos realizados por SAM, esta información se detalla, con la ayuda de la Figura 30.

Solar Multiple (Design Point)

Calculated Values

Solar Multiple

Aperture Reflective Area m²

Solar Multiple Reference Conditions

Ambient Temp. °C

Direct Normal Radiation W/m²

Wind Velocity m/s

Reference Condition (SM=1)

Exact Aperture Reflective Area m²

Exact Number of SCAs

Values From Other Pages

Aperture Area per SCA m²/SCA

HCE Thermal Losses W/m²

Optical Efficiency

Design Turbine Thermal Input MWt

Figura 30

Información relacionada a campo solar en SAM (SAM, 2021)

A continuación, se detallan los parámetros de entrada solicitados en esta ventana de SAM para el múltiplo solar.

- Aperture Reflective Area (m²): Se introduce el mismo valor de área calculado en la ecuación (7) de la sección anterior, llamado Solar Field Area. Su valor es 12777.77 m².
- Irradiation at design (W/m²): Se refiere al valor de DNI en el punto de diseño, que se utiliza para calcular el área del campo necesaria y producir la potencia requerida.

De manera adicional, se mencionará un comportamiento de los colectores en la tecnología cilindro-parabólicos, ya que estos siguen al sol girando alrededor de su único eje, lo cual hace

considerar que la DNI, en pocas ocasiones, incide sobre la superficie del colector con un ángulo normal. Por lo tanto, la DNI incidente es menor que la DNI indicada en bases de datos. Ante esta situación, se opta por realizar un ajuste al multiplicar el valor de DNI obtenido por una eficiencia conocida como efecto coseno y que se obtiene gracias al propio SAM.

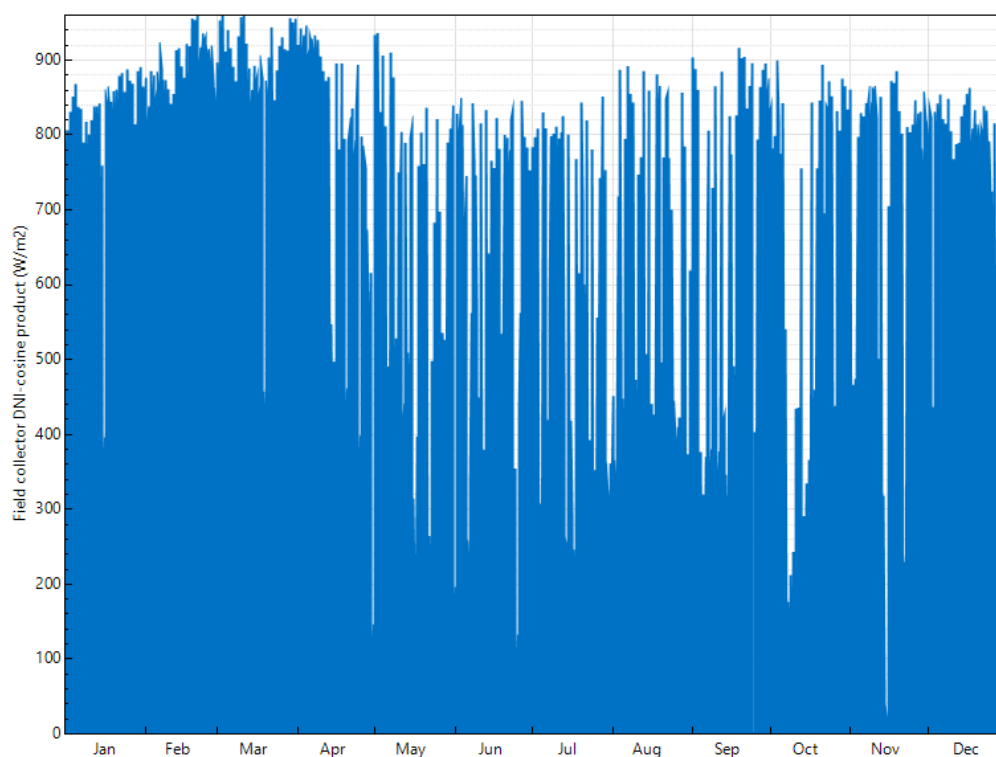


Figura 31

Valor DNI efecto coseno durante el año para la ubicación del proyecto (SAM, 2021)

Al comparar la Figura 31 con la Figura 27, se observa cómo el valor de DNI ha disminuido en todos los meses del año. Especialmente, en los meses de invierno, ya que, debido a la posición del sol, este efecto es más acusado. Se seleccionó un valor de 978 W/m^2 como irradiación de diseño, al ser este el máximo que aparece en la Figura 31. Valores inferiores a

este darían lugar a energía perdida, pues se diseñaría una central que produciría más energía térmica de la requerida por el bloque de potencia.

- Exact Apertura Reflective Area (SM=1): Corresponde al área de campo solar requerida para que la central de generación pueda impulsar el bloque de potencia para un múltiplo solar igual a 1, este valor se utiliza por SAM como referencia, con el fin de realizar diferentes cálculos y le asigna un valor de 6730.17 m².
- Exact Numbers of SCA (SM=1): Corresponde a la cantidad de Colectores SCA necesarios para contar con el área de apertura reflectiva para la referencia de múltiplo solar igual a la unidad, SAM considera el número entero mayor más cercano al valor ingresado en este apartado. El valor corresponde a 8.23.
- Values From Other Pager: En esta sección se ingresan valores de parámetros considerados en la ventana de colector y bloque de potencia, estas se describen más adelante.

3.8.5.4. Orientación de los colectores en el campo solar

En esta sección se ingresan los parámetros de entrada referente a la orientación que deben llevar los colectores. A continuación, se detalla sobre estos parámetros y los valores incluidos en SAM.

En la Tabla 13 el ángulo de inclinación que presenta el mejor rendimiento para la central, de acuerdo con el modelado de SAM, corresponde a -6° con una producción anual de 4038.14 MWh.

Tabla 13

Producción de energía anual en función del ángulo de inclinación

Collector Tilt (grados)	Producción Anual de Energía (MWh)
-90	1482,16
-75	2109,62
-60	2756,66
-45	3374,69
-30	3813,49
-15	4005,17
-6	4038,14
0	4029,13
15	4010,57
30	3737,76
45	2963,61
60	1916,50
75	1171,71
90	1126,31

- Collector Azimuth (grados): Corresponde al nombre debido a la orientación del colector respecto a los ejes este-oeste y norte-sur, esta última orientación es la más común y en este caso el valor del parámetro de entrada es de 0 grados.

Con el fin de determinar la orientación idónea en cuanto al comportamiento del modelado, se lleva a cabo un análisis en función de la producción de energía para ambas orientaciones.

Tabla 14

Producción de energía anual en función del ángulo de orientación

Orientación	Producción Anual de Energía (MWh)
Norte-sur (0°)	4038,14
Este-oeste (90°)	2918,62

En la Tabla 14 el comportamiento de mayor eficiencia lo brinda la orientación norte-sur, por tanto, este parámetro de entrada se define como 0°.

3.8.5.5. Fluido de transferencia de calor HTF

En la ventana referente al campo solar existe un apartado destinado a la información y definición de parámetros respecto al fluido que se utiliza en el proceso de transferencia de calor.

Heat Transfer Fluid	
Solar Field HTF Type	Hitec Solar Salt
Field HTF Min Operating Temp.	238 °C
Field HTF Max Operating Temp.	593 °C
Solar Field Inlet Temp.	293 °C
Solar Field Outlet Temp.	391 °C
Solar Field Initial Temp.	100 °C
Piping Heat Loss at Design Temp.	10 W/m ²
Piping Heat Loss Coefficient 1	0.001693
Piping Heat Loss Coefficient 2	-1.683e-05
Piping Heat Loss Coefficient 3	6.78e-08
Solar Field Piping Heat Losses	10.1 W/m ²
Minimum HTF Temp.	50 °C
HTF Gallons per Area	0.614 gal/m ²

Figura 34

Especificaciones referentes al HTF de campo solar seleccionado (SAM, 2021)

Como se muestra en la Figura 34 se selecciona el HTF por utilizar en el modelado, posteriormente, SAM establece los valores por emplear en los diferentes cálculos de las simulaciones por realizar. En el caso de la Figura 34, se seleccionó el Tipo de HTF denominado con el nombre de Hitec Solar Salt.

A continuación, se detallan los parámetros considerados en esta sección:

- Field HTF Min Operating Temp: Hace referencia a la temperatura mínima a la que se puede operar con el HTF seleccionado, para el Hitec Solar Salt este valor corresponde a 238 °C.

- **Field HTF Max Operating Temp:** Hace referencia a la temperatura mínima a la que se puede operar con el HTF seleccionado, para el Hitec Solar Salt este valor corresponde a 593 °C.
- **Solar Field Inlet Temp:** Se refiere a la temperatura de entrada del HFT a los colectores, en este caso SAM establece este valor automáticamente en 293 °C.
- **Solar Field Outlet Temp:** Se refiere a la temperatura de salida del HFT de los colectores, en este caso SAM establece este valor en 391 °C. SAM también limita la temperatura de entrada del campo solar a este valor durante el funcionamiento y el calentamiento del campo solar y utiliza este valor para calcular la temperatura de entrada real cuando la energía del campo solar es insuficiente para el calentamiento.
- **Solar Field Initial Temp:** Se refiere a la temperatura de entrada del del HFT en el momento en que ingresa al campo solar por primera vez en la simulación, en este caso SAM establece este valor en 100 °C.
- **Piping Heat Losses at Design Temp (W/m^2):** Este parámetro se relaciona con la pérdida de calor que se presenta en las tuberías del campo solar cuando la diferencia entre la temperatura promedio del campo solar y la temperatura ambiente es de 316.5 °C (temperatura denominada como de diseño), para este caso SAM establece un valor de 10 para este parámetro.
- **Piping Heat Loss Coeff:** Se refiere a tres coeficientes sobre los que se basa el cálculo de pérdidas de calor en las tuberías del campo solar.

- Solar Field Piping Heat Losses (W/m²): Este valor representa el cálculo de las pérdidas de calor en tuberías para el campo solar. SAM calcula este valor en 10.1 y este se obtiene mediante la Ecuación 8.

$$\text{Solar Field Piping Heat Losses} = (PHLTC3 \times \Delta T^3 + PHLTC2 \times \Delta T^2 + PHLTC1 \times \Delta T) \times \text{Solar Field Piping Heat Losses@Desing } T$$

(Ecu. 9)

Donde:

ΔT = Average Solar Field Temperature-Ambient Temp.

Average Solar Field Temperature = (Solar Field Inlet Temp + Solar Field Outlet Temp) ÷ 2.

- Minimum HTF Temp: Se refiere a la temperatura mínima del HTF en grados Celsius. SAM completa automáticamente el valor en función de las propiedades del tipo de HTF del campo solar, es decir, al cambiar el tipo de HTF varía la temperatura mínima de HTF. El valor determina cuándo se necesita energía de protección contra congelamiento, además, se utiliza para calcular las entalpías HTF para el cálculo de la energía de protección contra congelamiento y es el límite inferior de la temperatura promedio del campo solar. SAM establece este valor en 50 °C.
- HTF Gallons Per Área (gal/m²): Se refiere al volumen del HTF a 25 °C en el área de campo solar, se utiliza para calcular la masa total de HTF en el campo solar y, de esta manera, calcular las temperaturas y energías del campo solar durante simulaciones horarias. El volumen incluye fluido en todo el sistema, incluido el bloque de alimentación y el sistema de almacenamiento si corresponde. SAM establece este valor en 0.614.

3.8.6. Colectores SCA

En la ventana referente a la información sobre colectores de la central por modelar, SAM da la opción de seleccionar el colector de acuerdo con los requerimientos del usuario. A partir de la selección, este colector evidencia una serie de especificaciones del componente, estas se detallan en la Figura 35 para el colector denominado como Eurotrough ET150:

Solar Collector Assembly (SCA) Library

Filter: Name ▼

Name	SCA Length	Aperture	Aperture Area	Focal Len	IAM Coefficient F0	IAM Coefficient F1	AM C ^
EuroTrough ET150	150	5.75	817.5	2.1	1	0.0506	-0.176
Luz LS-2	50	5	235	1.8	1	0.0506	-0.176
Luz LS-3	100	5.75	545	2.1	1	0.0506	-0.176
Solargenix SGX-1	100	5	470.3	1.8	1	0.0506	-0.176
AlbisaTrough AT150 (Manufacturer Specifications)	150	5.774	817.5	1.71	1	0.0506	-0.176
Siemens SunField 6	95.2	5.776	545	2.17	1	-0.0753	-0.036 ▼

< >

Figura 35

SCA de campo solar seleccionado (SAM, 2021)

Adicionalmente, SAM brinda la opción de utilizar las características ópticas y dimensiones del colector seleccionado, mediante la información que guarda en su biblioteca. Sin embargo, en caso de que el usuario lo desee, es posible que introduzca el valor de estos parámetros a su consideración.

Solar Collector Assembly (SCA) Properties

Use library values ☒

SCA Length	150 m	Tracking Error and Twist	0.99
SCA Aperture	5.75 m	Geometric Accuracy	0.98
SCA Aperture Reflective Area	817.5 m ²	Mirror Reflectance	0.935
Average Focal Length	2.1 m	Mirror Cleanliness Factor (avg)	0.97
Incidence Angle Modifier Coef. F0	1	Dust on Envelope (avg)	0.98
Incidence Angle Modifier Coef. F1	0.0506	Concentrator Factor	1
Incidence Angle Modifier Coef. F2	-0.1763	Solar Field Availability	0.99

Figura 36

Especificaciones referentes al SCA de campo solar seleccionado (SAM, 2021)

- **SCA Length (m):** Hace referencia a la longitud total de un colector SCA, este valor se utiliza en el cálculo de pérdidas del campo solar. Para el caso del colector EuroTrough SAM establece un valor de 150.
- **SCA Aperture:** Hace referencia al ancho estructural de un colector SCA, este valor se utiliza en el cálculo de pérdida por sombra del campo solar. Para el caso del colector EuroTrough SAM establece un valor de 5,75.
- **SCA Aperture Reflective Área (m²):** Hace referencia al área reflectante en un solo Colector SCA, sin incluir los espacios ni soportes. Este valor se utiliza en los cálculos del campo solar visto descrito. Para el caso del colector EuroTrough SAM establece un valor de 817.5.
- **Average Focal Length (m):** Hace referencia a la distancia focal mínima promedio. Este se utiliza en cálculos de pérdidas y ganancias del campo solar. Para el caso del colector EuroTrough SAM utiliza un valor de 2,1.
- **Incidence Angle Modifier Coef:** Se refiere a tres coeficientes que se encargan de modificar el ángulo de incidencia. Este se utiliza en cálculos de energía absorbida por el receptor

HCE y la eficiencia óptica del campo solar. Para el caso del colector EuroTrough SAM establece valores de 1, 0.0506 y -0.1763 para estos coeficientes.

- Tracking Error and Twist: Hace referencia al factor de error, respecto al seguimiento del sol, que da el SAM al tipo de colector seleccionado. Este se utiliza para calcular el factor de error del campo solar. Para el caso del colector EuroTrough SAM establece un valor de 0.99.
- Geometric Accuracy: Hace referencia a la precisión geométrica del tipo de colector seleccionado, esto porque los colectores presentan errores ópticos causados por espejos desalineados o distorsión del contorno del espejo. Este se utiliza para calcular el factor de error del campo solar. Para el caso del colector EuroTrough SAM establece un valor de 0.98.
- Mirror Reflectance: Hace referencia al valor de reflectancia asignado al espejo del colector seleccionado. Para el caso del colector EuroTrough SAM utiliza un valor de 0.935.
- Mirror Cleanliness Factor: Hace referencia al factor de limpieza de los espejos presentes en los colectores. Se utiliza para calcular el factor de error del campo solar. Para el caso del colector EuroTrough SAM establece un valor de 0.97.
- Dust on Envelope: Hace referencia al polvo que se acumula sobre el receptor HCE y que afecta su capacidad de transmisión de la luz. Se utiliza para calcular la pérdida de calor del receptor HCE. Para el caso del colector EuroTrough SAM establece un valor de 0.98.
- Concentrator Factor: Hace referencia a un factor de error adicional que permite realizar un ajuste del rendimiento del Colector sin modificar los demás factores. Utilizado para

modelar el comportamiento de un colector mejorado o degradado. Para el caso del colector EuroTrough SAM establece un valor de 1.

- **Solar Field Availability:** Hace referencia a un factor de inactividad del campo solar debido a mantenimientos o reparaciones. Se utiliza para calcular la energía absorbida del campo solar. Para el caso del colector EuroTrough SAM establece un valor de 0,99.

3.8.7. Receptores HCE

En la ventana referente a la información sobre Receptores HCE de la central a modelar, SAM da la opción de seleccionar el receptor de acuerdo con los requerimientos del usuario. A partir de la selección, este receptor evidencia una serie de especificaciones técnicas, estas se detallan en la Figura 37 para el receptor llamado como 2008 Schott PTR70 Vacuum.

Heat Collection Element (HCE) / Receiver Library

Filter: Name

Name	Broken	Bellows	Transmissivity	Absorption	Unaccounted	A0	A1	A2	A3	A4	A5
Luz Cermet/Fluorescent	0	0.971	0.7	0.8	1	0.64628	0.82543	-0.00014146	5.96E-06	4.18E-08	-5.6E-09
Solel UVAC2 Vacuum	0	0.971	0.96	0.96	1	1.8615	0.18741	-0.0011594	6.60E-06	8.80E-08	-0.5E-09
Solel UVAC2 Lost Vacuum	0	0.971	0.96	0.96	1	-0.16634	0.87716	-0.00075942	5.77E-06	4.45E-08	-4.2E-09
Solel UVAC2 Broken Glass	1	0.971	1	0.9	1	116.25	-0.97124	-0.010638	2.93E-05	7.35E-07	-10E-09
Solel UVAC2 Hydrogen	0	0.971	0.96	0.96	1	9.2419	1.3648	0.0010516	4.80E-06	9.26E-08	-3.7E-09
Solel UVAC3 Vacuum	0	0.971	0.96	0.96	1	0.6364	0.1136	-0.0008	4.99E-06	6.59E-08	-0.5E-09
Solel UVAC3 Lost Vacuum	0	0.971	0.96	0.96	1	-1.971	0.8408	-0.0005	4.44E-06	2.81E-08	-3.5E-09
Solel UVAC3 Broken Glass	1	0.971	1	0.9	1	-9.486	0.3045	-0.0005	1.64E-05	7.56E-07	19.5E-09
Solel UVAC3 Hydrogen	0	0.971	0.96	0.96	1	7.962	1.364	0.0012	4.11E-06	8.33E-08	-2.5E-09
2008 Schott PTR70 Vacuum	0	0.963	0.963	0.96	1	4.05	0.247	-0.00146	5.65E-06	7.62E-08	-1.7E-09
2008 Schott PTR70 Lost Vacuum	0	0.963	0.963	0.96	1	50.8	0.004	-0.000570	1.13E-05	1.73E-07	4.5E-09

Figura 37

HCE de campo solar seleccionado (SAM, 2021)

Adicionalmente, SAM brinda la opción de utilizar las características ópticas y dimensiones del colector seleccionado, mediante la información que guarda en su biblioteca. Sin embargo, en caso de que el usuario lo desee, es posible que introduzca el valor de estos parámetros a su consideración.

Las variables receptores (HCE) describen las propiedades de hasta cuatro tipos de HCE que pueden formar el campo solar. Esto hace posible modelar un campo solar con HCE en diferentes estados. Cada conjunto de propiedades se aplica a uno de los tipos de HCE. La variable fracción de campo determina qué parte del campo solar se compone de un tipo de HCE dado, el nombre del receptor y su condición. El vacío se refiere a un HCE en buenas condiciones, el vacío perdido, los vidrios rotos y el hidrógeno se refieren a diferentes condiciones problemáticas. Este puede definir hasta cuatro condiciones HCE (receptor).

Heat Collection Element (HCE) / Receiver Properties				
	Receiver 1	Receiver 2	Receiver 3	Receiver 4
	Apply Library	Apply Library	Apply Library	Apply Library
Name from Library	2008 Schott PTR7	2008 Schott PTR7	2008 Schott PTR7	2008 Schott PTR7
Condition from Library	Vacuum	Vacuum	Vacuum	Vacuum
	☒ Broken Glass	☒ Broken Glass	☐ Broken Glass	☒ Broken Glass
Percent of Solar Field:	0.985	0.01	0.005	0
Optical Parameters:				
Bel lows Shadowing	0.963	0.963	0.963	0.963
Envelope Transmissivity	0.963	0.963	0.963	0.963
Absorber Absorption	0.96	0.96	0.96	0.96
Unaccounted	1	1	1	1
Optical Efficiency (HCE)	0.783	0.783	0.768	0.783
Optical Efficiency (Weighted)	0.783			
Heat Loss Parameters:				
Heat Loss Coeff A0	4.05	4.05	4.05	4.05
Heat Loss Coeff A1	0.247	0.247	0.247	0.247
Heat Loss Coeff A2	-0.00146	-0.00146	-0.00146	-0.00146
Heat Loss Coeff A3	5.65e-06	5.65e-06	5.65e-06	5.65e-06
Heat Loss Coeff A4	7.62e-08	7.62e-08	7.62e-08	7.62e-08
Heat Loss Coeff A5	-1.7	-1.7	-1.7	-1.7
Heat Loss Coeff A6	0.0125	0.0125	0.0125	0.0125
Heat Loss Factor	1	1	1	1
HCE Heat Losses (W/m)	154.9	154.9	154.9	154.9
Thermal Losses (Weighted W/m)	154.9			
Thermal Losses (Weighted W/m2)	26.9			

Figura 38

Especificaciones técnicas del HCE seleccionado (SAM, 2021)

- Percent of Solar Filed: Este parámetro se relaciona con la fracción del campo solar que utiliza el tipo y condición de HCE. Se utiliza para calcular el factor de error del campo

solar y la pérdida de calor del receptor HCE. Para este caso en específico, SAM utiliza valores de 0,985, 0,01 y 0,005, entre todos sumando la unidad y este tipo de receptor para todo el campo solar.

- **Bellows Shadowing:** Este parámetro se relaciona con la sección del tubo receptor que no absorbe la radiación solar. Se utiliza para calcular el factor de error del campo solar. Para el caso del receptor 2008 Shott PTR70 Vacuum SAM establece un valor de 0.963.
- **Envelope Transmissivity:** Este parámetro hace referencia al factor de transmisividad de la envolvente del tubo receptor seleccionado. Se utiliza para calcular el factor de error del campo solar. Para el caso del receptor 2008 Shott PTR70 Vacuum SAM establece un valor de 0.963.
- **Absorber Absorption:** Este parámetro se relaciona con la eficiencia del recubrimiento negro del tubo receptor. Se utiliza para calcular el factor de error del campo solar. Para el caso del receptor 2008 Shott PTR70 Vacuum SAM establece un valor de 0,96.
- **Unaccounted:** Este parámetro hace referencia al rendimiento del tubo receptor. Se utiliza para calcular el factor de error del campo solar. Para el caso del receptor 2008 Shott PTR70 Vacuum SAM establece un valor de 1.
- **Optical Efficiency (HCE):** Este parámetro se relaciona con la eficiencia óptica de diseño de los receptores presentes en el campo solar. Para el caso del receptor 2008 Shott PTR70 Vacuum SAM calcula un valor de 0,783, que se obtiene por medio de la Ecuación 10 y la Ecuación 11.

$$\text{Optical Efficiency} = \text{SCA Field Error} \times \text{Dust on Envelope} \times \text{Bellows Shadowing} \times \\ \text{Envelope Transmissivity} \times \text{Absorber Absorption} \times \text{Unaccounted}$$

(Ecu. 10)

Mirror Cleanliness Factor × *Concentrator Factor*

SCA Field Error = *Tracking Error And Twist* × *Geometric Accuracy* × *Mirror Reflectivity* ×

(Ecu. 11)

- **Optical Efficiency (Weighted):** Este parámetro se relaciona con la eficiencia óptica promedio de los receptores presentes en el campo solar. Para el caso del receptor 2008 Shott PTR70 Vacuum SAM establece un valor de 0.783 que se determina mediante la Ecuación 12.

Optical Efficiency Weighted

= (*Optical Efficiency 1* × *Percent of solar Field 1*) +

(*Optical Efficiency 2* × *Percent of solar Field 2*) +

(*Optical Efficiency 3* × *Percent of solar Field 3*) +

(*Optical Efficiency 4* × *Percent of solar Field 4*)

(Ecu. 12)

- **Heat Loss Coeff:** Estos valores de entrada son coeficientes que se utilizan para el cálculo que realiza SAM de las pérdidas correspondientes de los tubos receptores. Sus valores vienen de diferentes modelados de NREL y diferentes resultados mediante pruebas. Para

el caso del receptor 2008 Shott PTR70 Vacuum SAM establece valores como 4.05, 0.247, -0.00146, 0.00000565, 0.0000000762, -1.7 y 0.0125 para estos coeficientes.

- Heat Loss Factor: Este parámetro hace referencia al factor de pérdida de calor de diseño que aplica al tubo receptor seleccionado. Para el caso del receptor 2008 Shott PTR70 Vacuum SAM establece un valor predeterminado de 1.
- HCE Heat Losses (W/m): Este parámetro se relaciona con las pérdidas asociadas y SAM lo calcula mediante la ecuación (13). Para el caso del receptor 2008 Shott PTR70 Vacuum SAM calcula un valor de 154,9 W/m.

$$\begin{aligned}
 Q_{HCEHLD,n} &= (Q_{HCEHLD1,n} + Q_{HCEHLD2,n} + Q_{HCEHLD3,n} + Q_{HCEHLD4,n}) \cdot F_{HeatLoss,n} \\
 Q_{HCEHLD1,n} &= F_{HLA0} + F_{HLA5} \cdot \sqrt{v_{WindRef}} \\
 Q_{HCEHLD2,n} &= (F_{HLA1} + F_{HLA6} \cdot \sqrt{v_{WindRef}}) \cdot \frac{T_{SFOutD} + T_{SFInD} - T_{AmbientRef}}{2} \\
 Q_{HCEHLD3,n} &= (F_{HLA2} + F_{HLA4} \cdot Q_{DNIRef}) \cdot \frac{T_{SFOutD}^2 + T_{SFOutD} \cdot T_{SFInD} + T_{SFInD}^2}{3} \\
 Q_{HCEHLD4,n} &= F_{HLA3} \cdot \frac{(T_{SFOutD}^2 + T_{SFInD}^2) \cdot (T_{SFOutD} + T_{SFInD})}{4}
 \end{aligned}$$

(Ecu. 13).

Donde:

$Q_{HCEHLD, n}$ (W/m)= Pérdidas de calor del receptor expresada en W/m.

FA0 ... FA6 = Coeficiente de pérdida de calor.

TSFin (°C)= Referencia de temperatura de entrada del campo solar.

TSFout (°C)= Referencia de temperatura de salida del campo solar.

TAmb (°C)= Referencia de temperatura ambiente.

QDNIRef= Referencia de DNI.

nWind (m/s)= Referencia de velocidad del viento.

- Thermal Losses (Weighted W/m): Este parámetro se relaciona con las pérdidas asociadas y SAM lo calcula mediante la Ecuación 14. Para el caso del receptor 2008 Shott PTR70 Vacuum SAM establece un valor de 154.9 W/m.

$$\begin{aligned}
 \text{Thermal Losses Weighted } \frac{W}{m} = & \\
 & (HCE \text{ Heat Losses } 1 * \text{Percent of Solar Field } 1) + \\
 & (HCE \text{ Heat Losses } 2 * \text{Percent of Solar Field } 2) + \\
 & (HCE \text{ Heat Losses } 3 * \text{Percent of Solar Field } 3) + \\
 & (HCE \text{ Heat Losses } 4 * \text{Percent of Solar Field } 4)
 \end{aligned}$$

(Ecu. 14)

- Thermal Losses (Weighted W/m²): Este parámetro se relaciona con las pérdidas asociadas y SAM lo calcula mediante la Ecuación 15. Para el caso del receptor 2008 Shott PTR70 Vacuum SAM establece un valor de 26.9 W/m².

$$\text{Thermal Losses Weighted } \left[\frac{W}{m^2} \right] = \frac{\text{Thermal Losses Weighted } \left[\frac{W}{m} \right]}{SCA \text{ Aperture } [m]}$$

(Ecu. 15)

3.8.8. Bloque de potencia

En la ventana referente a bloque de potencia se asignan los parámetros de entrada que solicita SAM para modelar el equipo que convierte la energía térmica proveniente del campo solar en electricidad. En esta etapa del modelado, SAM da la posibilidad de que se incorpore

energía térmica proveniente de un combustible fósil, sin embargo, para el caso específico en estudio, la central genera a partir de energía térmica captada por el campo solar. Por Lo tanto, esta opción no se considerará en el modelado.

Para la ventana de bloque de potencia los parámetros de entrada se dividen en dos grupos y estos son:

1. Grupo de variables nominales: Especificaciones de la capacidad de la turbina y del bloque de potencia. Como se representa en la Figura 39.

The screenshot displays the 'Plant Characteristics' and 'System Availability' sections of the SAM software. The 'Plant Characteristics' section includes three input fields: 'Design Gross Output' set to 2 MWe, 'Estimated Gross to Net Conversion Factor' set to 0.9, and 'Estimated Net Output at Design' set to 1.8 MWe. Below these fields, a note states: 'Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power'. The 'System Availability' section features an 'Edit losses...' button and three parameters: 'Constant loss: 4.0 %', 'Hourly losses: None', and 'Custom periods: None'. A note below these parameters states: 'System availability losses reduce the system output to represent system outages or other events.'

Figura 39

Características del bloque de potencia de la central (SAM, 2021)

A continuación, se detallan los parámetros de entrada que se relacionan con la capacidad nominal de la turbina.

- **Design Gross Output:** Hace referencia a la producción bruta de diseño establecida para la central, sin tener en cuenta las pérdidas parásitas. SAM usa este valor para dimensionar los componentes del sistema. Se estableció este parámetro en 2 MWe, de acuerdo con lo que se indica en secciones anteriores en cuanto a la dimensión del área del terreno.
- **Estimated Gross to Net Conversion Factor:** Hace referencia al factor existente entre la energía eléctrica entregada a la red y la producción bruta del ciclo de potencia. SAM establece un valor predeterminado de 0.9.

- **Estimated Net Output at Design:** Hace referencia a la producción neta de estimada de la central, una vez que se le aplica el factor de conversión. SAM calcula este valor en 1.8 MWe.
- **System Availability:** Este parámetro se relaciona con las pérdidas asociadas con el bloque de potencia. SAM utiliza un valor predeterminado de 4 %.

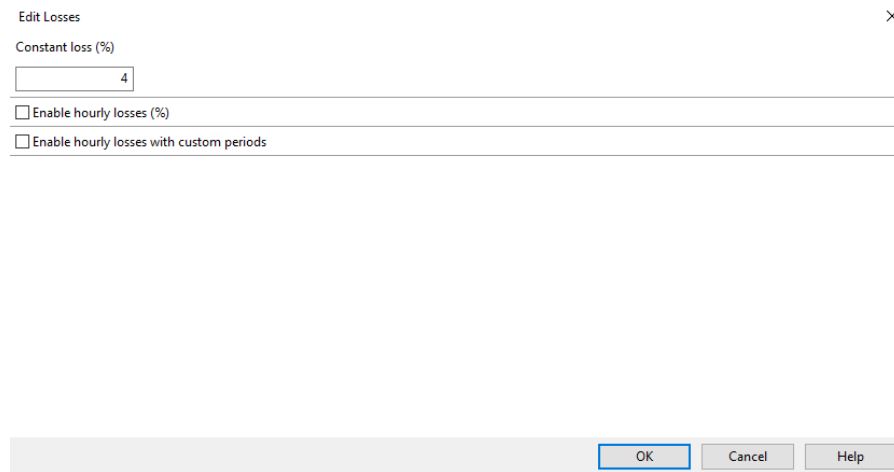


Figura 40

Modelado establecido de pérdidas para la central (SAM, 2021)

2. Grupo del ciclo de potencia: Definen los parámetros de rendimiento de la turbina de referencia.

Power Cycle Properties

Use library values ☒

Description from Library:

Design Cycle Thermal Input: MWt

Rated Cycle Conversion Efficiency:

Max turbine over design operation*:

Min turbine operation*:

Frac of thermal power for startup:

Boiler LHV Efficiency:

Max. Thermal Input: MWt

Min. Thermal Input: MWt

	F0	F1	F2	F3	F4
Cycle Part-load Therm to Elec	-0.0253	1.0262	0	0	0
Cycle Part-load Elec to Therm	0.0247	0.974	0	0	0
Cooling Tower Correction	1	0	0	0	0

Temp. Correction Mode:

* Fraction of Design Point

Figura 41

Propiedades técnicas del bloque de potencia de la central (SAM, 2021)

A continuación, se detallan los parámetros de entrada que se relacionan con el rendimiento de la turbina por modelar.

- **Design Cycle Thermal Input Design (MWt):** Hace referencia a la energía térmica requerida como entrada al bloque de potencia, esto para generar la energía eléctrica de acuerdo con el diseño. SAM utiliza este valor para realizar cálculos que se relacionan con la capacidad del bloque de potencia SAM calcula un valor de 4.907.

$$\text{Design Cycle Thermal Input} = \frac{\text{Design Turbine Gross Output}}{\text{Rated Cycle Conversion Efficiency}} \quad (\text{Ecu. 16})$$

- **Rated Cycle Conversion Efficiency:** Hace referencia a la eficiencia de la turbina para la conversión de energía térmica en eléctrica. SAM establece un valor de 0.4076.
- **Max Turbine Over Design Operation:** Hace referencia a la potencia máxima de operación de la turbina como una fracción de la energía térmica de entrada a esta turbina. SAM establece un valor de 1.15.

- **Min Turbine Operation:** Hace referencia a la potencia mínima de operación de la turbina como una fracción de la energía térmica de entrada de esta turbina. SAM establece un valor de 0.25.
- **Frac of Thermal Power for Startup:** Hace referencia a la energía térmica mínima requerida para poner en funcionamiento la turbina después de un periodo de inactividad. Esto se hace considerando el valor como una fracción de la energía térmica de entrada de diseño. SAM establece un valor de 0.2.
- **Boiler LHV Efficiency:** Hace referencia al nivel inferior de eficiencia para la caldera. SAM establece un valor de 0.9.
- **Max Thermal Input (MWt):** Hace referencia al límite superior de energía térmica que puede entregarse al bloque de potencia por parte del campo solar o sistema de almacenamiento. SAM establece un valor de 5.617.
- **Min Thermal Input (MWt):** Hace referencia al límite inferior de energía térmica que puede entregarse al bloque de potencia por parte del campo solar o sistema de almacenamiento. SAM establece un valor de 1.316.
- **Cycle Part-Load Therm to Elec:** Se refiere a los coeficientes que se utilizan en SAM para calcular la eficiencia de la turbina en su proceso de conversión de energía térmica a eléctrica. SAM establece un valor de -0.0253 y 1.0262.
- **Cycle Part-Load Elec to Therm:** Se refiere a los coeficientes que se utilizan en SAM para calcular eficiencia de la turbina en su proceso de conversión de energía eléctrica a térmica. SAM establece un valor de 0.0247 y 0.0974.

- **Cooling Tower Correction:** Utilizado en sistemas que cuentan con torres de enfriamiento, en este caso no se cuenta con torres de enfriamiento, por lo tanto, SAM considera un valor de 1.
- **Temperature Correction Mode:** Se refiere al modo que utiliza SAM para aplicar un factor de corrección por temperatura. Para este caso en específico, SAM emplea el modo Wet Bulb Basis, esto para calcular el factor de corrección de temperatura a partir de la temperatura ambiente y humedad relativa.

3.8.9. Sistema de almacenamiento TES

En la ventana referente a sistema de almacenamiento TES, se asignan los parámetros de entrada que solicita SAM para modelar el sistema que almacena el calor proveniente del campo solar en un medio líquido. Este calor puede impulsar la turbina del bloque de potencia durante periodos de escasa presencia de luz solar. Para la ventana referente a TES, los parámetros de entrada se clasifican en dos grupos y sobre estos se detalla a continuación:

1. **Grupo de Almacenamiento de Energía Térmica (TES):** Estos parámetros definen la capacidad, eficiencia y el tipo de almacenamiento de energía térmica que tiene la central por modelar.

Thermal Energy Storage (TES)	
Equivalent Full Load Hours of TES	0 hours
Storage System Configuration	Two Tank
Storage Fluid Type	Hitec XL
Turbine TES Adj. - Efficiency	0.985
Turbine TES Adj. - Gross Output	0.998
Initial Energy as Fraction of Maximum	0 MWh
Tank Heat Losses	0.97 MWh
Maximum Energy Storage	0.00 MWh
Design Turbine Thermal Input	4.907 MW
Max. Power To Storage	4.907 MW
Max. Power From Storage	4.972 MW
Heat Exchanger Duty*	1.000
Storage HTF min operating temp	120 °C
Storage HTF max operating temp	500 °C

Figura 42

Características del sistema de almacenamiento TES (SAM, 2021)

A continuación, se detallan los parámetros de entrada que se relacionan con el grupo descrito y mostrados en la Figura 42.

- **Equivalent Full Load Hours of TES (h):** Este parámetro de entrada se relaciona con la cantidad de horas que el sistema de almacenamiento tiene la capacidad de entregar energía térmica requerida al bloque de potencia. En este caso este valor se fijó en 0 h y representa el caso I de la Tabla 12.
- **Storage System Configuration:** Hace referencia a la configuración del sistema de almacenamiento. La versión actual de SAM modela el TES para el caso en estudio con dos tanques, uno que se encarga de almacenamiento en frío y otro con almacenamiento en caliente.
- **Storage Fluid Type:** Hace referencia al fluido o HTF que se utiliza en el sistema de almacenamiento, SAM recomienda seleccionar el mismo HTF que se utiliza en el campo solar, de esta manera, se puede modelar un sistema denominado como sistema directo.
- **Turbine TES Adj Efficiency:** Hace referencia a un factor de ajuste para la eficiencia del sistema de almacenamiento (TES). Este se utiliza para calcular el factor de corrección de TES. SAM establece este valor en 0.985.

- **Turbine TES Adj. Gross Output:** Hace referencia a un factor de ajuste para la eficiencia del TES. Este se utiliza para calcular la tasa máxima de descarga del sistema de almacenamiento. SAM establece este valor en 0.998.
- **Initial Energy as Fraction of Maximum (MWt):** Se refiere a la cantidad de energía almacenada cuando inicia la simulación del modelo. SAM establece para este parámetro un valor predeterminado de 0.
- **Tank Heat Losses (MWt):** Se refiere a las pérdidas térmicas que se presentan en el tanque de almacenamiento. SAM establece este valor en 0.97.
- **Maximum Energy Storage (MWt):** Se refiere al cálculo que realiza SAM para determinar la capacidad máxima del TES. Este cálculo lo define la Ecuación 17. SAM calcula este valor en 0.

Max Energy Store

$$= \text{Equiv. Full Load Hours of TES} \times \text{Design Turbine Thermal Input}$$

(Ecu. 17)

- **Design Turbine Thermal Input (MWt):** Se refiere a la entrada térmica del bloque de potencia para operar en su punto de diseño. Se utiliza para calcular diferentes valores del grupo de funcionamiento del TES. SAM calcula este valor en 4.907.
- **Max Power To Storage (MWt):** Se refiere a la tasa de carga máxima del sistema de almacenamiento. Se utiliza para determinar cuando la energía térmica proveniente del campo solar excede el requerimiento del bloque de potencia. SAM calcula este valor en

4.907 y lo define la Ecuación 1, que se encarga de aplicar el caso cuando el HTF del TES y el campo solar son iguales.

$$\text{Max Power to Storage} = \text{Solar Multiple Calc} \times \text{Design Turbine Thermal Input} \times$$

$$\text{Max Turbine Over Design Operation}$$

(Ecu. 18)

- **Max Power From Storage (MWt):** Se refiere a la tasa de descarga máxima del sistema de almacenamiento. Esta se utiliza para determinar cuando la energía térmica proveniente del campo es menor o igual al requerimiento del bloque de potencia. SAM calcula este valor en 4.972 y lo define la Ecuación 18, que se encarga de aplicar el caso cuando el HTF del TES y el campo solar son iguales.

$$\text{Max Power from Storage}$$

$$= \text{Max Turbine Over Design Operation}$$

$$\times \text{Design Turbine Thermal Input} \times$$

$$\frac{\text{Turbine TES Adj Gross Output}}{\text{Turbine TES Adj Efficiency}}$$

(Ecu. 19)

- **Heat Exchanger Duty:** Este parámetro se aplica en los casos donde los HTF del campo solar y el sistema de almacenamiento son diferentes. Para este caso, al ser el mismo tipo de HTF, SAM utiliza este valor en 1000.

- Storage HTF Min Operating Temp (°C): Hace referencia la temperatura mínima de operación para el sistema de almacenamiento, SAM establece este valor en 120.
- Storage HTF Max Operating Temp (°C): Hace referencia la temperatura máxima de operación para el sistema de almacenamiento, SAM establece este valor en 500.
- Design Cycle Thermal Input Design (MWt): Hace referencia a la energía térmica requerida como entrada al bloque de potencia para generar la energía eléctrica requerida de acuerdo con el diseño. SAM utiliza la entrada térmica de la turbina de diseño para calcular varios valores que se relacionan con la capacidad del bloque de energía. Para la turbina que se utiliza en el modelado, SAM calcula un valor de 4.907.

2. Grupo de controles de despacho de almacenamiento: Los parámetros referentes a este grupo, se encargan de determinar la manera en que se despacha la energía almacenada en los TES, así como controles para manejar el nivel de carga que opera el bloque de potencia y la caldera de respaldo opcional, esto en caso de existir la cogeneración a través de combustibles fósiles como respaldo. Los parámetros de ingreso para este grupo de variables se determinan gracias a la referencia consultada, que se encarga de potenciar la eficiencia del almacenamiento de energía. (Monje Gómez, 2016).

Dispatch Control

Storage dispatch

Turb. out.

Fossil fill

w/ solar

w/o solar

fraction

fraction

Period 1:

0

0

1

0

Period 2:

0

0

1

0

Period 3:

0

0

1

0

Period 4:

0

0

1

0

Period 5:

0

0

1

0

Period 6:

0

0

1

0

Period 7:

0

0

1

0

Period 8:

0

0

1

0

Period 9:

0

0

1

0

Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.

Turbine output and fossil fill fractions apply to the design turbine thermal input.

Use the weekday and schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

Copy schedule from TOD Factors page

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5

Weekend Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Figura 43

Grupo de controles de despacho de Almacenamiento (SAM, 2021)

3.8.10. Pérdidas parásitas

Como parte del modelado de la central, SAM incluye una ventana referente al tema de pérdidas parásitas, que se deben a la presencia de motores, circuitos electrónicos y bombas. En esta sección, SAM considera un conjunto de parámetros parásitos predeterminados de acuerdo con el tamaño del campo solar y la capacidad del bloque de energía modelado.

Parasitic Electric Energy Use

Solar Field Area: 12777.8 m²

Gross Turbine Output: 2.000 MWe

Use library values ☒

		PF	F0	F1	F2	Design Point Parasitics
SCA Drives & Electronics	2.66e-07 MWe/m ²	0.5				0.002 MWe
Solar Field HTF Pumps	1.052e-05 MWe/m ²	0.3	-0.036	0.242	0.794	0.040 MWe
TES Pumps	0.02 MWe/MWe	0.3	-0.036	0.242	0.794	0.012 MWe
Antifreeze Pumping	0.1 fraction					0.004 MWe
Power Block Fixed	0.0055 fraction					0.011 MWe
Balance of Plant	0.02467 MWe/MWe	1	0.483	0.517	0	0.049 MWe
Heater & Boiler	0.02273 MWe/MWe	1	0.483	0.517	0	0.045 MWe
Cooling Towers	0.017045 MWe/MWe	1	-0.036	0.242	0.794	0.034 MWe

Cooling Tower Operation Mode: Cooling Tower at 50% or 100%

Total Design Point Parasitics: 0.198 MWe

Figura 44

Ventana de pérdidas parasitas de la central modelada en SAM (SAM, 2021)

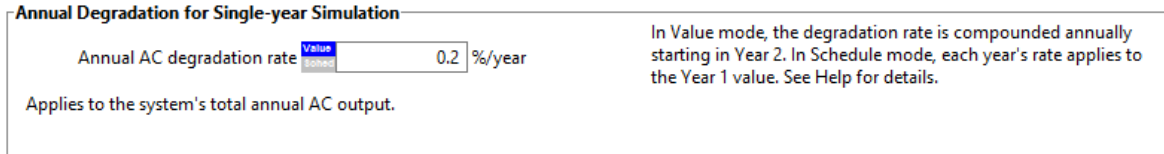
3.8.11. Vida útil y degradación

SAM cuenta con una ventana destinada a determinar la tasa de degradación de la central modelada, de manera que sea posible valorar el comportamiento de esta central a lo largo de su vida útil.

SAM aplica la tasa de degradación para calcular la producción anual en el segundo año de la central y los años posteriores. Una tasa de degradación de 0 % significa que la producción anual del sistema es constante durante la vida del proyecto, una tasa de degradación de 0.5 % significa que la producción anual del sistema en cada año disminuye un 0.5 % con respecto a la producción del año anterior. Una tasa de degradación de -0.5 % significaría que la producción del sistema aumenta cada año.

3.8.11.1. Tasa de degradación anual

Esta representa la reducción anual en la producción del sistema como porcentaje de la producción anual total de energía eléctrica del sistema. Para este caso el valor de tasa de degradación se define en 0.2 %.



Annual Degradation for Single-year Simulation

Annual AC degradation rate %/year

Applies to the system's total annual AC output.

In Value mode, the degradation rate is compounded annually starting in Year 2. In Schedule mode, each year's rate applies to the Year 1 value. See Help for details.

Figura 45

Ingreso de Tasa de Degradación Anual en SAM (SAM, 2021)

3.8.12. Costos de instalación

Como parte del modelado de la central, SAM incluye una ventana referente al tema de costos de instalación de la central termosolar. Estos se clasifican de la siguiente manera:

1. Costo Capital Directo: Hace referencia al gasto de inversión que representa la compra de componentes, así como el servicio de instalación necesarios para la implementación de la central termosolar modelada. En la Figura 46 se muestran las consideraciones que realiza SAM para determinar el costo de capital directo.

Direct Capital Costs				
Site Improvements	12777.8	m2	25.00 \$/m2	\$ 319,444.25
Solar Field	12777.8	m2	150.00 \$/m2	\$ 1,916,665.50
HTF System	12777.8	m2	60.00 \$/m2	\$ 766,666.20
Storage	0.00	MWht	62.00 \$/kWht	\$ 0.00
Fossil Backup	2.000	MWe, Gross	0.00 \$/kWe	\$ 0.00
Power Plant	2.000	MWe, Gross	910.00 \$/kWe	\$ 1,820,000.00
Balance of Plant	0.000	MWe, Gross	90.00 \$/kWe	\$ 180,000.00
			Contingency	7 %
				\$ 350,194.32
			Total direct cost	\$ 5,352,970.27

Figura 46

Resumen de costos directos de capital según el modelado de SAM (SAM, 2021)

- Site Improvements (\$/m²): Se refiere a los costos que se relacionan con las mejoras por realizar al terreno donde se hace la implementación de la planta. SAM estima un monto de \$25 USD por m².
- Solar Field (\$/m²): Se refiere a los gastos que se relacionan con la compra de equipo y servicio de mano de obra referente a la instalación del campo solar de la central. SAM estima un monto de \$150 USD por m².
- HFT System: Se refiere a los gastos que se relacionan con la compra de equipo y servicio de mano de obra referente a la instalación del fluido de transferencia de calor central. SAM estima un monto de \$60 USD por m².
- Storage (kWht): Se refiere al costo asociado de la instalación de un sistema de almacenamiento térmico para la central modelada. SAM estima un monto de \$62 USD por kW por hora térmica.

- **Fossil Backup (kWe):** Este parámetro hace referencia al respaldo fósil, en este caso no se considera y su valor es 0, debido a que no se considera un sistema de respaldo para la central modelada.
 - **Power Plant (kWe):** Se refiere a los gastos que se relacionan con la compra de equipo y servicio de mano de obra referente a la instalación del bloque de potencia. SAM estima un monto de \$910 USD por kW instalado.
 - **Balance of Plant (kWe):** Hace referencia a los costos adicionales que implica implementar una central termosolar. SAM estima este costo en \$90 USD por kW instalado.
 - **Contingency:** Es un porcentaje considerado por SAM para asumir la incertidumbre que se presenta en los costos de capital directos durante el proceso de implementación de la central. SAM estima este valor en 7 %.
 - **Total Direct Cost:** Se refiere a la suma de cada una de las secciones detalladas y clasificadas dentro del costo capital directo, incluido el porcentaje de contingencia.
2. **Costos indirectos de capital:** Hace referencia a los costos que no se pueden asociar con un producto o servicio para la implementación de la central. Esto se relaciona con montos de adquisición de terreno en los que debe incurrir el desarrollador.

Indirect Capital Costs

Total Land Area	9	acres	Nameplate	1.800	MWe
	Cost per acre	% of Direct Cost	Cost per Wac	Fixed Cost	Total
EPC and Owner Cost	\$ 0.00	0 %	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Total Land Cost	\$ 0.00	0 %	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Total indirect cost					\$ 0.00

Figura 47

Resumen de costos indirectos de capital según el modelado de SAM (SAM, 2021)

- Total Land Area: Se refiere a las dimensiones del terreno ingresadas en la ventana de campo solar.

Para el modelado de la central termosolar en estudio se considera este tipo de costos en 0 % considerando que Coopeguanacaste cuenta con el terreno. Además, cuenta con estudios desde el desarrollo del Parque Eólico el Cacao.

Finalmente, para determinar el costo de inversión que representa la implementación de la central termosolar, se lleva a cabo la sumatoria de los costos de capital, tanto directos como indirectos detallados en la Figura 46 y la Figura 47. SAM utiliza este valor para calcular el costo neto del proyecto, esto sin contemplar los gastos que implica un financiamiento.

Adicionalmente, SAM determina el monto estimado en dólares del kW instalado. Este valor es de referencia, ya que SAM no lo utiliza en ninguno de sus cálculos.

Cabe señalar que en el momento de realizar este estudio no fue posible contar con alguna referencia relacionada con costos para una central termosolar en Costa Rica, debido a que aún no se ha implementado esta tecnología en el país. Por ende, se consideran los costos referenciales presentes en las librerías de SAM.

3.8.13. Costos por operación y mantenimiento O&M

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) representan gastos anuales en equipos y servicios una vez que estos se encuentran en etapa de producción. En el modelado que realiza SAM considera los costos de O&M de tres maneras como se muestra en la Figura 48. Estos costos se incluyen en el flujo de caja referente al proyecto.

Operation and Maintenance Costs			
		First year cost	Escalation rate
Fixed operating cost	Value	0 \$/yr	0 %
Operating cost by capacity	Value	66 \$/kW-yr	0 %
Variable operating cost	Value	4 \$/MWh	0 %
Fossil fuel cost	Value	0 \$/MMBtu	0 %

In Value mode, SAM applies both inflation and escalation to the first year cost to calculate out-year costs. In Schedule mode, neither inflation nor escalation applies. See Help for details.

Figura 48

Ventana de costos relacionados con operación y mantenimiento según el modelado de SAM (SAM, 2021)

SAM da la posibilidad de definir una tasa de aumento anual (en caso de que lo requiera) para cada categoría de costo de operación y mantenimiento. A continuación, se detalla sobre los parámetros de entrada que solicita la ventana de operación y mantenimiento.

- **Fixed Operation Cost:** Se refiere a un costo anual fijo que corresponde a la operación y mantenimiento de la central. SAM establece un monto de \$0 USD por año.
- **Operating Cost by Capacity:** Se refiere a los costos anuales asociados con la operación de la central proporcionales a la capacidad instalada de la central. SAM establece un monto de \$66 USD por kW instalado al año.

- **Variable Operating Cost:** Representa el costo anual variable proporcional a la producción de energía eléctrica anual del sistema en MWh. SAM establece un monto de \$4 USD por MWh generado al año.
- **Fossil Fuel Cost:** Se refiere al costo asociado por O&M de producir mediante combustibles fósiles como una manera de respaldo de la central.

3.9. Resumen de variables para el modelado de la central termosolar en SAM

Después de realizar las debidas simulaciones de los casos indicados en la Tabla 12 se determinan las variables a que se seleccionaron, estas se indican a continuación.

3.9.1. Selección Tipo HTF

De acuerdo con simulaciones realizadas, se determina que la diferencia entre los comportamientos respecto a gastos y producción entre los tipos de fluidos indicados en la Tabla 9 se considera despreciable, por lo que se selecciona como fluido por utilizar en el modelado de la central termosolar el que posee el nombre HITEC XL. Los datos de la simulación que respaldan la selección del fluido se muestran en el Anexo IV.

3.9.2. Selección tipo de colector

De acuerdo con simulaciones realizadas, se determina que la diferencia entre los comportamientos respecto a gastos y producción entre los tipos de colectores indicados en la Tabla 10 se considera despreciable, por lo que se selecciona como colector por utilizar en el modelado de la central termosolar el que posee el nombre EURO TROUGH ET150. Los datos de la simulación que respaldan la selección del colector se muestran en el Anexo V.

3.9.3. Selección horas de almacenamiento por estudiar

De acuerdo con simulaciones realizadas, se determina que los comportamientos para la variable de 18 horas de almacenamiento que se utiliza en el modelado de la central termosolar, tiende a ser similar al de la variable de 24 horas de almacenamiento, por lo tanto, se descarta la opción de 18 horas de almacenamiento y se continúan considerando en el estudio los ocho parámetros restantes. Los datos de la simulación que respaldan la consideración que se mencionó se muestran en el Anexo VI.

Al considerar lo que se indica en esta sección a partir de las simulaciones preliminares realizadas, se puede determinar que la Tabla 12 sufre una reducción y de 18 casos por estudiar se consideran únicamente 8. Estos se presentan en la Tabla 15.

Tabla 15

Lista de casos reducida para realizar simulaciones

Caso	MS	HTF	Colector	Receptor	Almacenamiento
I	1.7367	Hitec XL	Euro Trough ET150	Schott PTR®70	0 h
II	1.7367	Hitec XL	Euro Trough ET150	Schott PTR®70	1 h
III	1.7367	Hitec XL	Euro Trough ET150	Schott PTR®70	1.5 h
IV	1.7367	Hitec XL	Euro Trough ET150	Schott PTR®70	2 h

V	1.7367	Hitec XL	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	3 h
VI	1.7367	Hitec XL	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	6 h
VII	1.7367	Hitec XL	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	12 h
VIII	1.7367	Hitec XL	Euro Trough ET150	Schott PTR [®] 70	24 h

Capítulo IV. Estudio de viabilidad económica

4.1. Introducción del objetivo

Se realiza un estudio económico para cada uno de los casos indicados en la Tabla 15, con el fin de determinar la cantidad de horas de almacenamiento que hagan a la central termosolar más rentable. Esto se hace utilizando indicadores financieros como el valor actual neto y la tasa interna de retorno, que se basa en el ahorro económico que tiene Coopeguanacaste al no comprarle al ICE la energía que generaría la central termosolar en estudio. Para esto, se toma en cuenta la energía generada cada 30 minutos, de forma que se pueda calcular el ahorro que se tendría tanto por potencia (kW) como por la compra de energía (kWh) según la tarifa correspondiente, la inversión asociada con la compra e instalación de la central termosolar y los costos fijos asociados con la operación y mantenimiento de la central.

Los datos de energía generada (kWh), la inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento de la central los da el *software* SAM como resultado de la simulación de cada caso.

4.2. Tarifas Aresep para distribuidores

Según la aplicación y las características del servicio, Coopeguanacaste le compra energía al ICE con los precios establecidos en la tarifa T-SD, denominada ventas a empresas de distribución. Por lo anterior, los precios mensuales de esta tarifa para los consumos que se originen a partir del 01 de enero y hasta el 31 de marzo de 2022 son los indicados en la Tabla 16.

Tabla 16

Tarifa T-SD Ventas a empresas de distribución. Precios mensuales (Instituto Costarricense de Electricidad ICE, 2021)

Cargo por potencia, por cada kW	
Periodo punta:	¢2.478,51
Periodo valle:	¢2.478,51
Periodo nocturno:	¢ -
Cargo por energía, por cada kWh	
Periodo punta:	¢46,13
Periodo valle:	¢37,79
Periodo nocturno:	¢32,32

Asimismo, el ICE define los periodos de la siguiente manera.

- Periodo punta: Se define como periodo punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas.
- Periodo valle: Se define como periodo valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas.
- Periodo nocturno: Se define como periodo nocturno l comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente (Instituto Costarricense de Electricidad ICE, 2021).

El ahorro debido a la potencia se obtiene al multiplicar los kW generados en cada hora por la tarifa correspondiente. El ahorro debido a la energía se obtiene al multiplicar los kWh generados en cada hora por la tarifa correspondiente.

4.3. Indicadores financieros

Los dos indicadores financieros que se aplicarán, con el fin de determinar la cantidad de horas de almacenamiento que haga a la central termosolar más rentable son el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR). El valor actual neto (VAN) es un indicador financiero que se utiliza para determinar la viabilidad o no de un proyecto. En el caso se utiliza para determinar cuál de los casos por estudiar es más rentable (Ministerio de Planificación Nacional y Políticas Públicas, 2010).

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. O visto desde otro punto de vista es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. En tal sentido, la TIR se obtiene igualando el VAN a cero y despejando la siguiente ecuación (Ministerio de Planificación Nacional y Políticas Públicas, 2010).

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

(Ecu. 20)

Donde:

TIR: Tasa interna de retorno [%]

I_o :

Es la inversión realizada en el momento inicial (t=0) [\$]

F_t :

Estos son los flujos de dinero en cada periodo t [\$]

n: Es el número de periodos de estudio.

Para cada caso de simulación indicado en la Tabla 13 se calculará el VAN y la TIR, de forma que se puedan comparar estos dos indicadores financieros para cada caso. Como insumo para realizar los cálculos indicados, se utiliza el monto ahorrado por concepto de potencia y energía (visto en el punto anterior), costo del capital neto y el costo nivelado de la energía.

4.4. Parámetros de simulaciones en SAM

Para realizar las simulaciones en el *software* SAM se tienen los siguientes parámetros de entrada:

- Ubicación del proyecto: Las coordenadas del lugar de estudio son 10.317352, -85.5523.
- Área del terreno: 40.000 m².
- Colector solar (SCA): Euro Trough ET150.
- Recibidor: 2008 Schott PTR70 Vacuum.
- Salida de diseño bruta: 2 MW
- Referencia de energía eléctrica parasita: 550C Molten Salt HTF.
- Almacenamiento de energía térmica en horas: Es una variable dependiente de cada caso de estudio según la Tabla 15.

Por otra parte, los parámetros de salidas de SAM son los siguientes:

- Potencia generada por el sistema cada hora a lo largo de un año en kW.

- Energía total generada en un año en kWh.
- Costo de capital neto en dólares americanos (USD).

4.5. Cálculos con resultados simulaciones en SAM

Después de realizar las simulaciones con los parámetros indicados en la Tabla 15 se tienen los resultados de generación anual en MWh de 30 años, la generación cada 30 min durante el primer año y el costo de capital neto para cada caso según el tiempo de almacenamiento de energía térmica. Estos se muestran en la Tabla 15.

- Generación total anual a lo largo de 30 años.
- Generación cada 30 minutos del primer año.
- Costo de capital neto de los equipos y su instalación.

4.5.1. Cálculos para el año 1

El costo de operación y mantenimiento de la central termosolar lo define la Ecuación 9.

$$\text{Costo op y mant} = \$/\text{kW} \cdot P_{ins} + \$/\text{MWh} \cdot Gen$$

(Ecu. 21).

Donde:

$\$/\text{kW}$:

Es el costo de operación y mantenimiento debido a la potencia instalada. Para este caso el SAM propone un valor de 66\$ por cada kW instalado.

$\$/MWh$:

Es el costo de operación y mantenimiento debido a la generación anual. Para este caso el SAM propone un valor de 4\$ por cada MWh generado al año.

P_{ins} :

Es la potencia instalada. Para este caso es de 2 MW.

Gen :

Es la generación anual en MWh. Mas adelante se verá que la generación total anual varía de acuerdo con tiempo de almacenamiento según la Tabla 15.

Para calcular el ahorro que se obtendría al generar la energía con la central termosolar en lugar de comprarla al ICE, primero se calcula el ahorro debido a los cargos por potencia y después se calcula el ahorro debido los cargos por energía. Finalmente, el ahorro total es la suma del ahorro debido a los cargos por potencia más el ahorro debido a los cargos por energía.

A manera de ejemplo, en el Anexo VII se tiene la generación de energía durante un día. Se puede ver que la generación negativa representa la energía absorbida por la central para su funcionamiento durante horas en las que no genera. De forma análoga, la generación positiva es la producida por la central termosolar. Teniendo esto en cuenta, se calcula el ahorro obtenido en cada mes con la Ecuación 10.

$$Ahorro(kW)_{(mes)} = Max_v \cdot C_v + Max_p \cdot C_p - min_v \cdot C_v - min_p \cdot C_p$$

(Ecu. 22)

En donde:

$Ahorro(kW)_{(m)}$:

Es el ahorro en cada mes debido a los cargos por potencia.

Max_v :

Es la potencia máxima generada en el periodo valle durante el mes correspondiente.

Max_p :

Es la potencia máxima generada en el periodo punta durante el mes correspondiente.

min_v :

Es la potencia máxima comprada en el periodo valle durante el mes correspondiente.

min_p :

Es la potencia máxima comprada en el periodo punta durante el mes correspondiente.

C_v :

Es el cargo por potencia del periodo valle según la Tabla 16.

C_p :

Es el cargo por potencia del periodo punta según la Tabla 16.

El periodo nocturno no se toma en cuenta porque el costo por potencia para este periodo es cero. Los resultados de los ahorros por cargos de potencia en cada mes se muestran más adelante en las tablas *ahorros por potencia* para cada caso. Una vez obtenido el ahorro debido

a los cargos por potencia de cada mes, es posible calcular el ahorro total del primer año debido a los cargos por potencia con la Ecuación 11.

$$Ahorro(kW) = \sum_{m=ene}^{dic} Ahorro(kW)_{(m)}$$

(Ecu. 23)

Posteriormente, el ahorro del primer año debido a los cargos por energía sería la suma de los productos de la generación cada 30 minutos por el costo por energía correspondiente a cada periodo según la Tabla 14, expresado en la Ecuación 24.

$$Ahorro(kWh) = \sum kW_{Gen} \cdot Costo_{Energia}$$

(Ecu. 24).

En el Anexo VII se ejemplifica el ahorro debido al costo de la energía para 24 horas. Finalmente, el ahorro total del primer año es la suma del ahorro (kW) más el ahorro(kWh), expresado en la Ecuación 25.

$$Ahorro\ total = Ahorro(kW) + Ahorro(kWh)$$

(Ecu. 25).

4.5.2. Proyección a 30 años

Para calcular los indicadores financieros VAN y TIR es necesario, entre otras cosas, contar con la información del ahorro que se obtendrá y el costo de operación y mantenimiento a lo largo de 30 años.

Usando una regla con la generación total de cada año (obtenido del SAM) y la generación y el ahorro del primer año (calculados según el apartado anterior), es posible obtener un aproximado del ahorro anual a lo largo de 30 años.

Se define 30 años como plazo para realizar el análisis económico de la central termosolar, por las siguientes razones:

- De acuerdo con la bibliografía estudiada, la vida útil de las centrales termosolares de tecnología cilindro-parabólica se proyectan en un plazo de 30 años, sin embargo, valorando el comportamiento estadístico de las centrales existentes, la vida útil de estas supera los 40 años (Vázquez, 2012).
- SAM brinda información de la operación de la central durante un plazo de 30 años, por lo tanto, se cuenta con los insumos para realizar el análisis correspondiente.

4.6. Resultados de las simulaciones por medio de SAM

Se realizan las simulaciones con los parámetros descritos en los apartados anteriores, variando el tiempo de almacenamiento según se indica en la Tabla 13. Posteriormente, para cada caso se realizaron los cálculos descritos anteriormente, obteniendo los resultados que se muestran a continuación.

4.6.1. Caso I 0 Horas

Tabla 17

Resumen resultados Caso I

CASO SIMULACIÓN		1	Tipo de Cambio ¢ 640,00			
VARIABLES		Op y Mant			AHORRO ANUAL	
Hrs almacenamiento:	0,0 hrs	\$/kw inst.	66,00 \$/kw	\$ 132 000,00	Ahorro kW	\$ 97 776,19
Total Generado:	4038,14 MWh	\$/MWh	4,00 \$/MWh	\$ 16 152,58	Ahorro kWh	\$ 254 888,71
Inversión:	\$ 5 422 626,00	Costo Op y Mant		\$ 148 152,58	Total ahorro:	\$ 352 664,90

Tabla 18

Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso I

Ahorro por potencia	
Enero	¢ 5 214 528,14
Febrero	¢ 5 209 641,39
Marzo	¢ 5 207 761,93
Abril	¢ 5 221 265,72
Mayo	¢ 5 220 774,11
Junio	¢ 5 214 404,34
Julio	¢ 5 215 039,34
Agosto	¢ 5 217 625,91
Septiembre	¢ 5 205 691,88
Octubre	¢ 5 215 205,89
Noviembre	¢ 5 221 324,22
Diciembre	¢ 5 213 499,68
Total ahorro	¢ 62 576 762,56

Tabla 19

Resumen proyección a 30 años Caso II

Año	1	2	3	4	5
Total generado (kWh)	\$ 4 038 140,00	\$ 4 030 070,00	\$ 4 022 010,00	\$ 4 013 960,00	\$ 4 005 940,00
Ahorro total	\$ 352 664,90	\$ 351 960,12	\$ 351 256,21	\$ 350 553,18	\$ 349 852,76
Op y Mant	\$ -148 152,58	\$ -148 120,28	\$ -148 088,04	\$ -148 055,84	\$ -148 023,76
Año	6	7	8	9	10
Total generado (kWh)	\$ 3 997 920,00	\$ 3 989 930,00	\$ 3 981 950,00	\$ 3 973 980,00	\$ 3 966 040,00
Ahorro total	\$ 349 152,35	\$ 348 454,55	\$ 347 757,63	\$ 347 061,58	\$ 346 368,15
Op y Mant	\$ -147 991,68	\$ -147 959,72	\$ -147 927,80	\$ -147 895,92	\$ -147 864,16
Año	11	12	13	14	15
Total generado (kWh)	\$ 3 958 100,00	\$ 3 950 190,00	\$ 3 942 290,00	\$ 3 934 400,00	\$ 3 926 530,00
Ahorro total	\$ 345 674,73	\$ 344 983,92	\$ 344 293,98	\$ 343 604,92	\$ 342 917,61
Op y Mant	\$ -147 832,40	\$ -147 800,76	\$ -147 769,16	\$ -147 737,60	\$ -147 706,12
Año	16	17	18	19	20
Total generado (kWh)	\$ 3 918 680,00	\$ 3 910 840,00	\$ 3 903 020,00	\$ 3 895 220,00	\$ 3 887 430,00
Ahorro total	\$ 342 232,04	\$ 341 547,35	\$ 340 864,40	\$ 340 183,20	\$ 339 502,87
Op y Mant	\$ -147 674,72	\$ -147 643,36	\$ -147 612,08	\$ -147 580,88	\$ -147 549,72
Año	21	22	23	24	25
Total generado (kWh)	\$ 3 879 650,00	\$ 3 871 890,00	\$ 3 864 150,00	\$ 3 856 420,00	\$ 3 848 710,00
Ahorro total	\$ 338 823,41	\$ 338 145,71	\$ 337 469,74	\$ 336 794,66	\$ 336 121,32
Op y Mant	\$ -147 518,60	\$ -147 487,56	\$ -147 456,60	\$ -147 425,68	\$ -147 394,84
Año	26	27	28	29	30
Total generado (kWh)	\$ 3 841 010,00	\$ 3 833 330,00	\$ 3 825 660,00	\$ 3 818 010,00	\$ 3 810 370,00
Ahorro total	\$ 335 448,85	\$ 334 778,13	\$ 334 108,28	\$ 333 440,18	\$ 332 772,95
Op y Mant	\$ -147 364,04	\$ -147 333,32	\$ -147 302,64	\$ -147 272,04	\$ -147 241,48

4.6.2. Caso II 1 Hora

Tabla 20

Resumen resultados Caso II

CASO SIMULACIÓN 2		Tipo de Cambio ¢ 640,00			
VARIABLES		Op y Mant			AHORRO ANUAL
Hrs almacenamiento:	1,0 hrs	\$/kw inst.	66,00 \$/kw	\$ 132 000,00	Ahorro kW \$ 97 643,75
Total Generado:	4093,93 MWh	\$/MWh	4,00 \$/MWh	\$ 16 375,71	Ahorro kWh \$ 258 721,14
Inversión:	\$ 5 748 212,00	Costo Op y Mant		\$ 148 375,71	Total ahorro: \$ 356 364,90

Tabla 21*Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso II*

Ahorro por potencia	
Enero	₡ 5 213 386,79
Febrero	₡ 5 209 641,39
Marzo	₡ 5 207 402,55
Abril	₡ 5 206 459,48
Mayo	₡ 5 203 945,03
Junio	₡ 5 209 060,30
Julio	₡ 5 207 260,41
Agosto	₡ 5 199 213,68
Septiembre	₡ 5 201 366,88
Octubre	₡ 5 208 191,71
Noviembre	₡ 5 213 392,98
Diciembre	₡ 5 212 681,78
Total ahorro	₡ 62 492 002,97

Tabla 22*Resumen proyección a 30 años Caso II*

Año	1	2	3	4	5
Total generado (kWh)	\$ 4 093 930,00	\$ 4 085 740,00	\$ 4 077 570,00	\$ 4 069 410,00	\$ 4 061 270,00
Ahorro total	\$ 356 364,90	\$ 355 651,98	\$ 354 940,81	\$ 354 230,50	\$ 353 521,94
Op y Mant	\$ -148 375,71	\$ -148 342,96	\$ -148 310,28	\$ -148 277,64	\$ -148 245,08
Año	6	7	8	9	10
Total generado (kWh)	\$ 4 053 150,00	\$ 4 045 040,00	\$ 4 036 950,00	\$ 4 028 880,00	\$ 4 020 820,00
Ahorro total	\$ 352 815,11	\$ 352 109,16	\$ 351 404,95	\$ 350 702,48	\$ 350 000,88
Op y Mant	\$ -148 212,60	\$ -148 180,16	\$ -148 147,80	\$ -148 115,52	\$ -148 083,28
Año	11	12	13	14	15
Total generado (kWh)	\$ 4 012 780,00	\$ 4 004 760,00	\$ 3 996 750,00	\$ 3 988 750,00	\$ 3 980 780,00
Ahorro total	\$ 349 301,02	\$ 348 602,90	\$ 347 905,66	\$ 347 209,28	\$ 346 515,51
Op y Mant	\$ -148 051,12	\$ -148 019,04	\$ -147 987,00	\$ -147 955,00	\$ -147 923,12
Año	16	17	18	19	20
Total generado (kWh)	\$ 3 972 810,00	\$ 3 964 870,00	\$ 3 956 940,00	\$ 3 949 020,00	\$ 3 941 130,00
Ahorro total	\$ 345 821,75	\$ 345 130,59	\$ 344 440,31	\$ 343 750,90	\$ 343 064,09
Op y Mant	\$ -147 891,24	\$ -147 859,48	\$ -147 827,76	\$ -147 796,08	\$ -147 764,52
Año	21	22	23	24	25
Total generado (kWh)	\$ 3 933 240,00	\$ 3 925 380,00	\$ 3 917 530,00	\$ 3 909 690,00	\$ 3 901 870,00
Ahorro total	\$ 342 377,29	\$ 341 693,10	\$ 341 009,78	\$ 340 327,33	\$ 339 646,62
Op y Mant	\$ -147 732,96	\$ -147 701,52	\$ -147 670,12	\$ -147 638,76	\$ -147 607,48
Año	26	27	28	29	30
Total generado (kWh)	\$ 3 894 070,00	\$ 3 886 280,00	\$ 3 878 510,00	\$ 3 870 750,00	\$ 3 863 010,00
Ahorro total	\$ 338 967,66	\$ 338 289,56	\$ 337 613,20	\$ 336 937,72	\$ 336 263,97
Op y Mant	\$ -147 576,28	\$ -147 545,12	\$ -147 514,04	\$ -147 483,00	\$ -147 452,04

4.6.3. Caso III 1,5 Horas

Tabla 23

Resumen resultados Caso III

CASO SIMULACIÓN		3	Tipo de Cambio ¢ 640,00		
VARIABLES		Op y Mant			AHORRO ANUAL
Hrs almacenamiento:	1,5 hrs	\$/kw inst.	66,00 \$/kw	\$ 132 000,00	Ahorro kW \$ 96 783,10
Total Generado:	4131,44 MWh	\$/MWh	4,00 \$/MWh	\$ 16 525,76	Ahorro kWh \$ 260 958,49
Inversión:	\$ 5 911 031,00	Costo Op y Mant		\$ 148 525,76	Total ahorro: \$ 357 741,59

Tabla 24

Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso III

Ahorro por potencia	
Enero	¢ 5 207 446,42
Febrero	¢ 5 209 641,39
Marzo	¢ 5 205 556,06
Abril	¢ 5 206 459,48
Mayo	¢ 5 203 089,94
Junio	¢ 5 010 271,41
Julio	¢ 4 880 592,79
Agosto	¢ 5 199 213,68
Septiembre	¢ 5 197 128,63
Octubre	¢ 5 208 191,71
Noviembre	¢ 5 209 538,90
Diciembre	¢ 5 204 056,56
Total ahorro	¢ 61 941 186,96

Tabla 25

Resumen proyección a 30 años Caso III

Año	1	2	3	4	5
Total generado (kWh)	\$ 4 131 440,00	\$ 4 123 180,00	\$ 4 114 930,00	\$ 4 106 700,00	\$ 4 098 490,00
Ahorro total	\$ 357 741,59	\$ 357 026,36	\$ 356 311,99	\$ 355 599,35	\$ 354 888,45
Op y Mant	\$ -148 525,76	\$ -148 492,72	\$ -148 459,72	\$ -148 426,80	\$ -148 393,96
Año	6	7	8	9	10
Total generado (kWh)	\$ 4 090 290,00	\$ 4 082 110,00	\$ 4 073 950,00	\$ 4 065 800,00	\$ 4 057 670,00
Ahorro total	\$ 354 178,41	\$ 353 470,10	\$ 352 763,53	\$ 352 057,82	\$ 351 353,84
Op y Mant	\$ -148 361,16	\$ -148 328,44	\$ -148 295,80	\$ -148 263,20	\$ -148 230,68
Año	11	12	13	14	15
Total generado (kWh)	\$ 4 049 550,00	\$ 4 041 450,00	\$ 4 033 370,00	\$ 4 025 300,00	\$ 4 017 250,00
Ahorro total	\$ 350 650,73	\$ 349 949,35	\$ 349 249,70	\$ 348 550,92	\$ 347 853,87
Op y Mant	\$ -148 198,20	\$ -148 165,80	\$ -148 133,48	\$ -148 101,20	\$ -148 069,00
Año	16	17	18	19	20
Total generado (kWh)	\$ 4 009 220,00	\$ 4 001 200,00	\$ 3 993 200,00	\$ 3 985 210,00	\$ 3 977 240,00
Ahorro total	\$ 347 158,55	\$ 346 464,10	\$ 345 771,38	\$ 345 079,53	\$ 344 389,40
Op y Mant	\$ -148 036,88	\$ -148 004,80	\$ -147 972,80	\$ -147 940,84	\$ -147 908,96
Año	21	22	23	24	25
Total generado (kWh)	\$ 3 969 290,00	\$ 3 961 350,00	\$ 3 953 430,00	\$ 3 945 520,00	\$ 3 937 630,00
Ahorro total	\$ 343 701,01	\$ 343 013,49	\$ 342 327,70	\$ 341 642,77	\$ 340 959,57
Op y Mant	\$ -147 877,16	\$ -147 845,40	\$ -147 813,72	\$ -147 782,08	\$ -147 750,52
Año	26	27	28	29	30
Total generado (kWh)	\$ 3 929 750,00	\$ 3 921 890,00	\$ 3 914 050,00	\$ 3 906 220,00	\$ 3 898 410,00
Ahorro total	\$ 340 277,24	\$ 339 596,65	\$ 338 917,78	\$ 338 239,78	\$ 337 563,51
Op y Mant	\$ -147 719,00	\$ -147 687,56	\$ -147 656,20	\$ -147 624,88	\$ -147 593,64

4.6.4. Caso IV 2 Horas

Tabla 26

Resumen resultados Caso IV

CASO SIMULACIÓN 4		Tipo de Cambio ¢ 640,00			
VARIABLES		Op y Mant			AHORRO ANUAL
Hrs almacenamiento:	2,0 hrs	\$/kw inst.	66,00 \$/kw	\$ 132 000,00	Ahorro kW \$ 93 915,14
Total Generado:	4152,90 MWh	\$/MWh	4,00 \$/MWh	\$ 16 611,61	Ahorro kWh \$ 262 452,80
Inversión:	\$ 6 073 814,00	Costo Op y Mant		\$ 148 611,61	Total ahorro: \$ 356 367,94

Tabla 27*Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso IV*

Ahorro por potencia	
Enero	₡ 4 879 688,26
Febrero	₡ 5 199 665,39
Marzo	₡ 5 203 300,62
Abril	₡ 5 202 543,43
Mayo	₡ 5 199 632,42
Junio	₡ 4 681 906,01
Julio	₡ 4 708 014,14
Agosto	₡ 4 874 999,78
Septiembre	₡ 5 197 128,63
Octubre	₡ 5 205 242,28
Noviembre	₡ 4 883 255,45
Diciembre	₡ 4 870 312,80
Total ahorro	₡ 60 105 689,20

Tabla 28*Resumen proyección a 30 años Caso IV*

Año	1	2	3	4	5
Total generado (kWh)	\$ 4 152 900,00	\$ 4 144 600,00	\$ 4 136 310,00	\$ 4 128 040,00	\$ 4 119 780,00
Ahorro total	\$ 356 367,94	\$ 355 655,71	\$ 354 944,33	\$ 354 234,66	\$ 353 525,86
Op y Mant	\$ -148 611,61	\$ -148 578,40	\$ -148 545,24	\$ -148 512,16	\$ -148 479,12
Año	6	7	8	9	10
Total generado (kWh)	\$ 4 111 540,00	\$ 4 103 320,00	\$ 4 095 110,00	\$ 4 086 920,00	\$ 4 078 750,00
Ahorro total	\$ 352 818,77	\$ 352 113,39	\$ 351 408,88	\$ 350 706,08	\$ 350 005,00
Op y Mant	\$ -148 446,16	\$ -148 413,28	\$ -148 380,44	\$ -148 347,68	\$ -148 315,00
Año	11	12	13	14	15
Total generado (kWh)	\$ 4 070 590,00	\$ 4 062 450,00	\$ 4 054 320,00	\$ 4 046 210,00	\$ 4 038 120,00
Ahorro total	\$ 349 304,77	\$ 348 606,26	\$ 347 908,61	\$ 347 212,68	\$ 346 518,46
Op y Mant	\$ -148 282,36	\$ -148 249,80	\$ -148 217,28	\$ -148 184,84	\$ -148 152,48
Año	16	17	18	19	20
Total generado (kWh)	\$ 4 030 050,00	\$ 4 021 990,00	\$ 4 013 940,00	\$ 4 005 910,00	\$ 3 997 900,00
Ahorro total	\$ 345 825,96	\$ 345 134,32	\$ 344 443,53	\$ 343 754,46	\$ 343 067,11
Op y Mant	\$ -148 120,20	\$ -148 087,96	\$ -148 055,76	\$ -148 023,64	\$ -147 991,60
Año	21	22	23	24	25
Total generado (kWh)	\$ 3 989 910,00	\$ 3 981 930,00	\$ 3 973 960,00	\$ 3 966 010,00	\$ 3 958 080,00
Ahorro total	\$ 342 381,47	\$ 341 696,70	\$ 341 012,78	\$ 340 330,57	\$ 339 650,08
Op y Mant	\$ -147 959,64	\$ -147 927,72	\$ -147 895,84	\$ -147 864,04	\$ -147 832,32
Año	26	27	28	29	30
Total generado (kWh)	\$ 3 950 170,00	\$ 3 942 270,00	\$ 3 934 380,00	\$ 3 926 510,00	\$ 3 918 660,00
Ahorro total	\$ 338 971,31	\$ 338 293,40	\$ 337 616,34	\$ 336 941,00	\$ 336 267,38
Op y Mant	\$ -147 800,68	\$ -147 769,08	\$ -147 737,52	\$ -147 706,04	\$ -147 674,64

4.6.5. Caso V 3 Horas

Tabla 29

Resumen resultados Caso V

CASO SIMULACIÓN		5	Tipo de Cambio ¢ 640,00			
VARIABLES		Op y Mant			AHORRO ANUAL	
Hrs almacenamiento:	3,0 hrs	\$/kw inst.	66,00 \$/kw	\$ 132 000,00	Ahorro kW	\$ 87 299,80
Total Generado:	4173,11 MWh	\$/MWh	4,00 \$/MWh	\$ 16 692,45	Ahorro kWh	\$ 264 351,90
Inversión:	\$ 6 399 357,00	Costo Op y Mant		\$ 148 692,45	Total ahorro:	\$ 351 651,70

Tabla 30

Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso V

Ahorro por potencia	
Enero	¢ 4 545 126,58
Febrero	¢ 4 876 604,00
Marzo	¢ 4 874 836,08
Abril	¢ 4 877 548,81
Mayo	¢ 4 876 583,43
Junio	¢ 4 546 430,65
Julio	¢ 4 547 319,94
Agosto	¢ 4 547 092,91
Septiembre	¢ 4 546 978,28
Octubre	¢ 4 545 772,73
Noviembre	¢ 4 546 277,23
Diciembre	¢ 4 541 302,99
Total ahorro	¢ 55 871 873,64

Tabla 31*Resumen proyección a 30 años Caso V*

Año	1	2	3	4	5
Total generado (kWh)	\$ 4 173 110,00	\$ 4 164 770,00	\$ 4 156 440,00	\$ 4 148 120,00	\$ 4 139 830,00
Ahorro total	\$ 351 651,70	\$ 350 948,92	\$ 350 246,98	\$ 349 545,89	\$ 348 847,32
Op y Mant	\$ -148 692,45	\$ -148 659,08	\$ -148 625,76	\$ -148 592,48	\$ -148 559,32
Año	6	7	8	9	10
Total generado (kWh)	\$ 4 131 550,00	\$ 4 123 280,00	\$ 4 115 040,00	\$ 4 106 810,00	\$ 4 098 590,00
Ahorro total	\$ 348 149,60	\$ 347 452,72	\$ 346 758,37	\$ 346 064,86	\$ 345 372,19
Op y Mant	\$ -148 526,20	\$ -148 493,12	\$ -148 460,16	\$ -148 427,24	\$ -148 394,36
Año	11	12	13	14	15
Total generado (kWh)	\$ 4 090 400,00	\$ 4 082 220,00	\$ 4 074 050,00	\$ 4 065 900,00	\$ 4 057 770,00
Ahorro total	\$ 344 682,05	\$ 343 992,75	\$ 343 304,30	\$ 342 617,53	\$ 341 932,45
Op y Mant	\$ -148 361,60	\$ -148 328,88	\$ -148 296,20	\$ -148 263,60	\$ -148 231,08
Año	16	17	18	19	20
Total generado (kWh)	\$ 4 049 660,00	\$ 4 041 560,00	\$ 4 033 470,00	\$ 4 025 410,00	\$ 4 017 360,00
Ahorro total	\$ 341 249,05	\$ 340 566,49	\$ 339 884,78	\$ 339 205,60	\$ 338 527,25
Op y Mant	\$ -148 198,64	\$ -148 166,24	\$ -148 133,88	\$ -148 101,64	\$ -148 069,44
Año	21	22	23	24	25
Total generado (kWh)	\$ 4 009 320,00	\$ 4 001 300,00	\$ 3 993 300,00	\$ 3 985 310,00	\$ 3 977 340,00
Ahorro total	\$ 337 849,75	\$ 337 173,94	\$ 336 499,81	\$ 335 826,53	\$ 335 154,92
Op y Mant	\$ -148 037,28	\$ -148 005,20	\$ -147 973,20	\$ -147 941,24	\$ -147 909,36
Año	26	27	28	29	30
Total generado (kWh)	\$ 3 969 390,00	\$ 3 961 450,00	\$ 3 953 530,00	\$ 3 945 620,00	\$ 3 937 730,00
Ahorro total	\$ 334 485,01	\$ 333 815,94	\$ 333 148,55	\$ 332 482,00	\$ 331 817,14
Op y Mant	\$ -147 877,56	\$ -147 845,80	\$ -147 814,12	\$ -147 782,48	\$ -147 750,92

4.6.6. Caso VI 6 Horas**Tabla 32***Resumen resultados Caso VI*

CASO SIMULACIÓN 6		Tipo de Cambio ¢ 640,00			
VARIABLES		Op y Mant			AHORRO ANUAL
Hrs almacenamiento:	6,0 hrs	\$/kw inst.	66,00 \$/kw	\$ 132 000,00	Ahorro kW \$ 85 223,42
Total Generado:	4175,71 MWh	\$/MWh	4,00 \$/MWh	\$ 16 702,84	Ahorro kWh \$ 264 823,22
Inversión:	\$ 7 375 902,00	Costo Op y Mant		\$ 148 702,84	Total ahorro: \$ 350 046,65

Tabla 33*Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso VI*

Ahorro por potencia	
Enero	₡ 4 545 126,58
Febrero	₡ 4 546 361,63
Marzo	₡ 4 541 588,02
Abril	₡ 4 544 808,84
Mayo	₡ 4 543 930,21
Junio	₡ 4 546 430,65
Julio	₡ 4 547 319,94
Agosto	₡ 4 547 092,91
Septiembre	₡ 4 546 978,28
Octubre	₡ 4 545 772,73
Noviembre	₡ 4 546 277,23
Diciembre	₡ 4 541 302,99
Total ahorro	₡ 54 542 990,02

Tabla 34*Resultados proyección a 30 años Caso VI*

Año	1	2	3	4	5
Total generado (kWh)	\$ 4 175 710,00	\$ 4 167 360,00	\$ 4 159 020,00	\$ 4 150 700,00	\$ 4 142 400,00
Ahorro total	\$ 350 046,65	\$ 349 346,67	\$ 348 647,54	\$ 347 950,08	\$ 347 254,29
Op y Mant	\$ -148 702,84	\$ -148 669,44	\$ -148 636,08	\$ -148 602,80	\$ -148 569,60
Año	6	7	8	9	10
Total generado (kWh)	\$ 4 134 120,00	\$ 4 125 850,00	\$ 4 117 600,00	\$ 4 109 360,00	\$ 4 101 140,00
Ahorro total	\$ 346 560,19	\$ 345 866,92	\$ 345 175,33	\$ 344 484,57	\$ 343 795,50
Op y Mant	\$ -148 536,48	\$ -148 503,40	\$ -148 470,40	\$ -148 437,44	\$ -148 404,56
Año	11	12	13	14	15
Total generado (kWh)	\$ 4 092 940,00	\$ 4 084 760,00	\$ 4 076 590,00	\$ 4 068 430,00	\$ 4 060 300,00
Ahorro total	\$ 343 108,10	\$ 342 422,38	\$ 341 737,49	\$ 341 053,44	\$ 340 371,91
Op y Mant	\$ -148 371,76	\$ -148 339,04	\$ -148 306,36	\$ -148 273,72	\$ -148 241,20
Año	16	17	18	19	20
Total generado (kWh)	\$ 4 052 180,00	\$ 4 044 070,00	\$ 4 035 980,00	\$ 4 027 910,00	\$ 4 019 860,00
Ahorro total	\$ 339 691,22	\$ 339 011,36	\$ 338 333,18	\$ 337 656,68	\$ 336 981,86
Op y Mant	\$ -148 208,72	\$ -148 176,28	\$ -148 143,92	\$ -148 111,64	\$ -148 079,44
Año	21	22	23	24	25
Total generado (kWh)	\$ 4 011 820,00	\$ 4 003 790,00	\$ 3 995 790,00	\$ 3 987 790,00	\$ 3 979 820,00
Ahorro total	\$ 336 307,87	\$ 335 634,72	\$ 334 964,09	\$ 334 293,45	\$ 333 625,33
Op y Mant	\$ -148 047,28	\$ -148 015,16	\$ -147 983,16	\$ -147 951,16	\$ -147 919,28
Año	26	27	28	29	30
Total generado (kWh)	\$ 3 971 860,00	\$ 3 963 920,00	\$ 3 955 990,00	\$ 3 948 080,00	\$ 3 940 180,00
Ahorro total	\$ 332 958,05	\$ 332 292,45	\$ 331 627,68	\$ 330 964,59	\$ 330 302,34
Op y Mant	\$ -147 887,44	\$ -147 855,68	\$ -147 823,96	\$ -147 792,32	\$ -147 760,72

4.6.7. Caso VII 12 Horas

Tabla 35

Resumen resultados Caso VII

CASO SIMULACIÓN		7	Tipo de Cambio ¢ 640,00		
VARIABLES		Op y Mant			AHORRO ANUAL
Hrs almacenamiento:	12,0 hrs	\$/kw inst.	66,00 \$/kw	\$ 132 000,00	Ahorro kW \$ 85 223,42
Total Generado:	4175,71 MWh	\$/MWh	4,00 \$/MWh	\$ 16 702,84	Ahorro kWh \$ 264 823,22
Inversión:	\$ 9 328 994,00	Costo Op y Mant		\$ 148 702,84	Total ahorro: \$ 350 046,65

Tabla 36

Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso VII

Ahorro por potencia	
Enero	¢ 4 545 126,58
Febrero	¢ 4 546 361,63
Marzo	¢ 4 541 588,02
Abril	¢ 4 544 808,84
Mayo	¢ 4 543 930,21
Junio	¢ 4 546 430,65
Julio	¢ 4 547 319,94
Agosto	¢ 4 547 092,91
Septiembre	¢ 4 546 978,28
Octubre	¢ 4 545 772,73
Noviembre	¢ 4 546 277,23
Diciembre	¢ 4 541 302,99
Total ahorro	¢ 54 542 990,02

Tabla 37

Resumen proyección a 30 años Caso VII

Año	1	2	3	4	5
Total generado (kWh)	\$ 4 175 710,00	\$ 4 167 360,00	\$ 4 159 020,00	\$ 4 150 700,00	\$ 4 142 400,00
Ahorro total	\$ 350 046,65	\$ 349 346,67	\$ 348 647,54	\$ 347 950,08	\$ 347 254,29
Op y Mant	\$ -148 702,84	\$ -148 669,44	\$ -148 636,08	\$ -148 602,80	\$ -148 569,60
Año	6	7	8	9	10
Total generado (kWh)	\$ 4 134 120,00	\$ 4 125 850,00	\$ 4 117 600,00	\$ 4 109 360,00	\$ 4 101 140,00
Ahorro total	\$ 346 560,19	\$ 345 866,92	\$ 345 175,33	\$ 344 484,57	\$ 343 795,50
Op y Mant	\$ -148 536,48	\$ -148 503,40	\$ -148 470,40	\$ -148 437,44	\$ -148 404,56
Año	11	12	13	14	15
Total generado (kWh)	\$ 4 092 940,00	\$ 4 084 760,00	\$ 4 076 590,00	\$ 4 068 430,00	\$ 4 060 300,00
Ahorro total	\$ 343 108,10	\$ 342 422,38	\$ 341 737,49	\$ 341 053,44	\$ 340 371,91
Op y Mant	\$ -148 371,76	\$ -148 339,04	\$ -148 306,36	\$ -148 273,72	\$ -148 241,20
Año	16	17	18	19	20
Total generado (kWh)	\$ 4 052 180,00	\$ 4 044 070,00	\$ 4 035 980,00	\$ 4 027 910,00	\$ 4 019 860,00
Ahorro total	\$ 339 691,22	\$ 339 011,36	\$ 338 333,18	\$ 337 656,68	\$ 336 981,86
Op y Mant	\$ -148 208,72	\$ -148 176,28	\$ -148 143,92	\$ -148 111,64	\$ -148 079,44
Año	21	22	23	24	25
Total generado (kWh)	\$ 4 011 820,00	\$ 4 003 790,00	\$ 3 995 790,00	\$ 3 987 790,00	\$ 3 979 820,00
Ahorro total	\$ 336 307,87	\$ 335 634,72	\$ 334 964,09	\$ 334 293,45	\$ 333 625,33
Op y Mant	\$ -148 047,28	\$ -148 015,16	\$ -147 983,16	\$ -147 951,16	\$ -147 919,28
Año	26	27	28	29	30
Total generado (kWh)	\$ 3 971 860,00	\$ 3 963 920,00	\$ 3 955 990,00	\$ 3 948 080,00	\$ 3 940 180,00
Ahorro total	\$ 332 958,05	\$ 332 292,45	\$ 331 627,68	\$ 330 964,59	\$ 330 302,34
Op y Mant	\$ -147 887,44	\$ -147 855,68	\$ -147 823,96	\$ -147 792,32	\$ -147 760,72

4.6.8. Caso VIII 24 Horas

Tabla 38

Resumen resultados Caso VIII

CASO SIMULACIÓN		8	Tipo de Cambio ¢ 640,00			
VARIABLES		Op y Mant			AHORRO ANUAL	
Hrs almacenamiento:	24,0 hrs	\$/kw inst.	66,00 \$/kw	\$ 132 000,00	Ahorro kW	\$ 85 223,42
Total Generado:	4175,71 MWh	\$/MWh	4,00 \$/MWh	\$ 16 702,84	Ahorro kWh	\$ 264 823,22
Inversión:	\$13 235 176,00	Costo Op y Mant		\$ 148 702,84	Total ahorro:	\$ 350 046,65

Tabla 39*Ahorro por potencia de cada mes del primer año Caso VIII*

Ahorro por potencia	
Enero	₡ 4 545 126,58
Febrero	₡ 4 546 361,63
Marzo	₡ 4 541 588,02
Abril	₡ 4 544 808,84
Mayo	₡ 4 543 930,21
Junio	₡ 4 546 430,65
Julio	₡ 4 547 319,94
Agosto	₡ 4 547 092,91
Septiembre	₡ 4 546 978,28
Octubre	₡ 4 545 772,73
Noviembre	₡ 4 546 277,23
Diciembre	₡ 4 541 302,99
Total ahorro	₡ 54 542 990,02

Tabla 40*Resumen proyección a 30 años Caso VIII*

Año	1	2	3	4	5
Total generado (kWh)	\$ 4 175 710,00	\$ 4 167 360,00	\$ 4 159 020,00	\$ 4 150 700,00	\$ 4 142 400,00
Ahorro total	\$ 350 046,65	\$ 349 346,67	\$ 348 647,54	\$ 347 950,08	\$ 347 254,29
Op y Mant	\$ -148 702,84	\$ -148 669,44	\$ -148 636,08	\$ -148 602,80	\$ -148 569,60
Año	6	7	8	9	10
Total generado (kWh)	\$ 4 134 120,00	\$ 4 125 850,00	\$ 4 117 600,00	\$ 4 109 360,00	\$ 4 101 140,00
Ahorro total	\$ 346 560,19	\$ 345 866,92	\$ 345 175,33	\$ 344 484,57	\$ 343 795,50
Op y Mant	\$ -148 536,48	\$ -148 503,40	\$ -148 470,40	\$ -148 437,44	\$ -148 404,56
Año	11	12	13	14	15
Total generado (kWh)	\$ 4 092 940,00	\$ 4 084 760,00	\$ 4 076 590,00	\$ 4 068 430,00	\$ 4 060 300,00
Ahorro total	\$ 343 108,10	\$ 342 422,38	\$ 341 737,49	\$ 341 053,44	\$ 340 371,91
Op y Mant	\$ -148 371,76	\$ -148 339,04	\$ -148 306,36	\$ -148 273,72	\$ -148 241,20
Año	16	17	18	19	20
Total generado (kWh)	\$ 4 052 180,00	\$ 4 044 070,00	\$ 4 035 980,00	\$ 4 027 910,00	\$ 4 019 860,00
Ahorro total	\$ 339 691,22	\$ 339 011,36	\$ 338 333,18	\$ 337 656,68	\$ 336 981,86
Op y Mant	\$ -148 208,72	\$ -148 176,28	\$ -148 143,92	\$ -148 111,64	\$ -148 079,44
Año	21	22	23	24	25
Total generado (kWh)	\$ 4 011 820,00	\$ 4 003 790,00	\$ 3 995 790,00	\$ 3 987 790,00	\$ 3 979 820,00
Ahorro total	\$ 336 307,87	\$ 335 634,72	\$ 334 964,09	\$ 334 293,45	\$ 333 625,33
Op y Mant	\$ -148 047,28	\$ -148 015,16	\$ -147 983,16	\$ -147 951,16	\$ -147 919,28
Año	26	27	28	29	30
Total generado (kWh)	\$ 3 971 860,00	\$ 3 963 920,00	\$ 3 955 990,00	\$ 3 948 080,00	\$ 3 940 180,00
Ahorro total	\$ 332 958,05	\$ 332 292,45	\$ 331 627,68	\$ 330 964,59	\$ 330 302,34
Op y Mant	\$ -147 887,44	\$ -147 855,68	\$ -147 823,96	\$ -147 792,32	\$ -147 760,72

A manera de resumen se presenta la Tabla 41 con los datos de generación, inversión, costo de operación y mantenimiento y el total del ahorro en el primer año para todos los casos de simulación.

Tabla 41

Resumen de resultados de las simulaciones¶

Caso	Alm.	Total generado	Inversion	Costo Op Mant	Total ahorro
1	0,0 hrs	4038,1 MWh	\$ 5 422 626,00	\$ 148 152,58	\$ 352 664,90
2	1,0 hrs	4093,9 MWh	\$ 5 748 212,00	\$ 148 375,71	\$ 356 364,90
3	1,5 hrs	4131,4 MWh	\$ 5 911 031,00	\$ 148 525,76	\$ 357 741,59
4	2,0 hrs	4152,9 MWh	\$ 6 073 814,00	\$ 148 611,61	\$ 356 367,94
5	3,0 hrs	4173,1 MWh	\$ 6 399 357,00	\$ 148 692,45	\$ 351 651,70
6	6,0 hrs	4175,7 MWh	\$ 7 375 902,00	\$ 148 702,84	\$ 350 046,65
7	12,0 hrs	4175,7 MWh	\$ 9 328 994,00	\$ 148 702,84	\$ 350 046,65
8	24,0 hrs	4175,7 MWh	\$ 13 235 176,00	\$ 148 702,84	\$ 350 046,65

4.7. Resultados financieros (VAN y TIR)

Para el cálculo de los índices financieros VAN y TIR se toman en cuenta las siguientes variables:

- **Plazo:** El análisis económico se considera realizar en un periodo de 30 años, considerando la información de SAM y la bibliografía consultada en cuanto a vida útil de centrales de generación termosolar (Vázquez, 2012).
- **Ahorro:** Es el ahorro que se calcula con la Ecuación 25 y la sección 4.5.2.
- **Costo de Op y Mant:** Es el costo por operación y mantenimiento calculado con la Ecuación 21. Al ser un gasto se considera como negativo.
- **Depreciación del equipo:** Es la depreciación anual que sufren los equipos. Para este caso corresponde al 2.5 % del costo de inversión inicial, esto considerando una depreciación

lineal en el tiempo de la central durante sus 40 años de vida útil. Al ser un gasto se considera como negativo (Zumba, 2017).

$$\text{Depreciacion anual} = \% \text{ Depreciación} \times (\text{Costo del equipo} + \text{instalación})$$

(Ecu. 26)

- UAI: Es la utilidad antes de los impuestos.

$$UAI = \text{Ahorro} + \text{Costo Op y Mant} + \text{Depreciación}$$

(Ecu. 27)

- Impuesto de renta: Es el impuesto sobre la utilidad anual. La Coopeguanacaste no debe pagar este impuesto, por lo tanto, se considera 0 %.
- UDI: es la utilidad después de los impuestos. Como el impuesto sobre la renta es 0 %, $UDI = UAI$.
- Depreciación del equipo: Es igual a la calculada con la Ecuación 26. En este caso se considera positivo.
- Equipo + instalación: Es el costo de capital neto de los equipos y su instalación obtenido en las simulaciones en SAM.
- Valor de desecho: Representa el valor económico que poseen los equipos que conforman la central, pasados los 30 años. Para este estudio se calcula el valor de desecho con la Ecuación 26 según el método contable (Zumba, 2017).

$$\text{Valor de desecho} = \text{Costo del equipo} - \sum_{n=1}^{30} \text{Depreciación}_n$$

n: numero de años

(Ecu. 26)

- FNE: Es el flujo neto de efectivo. Para el año 0 el FNE es igual al costo de los equipos e instalación. Para los años siguientes es:

$$FNE = UDI + Depreciación Equipo$$

(Ecu. 27)

- COK: Se refiere al costo de oportunidad o tasa de descuento, para este estudio es del 1 %, esto considerando que este se refiere a generación mediante energías renovables y el plazo del análisis es extenso (Banco Interamericano de Desarrollo, 2016).
- VAN: Es el valor actual neto. En este estudio se calculó mediante la herramienta de Microsoft Excel VNA mostrada en la Figura 49. La tasa corresponde al COK y los valores valor1, valor2, valorN corresponden a los FNE del año 1 al año 30.

VNA(tasa;valor1;valor2;...)
Devuelve el valor neto presente de una inversión a partir de una tasa de descuento y una serie de pagos futuros (valores negativos) y entradas (valores positivos).

Figura 49

Función de Excel para el cálculo del VAN (Excel, 2022)

- TIR: Es la tasa interna de retorno. En este estudio se calculó mediante la herramienta de Microsoft Excel TIR mostrado en la Figura 50. Los valores por estimar corresponden a los valores del FNE del año 0 al año 30.

TIR(valores;estimar)

Devuelve la tasa interna de retorno de una inversión para una serie de valores en efectivo.

Figura 50

Función de Excel para el cálculo de la TIR (Excel, 2022)

Al tomar en consideración lo anterior, se detalla el cálculo del VAN y la TIR para los diferentes casos de estudio, definidos en la tabla.

4.7.1. Caso I 0 Horas

Tabla 42

Análisis VAN y TIR Caso I

CENTRAL TERMOSOLAR CCP		CASO I							
Año	0	1	2	3	4	27	28	29	30
Ahorro		\$ 352 664,90	\$ 351 960,12	\$ 351 256,21	\$ 350 553,18	\$ 334 778,13	\$ 334 108,28	\$ 333 440,18	\$ 332 772,95
Costo Op y Mant		\$ -148 152,58	\$ -148 120,28	\$ -148 088,04	\$ -148 055,84	\$ -147 333,32	\$ -147 302,64	\$ -147 272,04	\$ -147 241,48
Depreciación Equipo	2,5%	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65
UAI		\$ 68 946,67	\$ 68 274,19	\$ 67 602,52	\$ 66 931,69	\$ 51 879,16	\$ 51 239,99	\$ 50 602,49	\$ 49 965,82
Impuesto renta 0%	0%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
UDI		\$ 68 946,67	\$ 68 274,19	\$ 67 602,52	\$ 66 931,69	\$ 51 879,16	\$ 51 239,99	\$ 50 602,49	\$ 49 965,82
Depreciación Equipo	2,5%	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65
Equipo + instalación	\$ -5 422 626,00								
Valor de Desecho	25%								\$ 1 355 656,50
FNE	\$ -5 422 626,00	\$ 204 512,32	\$ 203 839,84	\$ 203 168,17	\$ 202 497,34	\$ 187 444,81	\$ 186 805,64	\$ 186 168,14	\$ 1 541 187,97
COK	1,00%								
VAN	\$ 626 530,71								
TIR	1,66%								

4.7.2. Caso II 1 Hora

Tabla 43

Análisis VAN y TIR Caso II

CENTRAL TERMOSOLAR CCP		CASO II							
	0	1	2	3	4	27	28	29	30
Ahorro		\$ 356 364,90	\$ 355 651,98	\$ 354 940,81	\$ 354 230,50	\$ 338 289,56	\$ 337 613,20	\$ 336 937,72	\$ 336 263,97
Costo Op y Mant		\$ -148 375,71	\$ -148 342,96	\$ -148 310,28	\$ -148 277,64	\$ -147 545,12	\$ -147 514,04	\$ -147 483,00	\$ -147 452,04
Depreciación Equipo	2,5%	\$ -143 705,30	\$ -143 705,30	\$ -143 705,30	\$ -143 705,30	\$ -143 705,30	\$ -143 705,30	\$ -143 705,30	\$ -143 705,30
UAI		\$ 64 283,89	\$ 63 603,72	\$ 62 925,23	\$ 62 247,56	\$ 47 039,14	\$ 46 393,86	\$ 45 749,42	\$ 45 106,63
Impuesto renta 0%	0%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
UDI		\$ 64 283,89	\$ 63 603,72	\$ 62 925,23	\$ 62 247,56	\$ 47 039,14	\$ 46 393,86	\$ 45 749,42	\$ 45 106,63
Depreciación Equipo	2,5%	\$ 143 705,30	\$ 143 705,30	\$ 143 705,30	\$ 143 705,30	\$ 143 705,30	\$ 143 705,30	\$ 143 705,30	\$ 143 705,30
Equipo + instalación		\$ -5 748 212,00							
Valor de Desecho	25%								\$ 1 437 053,00
FNE		\$ -5 748 212,00	\$ 207 989,19	\$ 207 309,02	\$ 206 630,53	\$ 205 952,86	\$ 190 744,44	\$ 190 099,16	\$ 1 625 864,93
COK	1,00%								
VAN	\$ 448 624,05								
TIR	1,45%								

4.7.3. Caso III 1.5 Horas

Tabla 44

Análisis VAN y TIR Caso III

CENTRAL TERMOSOLAR CCP		CASO III							
	0	1	2	3	4	27	28	29	30
Ahorro		\$ 357 741,59	\$ 357 026,36	\$ 356 311,99	\$ 355 599,35	\$ 339 596,65	\$ 338 917,78	\$ 338 239,78	\$ 337 563,51
Costo Op y Mant		\$ -148 525,76	\$ -148 492,72	\$ -148 459,72	\$ -148 426,80	\$ -147 687,56	\$ -147 656,20	\$ -147 624,88	\$ -147 593,64
Depreciación Equipo	2,5%	\$ -147 775,78	\$ -147 775,78	\$ -147 775,78	\$ -147 775,78	\$ -147 775,78	\$ -147 775,78	\$ -147 775,78	\$ -147 775,78
UAI		\$ 61 440,05	\$ 60 757,86	\$ 60 076,49	\$ 59 396,78	\$ 44 133,31	\$ 43 485,80	\$ 42 839,12	\$ 42 194,10
Impuesto renta 0%	0%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
UDI		\$ 61 440,05	\$ 60 757,86	\$ 60 076,49	\$ 59 396,78	\$ 44 133,31	\$ 43 485,80	\$ 42 839,12	\$ 42 194,10
Depreciación Equipo	2,5%	\$ 147 775,78	\$ 147 775,78	\$ 147 775,78	\$ 147 775,78	\$ 147 775,78	\$ 147 775,78	\$ 147 775,78	\$ 147 775,78
Equipo + instalación		\$ -5 911 031,00							
Valor de Desecho	25%								\$ 1 477 757,75
FNE		\$ -5 911 031,00	\$ 209 215,83	\$ 208 533,64	\$ 207 852,27	\$ 207 172,55	\$ 191 909,09	\$ 191 261,58	\$ 190 614,90
COK	1,00%								
VAN	\$ 346 816,74								
TIR	1,34%								

4.7.4. Caso IV 2 Horas

Tabla 45

Análisis VAN y TIR Caso IV

CENTRAL TERMOSOLAR CCP		CASO IV							
	0	1	2	3	4	27	28	29	30
Ahorro		\$ 356 367,94	\$ 355 655,71	\$ 354 944,33	\$ 354 234,66	\$ 338 293,40	\$ 337 616,34	\$ 336 941,00	\$ 336 267,38
Costo Op y Mant		\$ -148 611,61	\$ -148 578,40	\$ -148 545,24	\$ -148 512,16	\$ -147 769,08	\$ -147 737,52	\$ -147 706,04	\$ -147 674,64
Depreciación Equipo	2,5%	\$ -151 845,35	\$ -151 845,35	\$ -151 845,35	\$ -151 845,35	\$ -151 845,35	\$ -151 845,35	\$ -151 845,35	\$ -151 845,35
UAI		\$ 55 910,98	\$ 55 231,96	\$ 54 553,74	\$ 53 877,15	\$ 38 678,97	\$ 38 033,47	\$ 37 389,61	\$ 36 747,39
Impuesto renta 0%	0%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
UDI		\$ 55 910,98	\$ 55 231,96	\$ 54 553,74	\$ 53 877,15	\$ 38 678,97	\$ 38 033,47	\$ 37 389,61	\$ 36 747,39
Depreciación Equipo	2,5%	\$ 151 845,35	\$ 151 845,35	\$ 151 845,35	\$ 151 845,35	\$ 151 845,35	\$ 151 845,35	\$ 151 845,35	\$ 151 845,35
Equipo + instalación		\$ -6 073 814,00							
Valor de Desecho	25%								\$ 1 518 453,50
FNE		\$ -6 073 814,00	\$ 207 756,33	\$ 207 077,31	\$ 206 399,09	\$ 205 722,50	\$ 190 524,32	\$ 189 878,82	\$ 189 234,96
COK	1,00%								
VAN	\$ 177 583,32								
TIR	1,17%								

4.7.5. Caso V 3 Horas

Tabla 46

Análisis VAN y TIR Caso V

CENTRAL TERMOSOLAR CCP		CASO V							
	0	1	2	3	4	27	28	29	30
Ahorro		\$ 351 651,70	\$ 350 948,92	\$ 350 246,98	\$ 349 545,89	\$ 333 815,94	\$ 333 148,55	\$ 332 482,00	\$ 331 817,14
Costo Op y Mant		\$ -148 692,45	\$ -148 659,08	\$ -148 625,76	\$ -148 592,48	\$ -147 845,80	\$ -147 814,12	\$ -147 782,48	\$ -147 750,92
Depreciación Equipo	2,5%	\$ -159 983,93	\$ -159 983,93	\$ -159 983,93	\$ -159 983,93	\$ -159 983,93	\$ -159 983,93	\$ -159 983,93	\$ -159 983,93
UAI		\$ 42 975,32	\$ 42 305,91	\$ 41 637,30	\$ 40 969,48	\$ 25 986,21	\$ 25 350,50	\$ 24 715,60	\$ 24 082,30
Impuesto renta 0%	0%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
UDI		\$ 42 975,32	\$ 42 305,91	\$ 41 637,30	\$ 40 969,48	\$ 25 986,21	\$ 25 350,50	\$ 24 715,60	\$ 24 082,30
Depreciación Equipo	2,5%	\$ 159 983,93	\$ 159 983,93	\$ 159 983,93	\$ 159 983,93	\$ 159 983,93	\$ 159 983,93	\$ 159 983,93	\$ 159 983,93
Equipo + instalación		\$ -6 399 357,00							
Valor de Desecho	25%								\$ 1 599 839,25
FNE		\$ -6 399 357,00	\$ 202 959,25	\$ 202 289,84	\$ 201 621,22	\$ 200 953,41	\$ 185 970,14	\$ 185 334,43	\$ 184 699,52
COK	1,00%								
VAN	\$ -208 037,67								
TIR	0,81%								

4.7.6. Caso VI 6 Horas

Tabla 47

Análisis VAN y TIR Caso VI

CENTRAL TERMOSOLAR CCP		CASO VI							
	0	1	2	3	4	27	28	29	30
Ahorro		\$ 350 046,65	\$ 349 346,67	\$ 348 647,54	\$ 347 950,08	\$ 332 292,45	\$ 331 627,68	\$ 330 964,59	\$ 330 302,34
Costo Op y Mant		\$ -148 702,84	\$ -148 669,44	\$ -148 636,08	\$ -148 602,80	\$ -147 855,68	\$ -147 823,96	\$ -147 792,32	\$ -147 760,72
Depreciación Equipo	2,5%	\$ -184 397,55	\$ -184 397,55	\$ -184 397,55	\$ -184 397,55	\$ -184 397,55	\$ -184 397,55	\$ -184 397,55	\$ -184 397,55
UAI		\$ 16 946,26	\$ 16 279,68	\$ 15 613,91	\$ 14 949,73	\$ 39,22	\$ -593,83	\$ -1 225,28	\$ -1 855,93
Impuesto renta 0%	0%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
UDI		\$ 16 946,26	\$ 16 279,68	\$ 15 613,91	\$ 14 949,73	\$ 39,22	\$ -593,83	\$ -1 225,28	\$ -1 855,93
Depreciación Equipo	2,5%	\$ 184 397,55	\$ 184 397,55	\$ 184 397,55	\$ 184 397,55	\$ 184 397,55	\$ 184 397,55	\$ 184 397,55	\$ 184 397,55
Equipo + instalación		\$ -7 375 902,00							
Valor de Desecho	25%								\$ 1 843 975,50
FNE		\$ -7 375 902,00	\$ 201 343,81	\$ 200 677,23	\$ 200 011,46	\$ 199 347,28	\$ 184 436,77	\$ 183 803,72	\$ 2 026 517,12
COK	1,00%								
VAN		\$ -1 044 023,55							
TIR	0,16%								

4.7.7. Caso VII 12 Horas

Tabla 48

Análisis VAN y TIR Caso VII

CENTRAL TERMOSOLAR CCP		CASO VII							
	0	1	2	3	4	27	28	29	30
Ahorro		\$ 350 046,65	\$ 349 346,67	\$ 348 647,54	\$ 347 950,08	\$ 332 292,45	\$ 331 627,68	\$ 330 964,59	\$ 330 302,34
Costo Op y Mant		\$ -148 702,84	\$ -148 669,44	\$ -148 636,08	\$ -148 602,80	\$ -147 855,68	\$ -147 823,96	\$ -147 792,32	\$ -147 760,72
Depreciación Equipo	2,5%	\$ -233 224,85	\$ -233 224,85	\$ -233 224,85	\$ -233 224,85	\$ -233 224,85	\$ -233 224,85	\$ -233 224,85	\$ -233 224,85
UAI		\$ -31 881,04	\$ -32 547,62	\$ -33 213,39	\$ -33 877,57	\$ -48 788,08	\$ -49 421,13	\$ -50 052,58	\$ -50 683,23
Impuesto renta 0%	0%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
UDI		\$ -31 881,04	\$ -32 547,62	\$ -33 213,39	\$ -33 877,57	\$ -48 788,08	\$ -49 421,13	\$ -50 052,58	\$ -50 683,23
Depreciación Equipo	2,5%	\$ 233 224,85	\$ 233 224,85	\$ 233 224,85	\$ 233 224,85	\$ 233 224,85	\$ 233 224,85	\$ 233 224,85	\$ 233 224,85
Equipo + instalación		\$ -9 328 994,00							
Valor de Desecho	25%								\$ 2 332 248,50
FNE		\$ -9 328 994,00	\$ 201 343,81	\$ 200 677,23	\$ 200 011,46	\$ 199 347,28	\$ 184 436,77	\$ 183 803,72	\$ 2 514 790,12
COK	1,00%								
VAN		\$ -2 634 854,62							
TIR	-0,72%								

4.7.8. Caso VIII 24 Horas

Tabla 49

Análisis VAN y TIR Caso VIII

CENTRAL TERMOSOLAR CCP				CASO VIII					
	0	1	2	3	4	27	28	29	30
Ahorro		\$ 350 046,65	\$ 349 346,67	\$ 348 647,54	\$ 347 950,08	\$ 332 292,45	\$ 331 627,68	\$ 330 964,59	\$ 330 302,34
Costo Op y Mant		\$ -148 702,84	\$ -148 669,44	\$ -148 636,08	\$ -148 602,80	\$ -147 855,68	\$ -147 823,96	\$ -147 792,32	\$ -147 760,72
Depreciación Equipo	2,5%	\$ -330 879,40	\$ -330 879,40	\$ -330 879,40	\$ -330 879,40	\$ -330 879,40	\$ -330 879,40	\$ -330 879,40	\$ -330 879,40
UAI		\$ -129 535,59	\$ -130 202,17	\$ -130 867,94	\$ -131 532,12	\$ -146 442,63	\$ -147 075,68	\$ -147 707,13	\$ -148 337,78
Impuesto renta 0%	0%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
UDI		\$ -129 535,59	\$ -130 202,17	\$ -130 867,94	\$ -131 532,12	\$ -146 442,63	\$ -147 075,68	\$ -147 707,13	\$ -148 337,78
Depreciación Equipo	2,5%	\$ 330 879,40	\$ 330 879,40	\$ 330 879,40	\$ 330 879,40	\$ 330 879,40	\$ 330 879,40	\$ 330 879,40	\$ 330 879,40
Equipo + instalación		\$ -13 235 176,00							
Valor de Desecho	25%								\$ 3 308 794,00
FNE		\$ -13 235 176,00	\$ 201 343,81	\$ 200 677,23	\$ 200 011,46	\$ 199 347,28	\$ 184 436,77	\$ 183 803,72	\$ 183 172,27
COK	1,00%								
VAN		\$ -5 816 515,14							
TIR		-1,75%							

A manera de resumen se presenta la Tabla 50 con los datos del valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) para todos los casos de simulación.

Tabla 50

Resumen VAN y TIR para los casos de simulación

Caso	VAN	TIR
1	\$ 626 530,71	1,661%
2	\$ 448 624,05	1,449%
3	\$ 346 816,74	1,338%
4	\$ 177 583,32	1,169%
5	\$ -208 037,67	0,810%
6	\$ -1 044 023,55	0,159%
7	\$ -2 634 854,62	-0,717%
8	\$ -5 816 515,14	-1,748%

Capítulo V. Análisis de resultados

5.1. Análisis de generación

A partir de los datos de generación horaria que evidencia las simulaciones en SAM, se tomó un día y se estudia el comportamiento de la generación en cada uno de los casos, los cuales se muestran en la Figura 51 en azul y el DNI (radiación solar) en rojo.

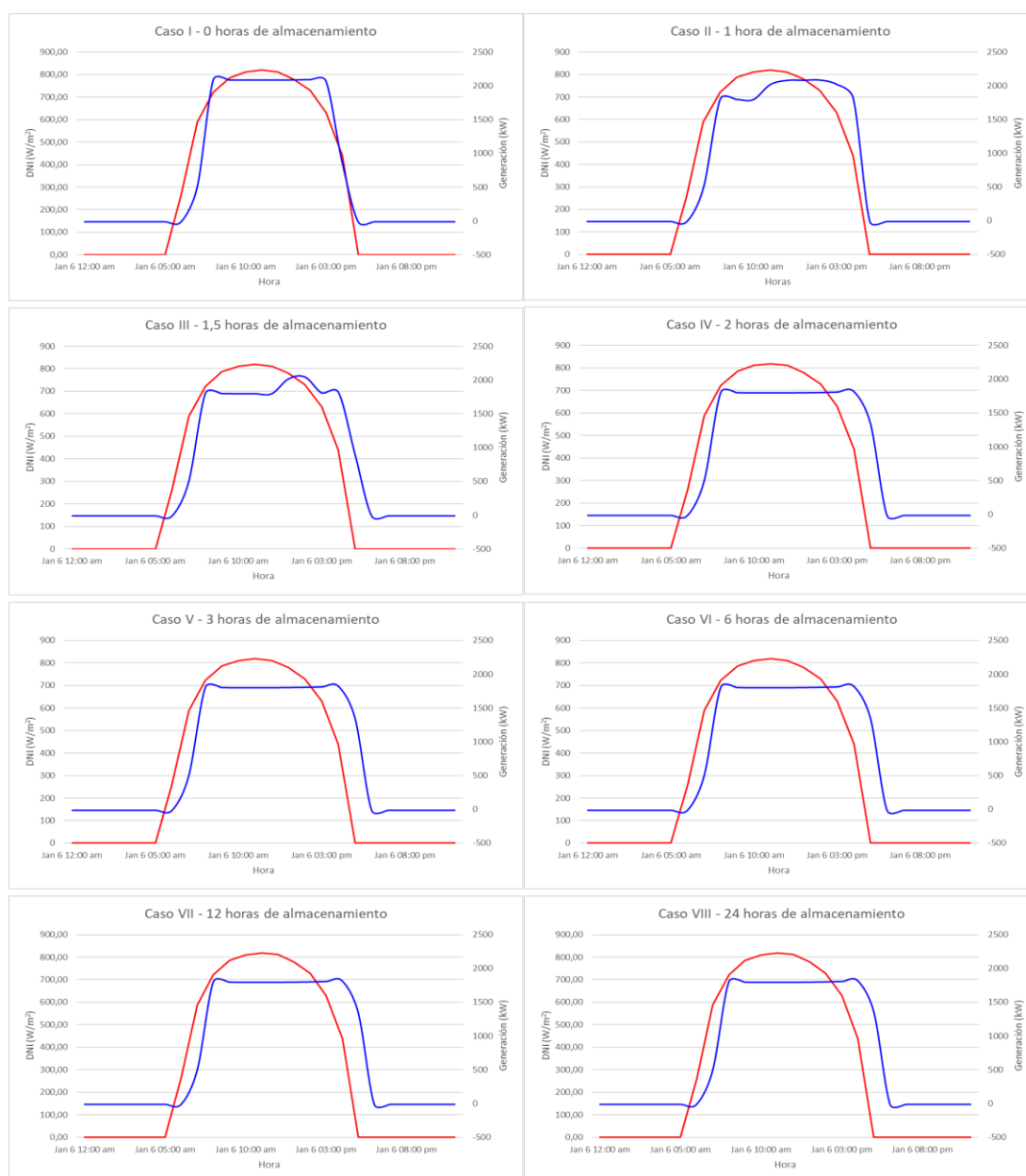


Figura 51

Gráficos de generación y radiación solar en un día para los casos de simulación

En las horas que no existe radiación solar y no se genera, la central termosolar se comporta como una carga. Es decir, consume energía en lugar de producirla. Esto se representa en la Figura 51 en donde la generación es de aproximadamente -14 kW en las horas donde no hay radiación y no se puede generar, lo que representa un consumo de 14 kW.

Por otra parte, en la Figura 51 se puede observar como para el caso I que no tiene almacenamiento de energía, solo se puede generar durante las horas que hay radiación solar. Sin embargo, a medida que se aumenta el almacenamiento se logra generar en las horas que no hay radiación. Conforme se aumentan las horas de almacenamiento, aumentan las horas de generación de energía sin radiación solar.

En el caso II se puede observar que con este almacenamiento se puede generar electricidad incluso en la última hora donde la radiación solar ya es cercana a cero. Posteriormente, en los siguientes casos donde el almacenamiento de energía es mayor, se genera mayor cantidad de electricidad en la hora donde no hay radiación. La cantidad de potencia generada aumenta conforme se aumenta la cantidad de almacenamiento. Esto ocurre hasta el caso 6, en los casos 7 y 8 no hay aumento en la generación a pesar del incremento en el almacenamiento. Esto que indica que la diferencia de energía captada por los colectores y la energía que se utiliza para generar electricidad solo es aprovechable en los casos del 2 al 6. Es decir, por más que se aumente el tamaño del almacenamiento, no hay excedentes de energía por guardar.

Para ver este efecto con mayor claridad, es posible ver la Figura 52 que representa la generación total del primer año para cada uno de los casos de simulación. Para este y posteriores análisis que se realicen sobre el primer año, vale la pena destacar que para los años posteriores el análisis es muy similar debido a que la generación de la central termosolar

decrece, de forma lineal, debido a la degradación del 0.2 % anual, como se mencionó en el apartado 3.8.11.

Con la Figura 52 y la Tabla 41 es posible ver como la generación crece al aumentar las horas de almacenamiento. La diferencia de generación con 3 horas de almacenamiento y 6 horas es de apenas 2,6 MWh, lo que representa un 0.062 % a pesar de que se duplican las horas de almacenamiento. Se puede observar que a partir del caso VI la generación no incrementa a pesar de aumentar la cantidad de horas de almacenamiento.

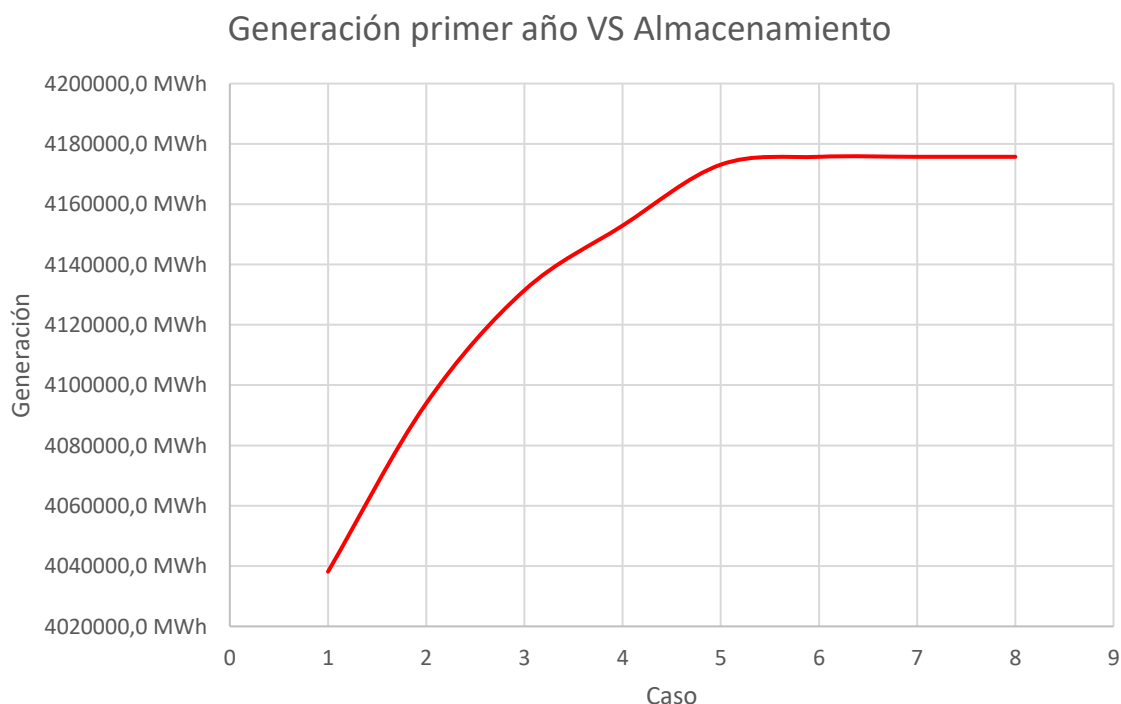


Figura 52

Gráfico de generación del primer año en función del almacenamiento

Por otra parte, comparando la generación que se obtiene sin almacenamiento (4038,1 MWh) contra la generación máxima (4175,7 MWh) obtenida en el caso VI, se tiene que el

incremento debido al almacenamiento es de 137,6 MWh, lo que representa un aumento de 3.29 %.

5.2. Análisis económico

Como se vio, el aumento de generación ocurre hasta el caso VI. Sin embargo, el costo de inversión sigue creciendo a medida que aumentan las horas de almacenamiento. Esto se puede ver en la Figura 53 que representa la inversión y la generación en función de las horas de almacenamiento.

En el apartado anterior se vio que el aumento de generación entre el caso V (3 horas de almacenamiento) y el caso VI (6 horas de almacenamiento) es de 0.062 %. Sin embargo, la inversión para el caso V corresponde a \$6,399,357.00, mientras que la inversión para el caso VI corresponde a \$7,375,902.00, lo que representa un aumento del 15 %. Es decir, para obtener un aumento de la generación de 0.062 % es necesario aumentar la inversión en un 15 %. Para los siguientes casos, el costo de inversión aumenta a medida que se incrementan las horas de almacenamiento sin que esto produzca un crecimiento en la generación de la central.

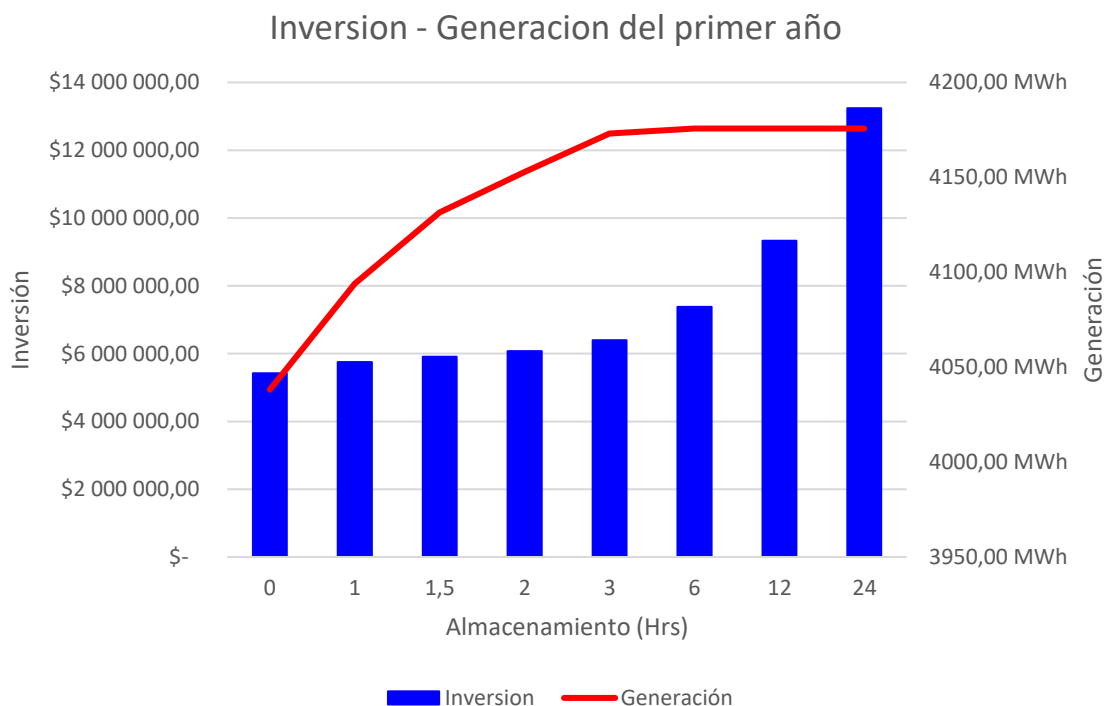


Figura 53

Gráfico de la inversión y generación del primer año en función del almacenamiento

Por otra parte, se tiene que el costo de operación y mantenimiento en función de las horas de almacenamiento tiene un comportamiento igual a la generación en función de las horas de almacenamiento, como se ve en la Figura 54. Esto se debe a que la mayor parte del costo de operación y mantenimiento depende de la potencia instalada de la central termosolar, la cual es constante y en menor proporción a la energía generada como se pudo ver en la Ecuación 21. En la Tabla 51 se desglosa el costo de operación y mantenimiento para los distintos casos.

Tabla 51

Desglose del costo de operación y mantenimiento para cada caso

Caso	\$/kw inst.	\$/MWh	Costo Op. Mant.
1	\$ 132 000,00	\$ 16 152,58	\$ 148 152,58
2	\$ 132 000,00	\$ 16 375,71	\$ 148 375,71
3	\$ 132 000,00	\$ 16 525,76	\$ 148 525,76
4	\$ 132 000,00	\$ 16 611,61	\$ 148 611,61
5	\$ 132 000,00	\$ 16 692,45	\$ 148 692,45
6	\$ 132 000,00	\$ 16 702,84	\$ 148 702,84
7	\$ 132 000,00	\$ 16 702,84	\$ 148 702,84
8	\$ 132 000,00	\$ 16 702,84	\$ 148 702,84

El costo de operación y mantenimiento depende en mayor proporción de la potencia instalada de la central y en menor proporción de la energía generada. La mayor variación del costo de operación y mantenimiento es de 0.374 %.

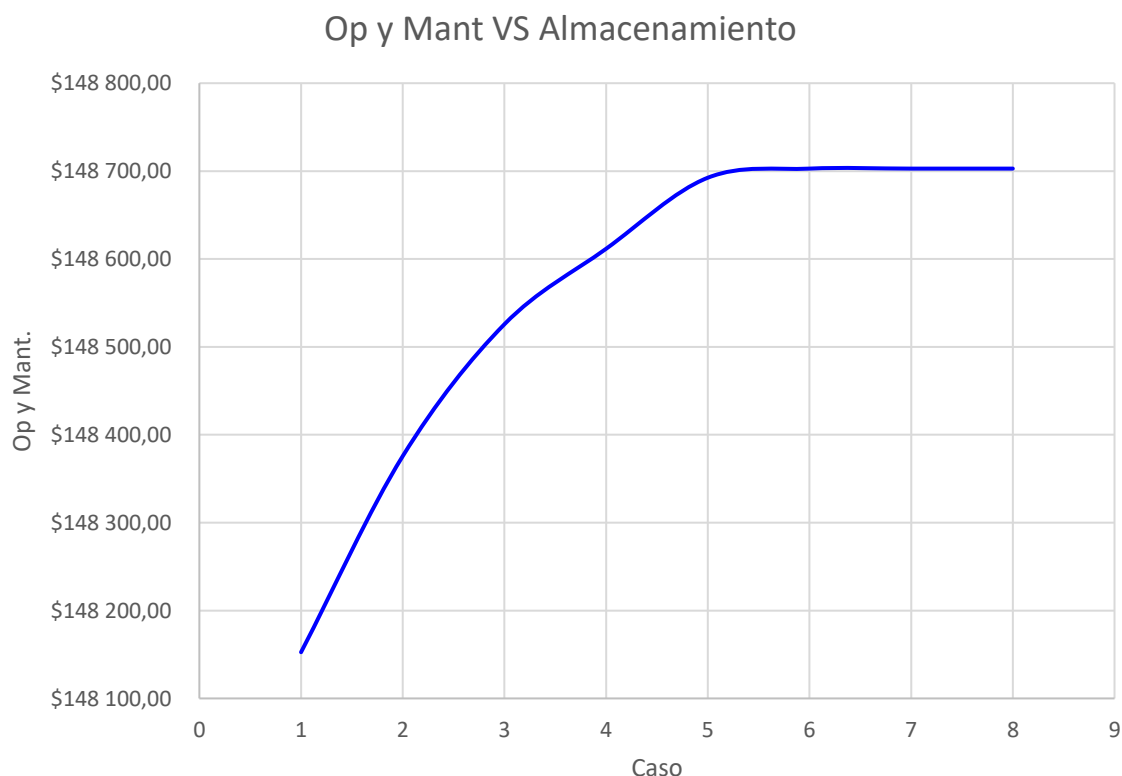


Figura 54

Gráfico de la operación y mantenimiento en función del almacenamiento

Sin embargo, a pesar de que la generación tiene una variación máxima del 3.29 % entre los distintos casos de almacenamiento, la operación y mantenimiento tiene una variación máxima entre el caso I y el caso VI del 0.3 %. Por esto, es posible afirmar que el costo por operación y mantenimiento de una central termosolar de este tipo es constante a pesar de depender de la potencia generada.

Otro aspecto importante para analizar es el ahorro en función de las horas de almacenamiento. En la Figura 55 se puede ver cómo varía el ahorro total en función de los casos de simulación, el caso 3 es el que presenta el mayor ahorro. Sin embargo, la mayor variación del ahorro total se presenta entre los casos III y el caso VI con 2.2 %. Por lo anterior,

es posible afirmar que el ahorro es casi constante y no depende de las horas de almacenamiento.

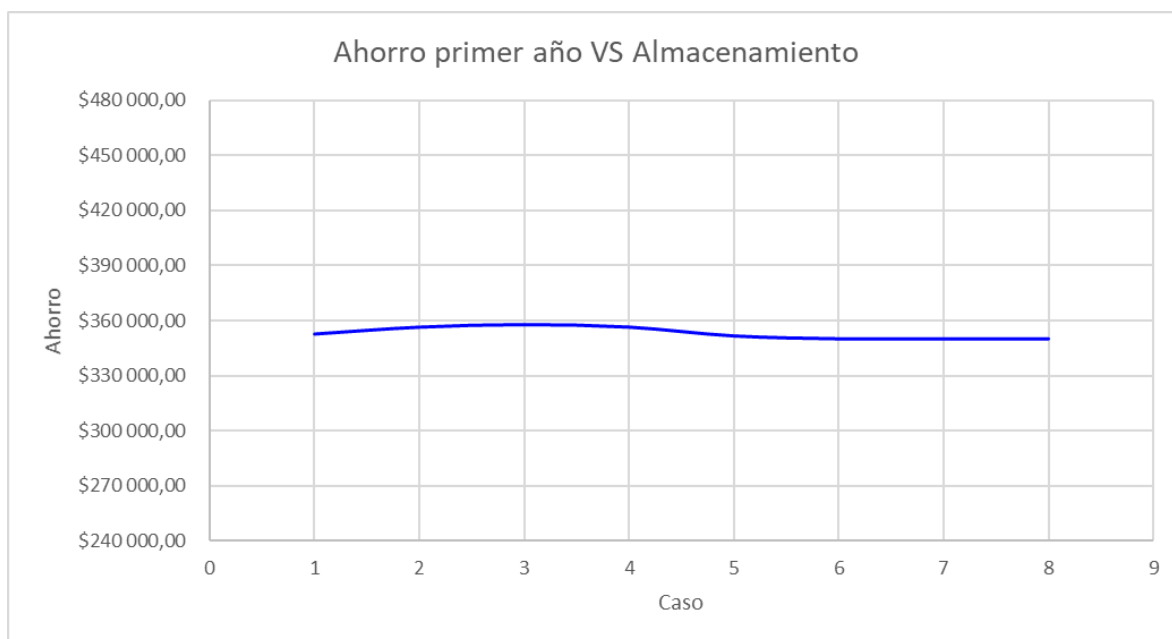


Figura 55

Gráfico del ahorro del primer año en función del almacenamiento

5.3. Análisis financiero

La Figura 56 representa los resultados de la Tabla 50 en donde se puede ver que el valor actual neto y la tasa interna de retorno tienen un comportamiento similar en función de las horas de almacenamiento. Por otra parte, se muestra que el VAN tiene un valor negativo y la TIR menor al 1 % a partir del caso V, lo que indica que el proyecto no es viable económicamente. El caso con los peores índices financieros es el caso VIII con un VAN de -\$5,816,515.14 y una TIR de -1.74 %. No obstante, el caso I presenta un VAN de \$626,530.71 y una TIR de 1.66 %, este es el mejor de los escenarios desde el punto de vista económico.

Esto indica que no es viable económicamente el almacenamiento de energía. Lo anterior se debe a que la demanda en las horas nocturnas es escasa, además el costo de la energía en ese periodo es bajo, según lo que se indica en la Tabla 16. Por el contrario, el costo para que una central termosolar de este tipo cuente con un sistema de almacenamiento para generar electricidad en esas horas es muy elevado, como se apreció en la Figura 53.

Es por esta razón que el caso I es el que presenta el mejor comportamiento desde el punto de vista financiero. A pesar de no producir la mayor cantidad de energía ni presentar la mayor cantidad de ahorro al año. Sin embargo, representa la mejor relación costo-beneficio.

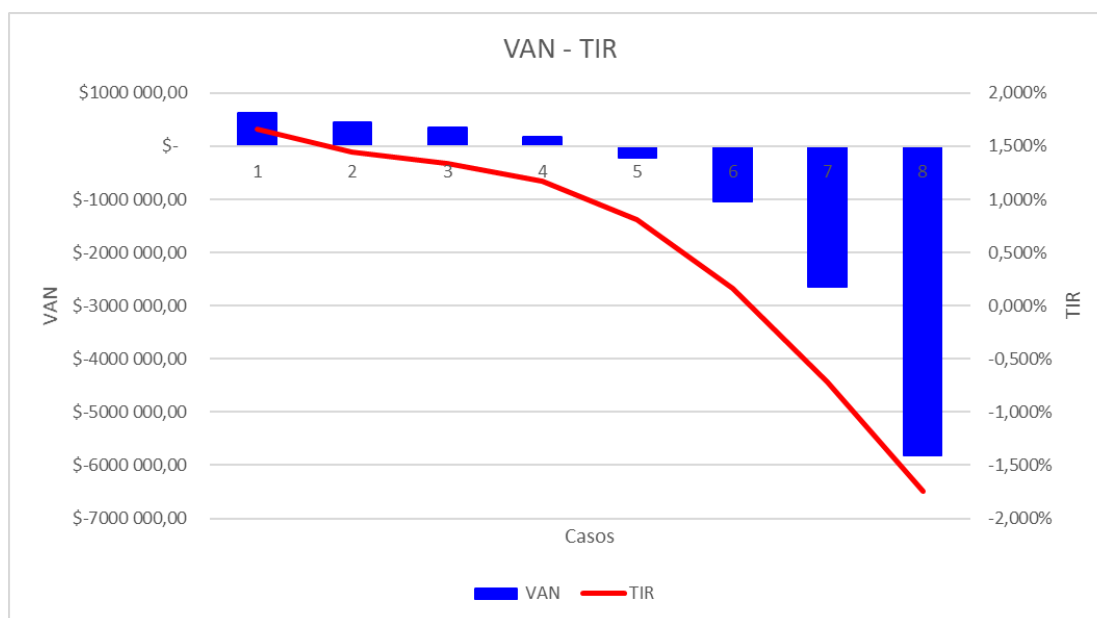


Figura 56

Grafico del VAN y el TIR en función del almacenamiento

Los resultados que se muestran corresponden a un escenario óptimo desde el punto de vista financiero, por lo que no se toman en cuenta los gastos asociados con un posible financiamiento del proyecto. Esto con el fin de determinar cuál es el mejor VAN y TIR que puede ofrecer una central termosolar con estas características.

A continuación, se analiza un caso de sensibilidad en donde se toma en cuenta el financiamiento.

5.4. Análisis de sensibilidad

Con el fin de analizar la sensibilidad de este proyecto se toma el Caso I, el cual presentó los indicadores financieros VAN y TIR de mayor rentabilidad y se toma en cuenta un posible financiamiento. Se toma como referencia las condiciones que tiene el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) debido a que entre su cartera de productos ofrecen *préstamos para proyectos específicos* y un ejemplo de los proyectos elegibles son las centrales eléctricas (BID, 2022). El tipo de plan que se utiliza es facilidad de financiamiento flexible. Asimismo, se modifican los siguientes parámetros financieros como se muestra en la Figura 57.

- El monto de la deuda debido al financiamiento es del 90 % del costo de los equipos e instalación, por lo que se considera que el monto inicial del financiamiento es del 10 % del costo de los equipos e instalación, los cuales se toman como parte la inversión.
- Se considera que el financiamiento se paga en cuotas iguales, de forma anual.
- El plazo del financiamiento es de 30 años al igual que el tiempo de estudio del proyecto.
- Se considera una tasa de interés anual de 1.82 % que corresponde al promedio de las tasas desde el 2012 al primer trimestre del 2022 (BID Interés, 2022).
- Se considera que el gasto administrativo para el cierre del financiamiento corresponde al 0.475 % del monto a financiar (BID Comisiones, 2022).

Project Term Debt

☒ Debt percent 90 % of total installed cost
 ☒ Equal payments (standard amortization)

☐ DSCR 1.3
 ☐ Fixed principal declining interest

☐ Limit debt fraction Maximum debt fraction 100 %

Tenor 30 years
 Annual interest rate 1.82 %
 Moratorium 0 years
 Debt closing costs 23181 \$
 Up-front fee 0 % of total debt
 WACC 2.54 %

Choose "Debt percent" to size the debt manually. Choose "DSCR" to size the debt based on cash available for debt service.
 For a project with no debt, set the either the debt percent or the DSCR to zero.
 Be sure to verify that all debt-related costs are appropriate for your analysis: Debt closing costs, up-front fee, and debt service reserve account. Note that debt interest payments are tax deductible, so a project with more debt may have higher net after-tax annual cash flows than a project with less debt.
 The weighted average cost of capital (WACC) is displayed for reference. SAM does not use the value for calculations.

Figura 57

Parámetros financiación del proyecto (SAM)

Además, se tienen los montos del financiamiento mostrados en la Tabla 52. Es posible ver que el monto de la inversión es el monto inicial sumado con el monto de los gastos de financiamiento. Lo anterior da como resultado una inversión de \$565,444.33.

Tabla 52

Montos del financiamiento

1. Monto total del proyecto:	\$ 5 422 626,00
2. Inicial (10%):	\$ 542 262,60
3. Monto a financiar:	\$ 4 880 363,40
4. Gastos financiamiento (0,43%):	\$ 23 181,73
Inversión (2. + 4.):	\$ 565 444,33

Con estas condiciones el *software* System Advisor Model da como resultado que la cuota anual a cancelar por motivo del financiamiento es de \$217,822.00. Posteriormente, se calcula el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) considerando la cuota del pago del financiamiento y el nuevo monto de la inversión.

Tabla 53*Análisis VAN y TIR Caso Sensibilidad*

CENTRAL TERMOSOLAR CCP		CASO SENSIBILIDAD							
	0	1	2	3	4	27	28	29	30
Ahorro		\$ 356 364,90	\$ 355 651,98	\$ 354 940,81	\$ 354 230,50	\$ 338 289,56	\$ 337 613,20	\$ 336 937,72	\$ 336 263,97
Costo Op y Mant		\$ -148 375,71	\$ -148 342,96	\$ -148 310,28	\$ -148 277,64	\$ -147 545,12	\$ -147 514,04	\$ -147 483,00	\$ -147 452,04
Depreciación Equipo	2,5%	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65	\$ -135 565,65
Cuota financiamiento		\$ -217 822,00	\$ -217 822,00	\$ -217 822,00	\$ -217 822,00	\$ -217 822,00	\$ -217 822,00	\$ -217 822,00	\$ -217 822,00
UAI		\$ -145 398,46	\$ -146 078,63	\$ -146 757,12	\$ -147 434,79	\$ -162 643,21	\$ -163 288,49	\$ -163 932,93	\$ -164 575,72
Impuesto renta 0%	0%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
UDI		\$ -145 398,46	\$ -146 078,63	\$ -146 757,12	\$ -147 434,79	\$ -162 643,21	\$ -163 288,49	\$ -163 932,93	\$ -164 575,72
Depreciación Equipo	2,5%	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65	\$ 135 565,65
Inversión	\$ -565 444,33								
Valor de Desecho	25%								\$ 1 355 656,50
FNE	\$ -565 444,33	\$ -9 832,81	\$ -10 512,98	\$ -11 191,47	\$ -11 869,14	\$ -27 077,56	\$ -27 722,84	\$ -28 367,28	\$ 1 326 646,43
COK	1,00%								
VAN	\$ -50 484,83								
TIR	0,77%								

En la Tabla 53 es posible ver que el VAN da negativo, lo cual indica que utilizando estos parámetros el proyecto no cumple con la expectativa. Asimismo, se tiene que la TIR es de 0.77 %

Además, si se realiza la comparación del caso I descrito en la sección 4.7.1 y el caso de sensibilidad, es posible ver que a pesar de que el monto de la inversión paso de \$5,442,626.00 en el caso I a \$565,444.33 en el caso de sensibilidad, lo que significa una disminución del 89.57 % de la inversión inicial, el VAN dio un valor negativo y la TIR dio un porcentaje menor. Esto se debe a los gastos y pago de cuota del financiamiento. Esto se puede ver en la Figura 58.

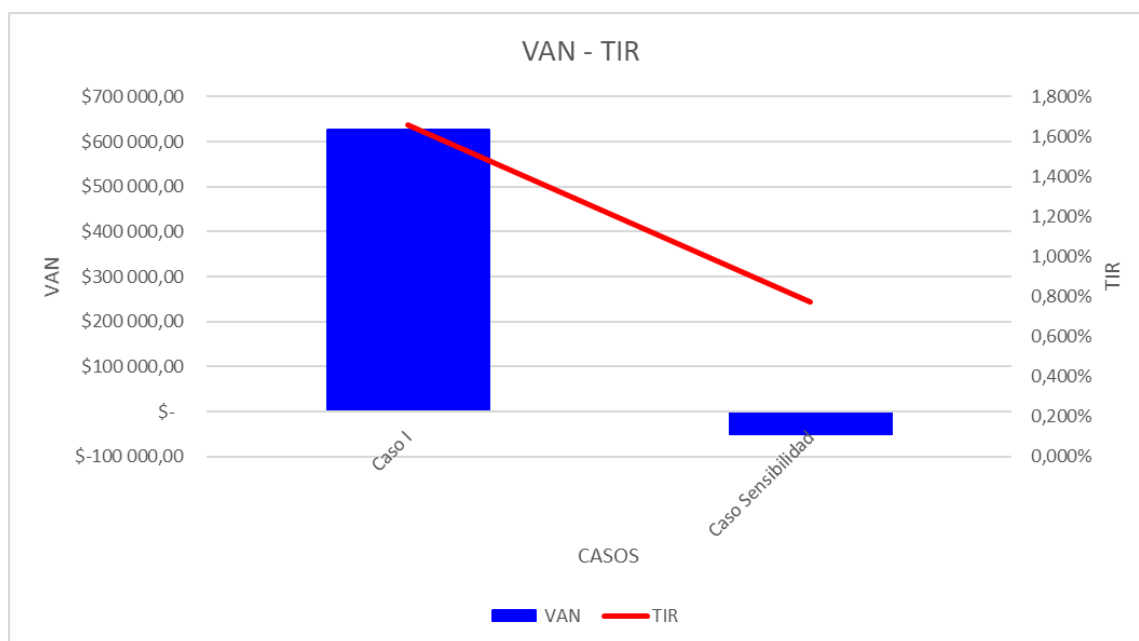


Figura 58

Gráfico VAN y TIR Caso I y caso sensibilidad

El obtener un valor neto presente negativo y una tasa interna de retorno inferior a 1 % indica que una central termosolar con las condiciones descritas no es económicamente viable mediante un financiamiento.

Si se toma en cuenta la tasa de descuento que propone el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (2010), para el caso de Costa Rica la tasa de descuento es de 8.31 %. Por otra parte, González (2018) indica que la tasa interna de retorno para una planta de generación eléctrica de 2 MW a partir de biomasa es de 17.68 %. Al tomar en cuenta lo anterior, es posible ver que ni siquiera el mejor de los casos analizados en este trabajo (Caso I), que presenta un TIR de 1.66 %, es económicamente viable si se compara con un caso de inversión pública o privada.

Capítulo VI. Conclusiones y recomendaciones

6.1. Conclusiones

El presente TFG tiene el fin de valorar la factibilidad técnica y viabilidad económica de implementar una central termosolar en un terreno disponible por parte de Coopeguanacaste R. L. ubicado en Santa Cruz Guanacaste, Costa Rica. Esta central termosolar se implementa mediante la tecnología de colectores cilindro-parabólicos y se pretende con este TFG fomentar el uso de energías renovables a partir de los recursos solares, específicamente la energía termosolar, que ha tenido un gran auge en las últimas dos décadas en países Europa, Medio Oriente, Norteamérica, así como Latinoamérica.

Para la elaboración de este TFG, fue necesario realizar el dimensionamiento de la central termosolar, de acuerdo con las dimensiones, características topológicas y recursos solares, propios del terreno con el que cuenta Coopeguanacaste R. L. Además, fue de suma importancia considerar el aporte de variables como el múltiplo solar, tipo de colector, receptor y fluido transportador de calor por utilizar en la central termosolar diseñada, así como al aporte del *software* System Advisor Model SAM, una de las principales herramientas utilizadas para el desarrollo de este TFG.

Con base en las dimensiones del terreno y en la radiación solar incidente se determinó que la potencia máxima que se puede generar con una central termosolar es de 2 MW. Asimismo, después de realizar las simulaciones se concluye que la configuración óptima para una central termosolar de este tamaño es la siguiente:

- Fluido de transferencia de calor (HTF): Se puede utilizar de forma indistinta el HTF HITEC XL o el HTF Therminol VP-1.
- Múltiplo solar: Se obtuvo que el múltiplo solar más idóneo es de 1,7367.

- Colectores: Se puede usar de forma indistinta el colector Euro Trough ET150 o el colector Luz LS-3.
- Tubo receptor: Se obtuvo que el tubo más eficiente es el Schott PTR70 2008.
- Sistema de almacenamiento de energía: Se concluye que para este caso de estudio no es económicamente viable el uso de almacenamiento de energía.

Por otra parte, se tiene que para una central termosolar de estas características se obtuvo un VAN de \$626,530.71 y una TIR de 1.661 % para un periodo de 30 años, tiempo en el que se lleva a cabo el análisis económico.

Se concluye que la central termosolar es técnicamente factible al generar 4.038,14 MWh al año. Además, se considera que la central es económicamente viable al obtener un VAN y una TIR positiva.

Sin embargo, esta viabilidad económica se puede considerar como sensible, pues al modificar una de las variables económicas como recurrir a un financiamiento, el proyecto no continuaría siendo viable, pues tanto el VAN como la TIR, no son lo suficientemente grandes como para soportar la carga económica de una tasa de interés propia de un financiamiento. Por lo tanto, si Coopeguanacaste R. L. desea implementar la central termosolar, descrita en el TFG, es sumamente necesario que cuente con los \$5,422,626 de inversión inicial y los gastos propios por concepto de operación y mantenimiento.

Además, es importante realizar una comparación entre los resultados económicos que se obtienen del presente estudio y proyectos de gran similitud que se implementan en el país, debido a que se cuenta con tasas de rentabilidad que presentan abismales diferencias. Por lo tanto, aunque se haya tenido resultados económicos que confirman la rentabilidad de

implementar una central termosolar, esta rentabilidad es inferior en comparación con otras fuentes de energía renovables. Por ende, con las condiciones actuales no justifica su inversión para Coopeguanacaste R. L.

Asimismo, resulta de interés comentar la no viabilidad económica para la central termosolar, en los casos en los que se considera almacenamiento de energía pues, aunque se presenta un incremento de la generación de energía anual, respecto al caso en que no se considera almacenamiento. Este incremento no es proporcional al aporte dado por el ahorro correspondiente por generar energía eléctrica en el periodo de la tarifa T-SD denominado como nocturno.

Además, se vuelve de vital importancia destacar el hecho de que a partir del caso que corresponde a 6 horas de almacenamiento, para la central diseñada, el comportamiento de la generación de energía anual es constante, a pesar de que aumenta la cantidad de horas de almacenamiento de energía. Esta situación se debe al valor de múltiplo solar y dimensionamiento en general, considerados para las dimensiones del terreno donde se desarrolla el estudio, ya que, aunque se cuenta con un sistema de almacenamiento de energía robusto, las condiciones propias de captación de radiación solar, bloque de potencia y reserva de energía, no son suficientes para almacenar el calor necesario con el que la central termosolar genere energía eléctrica durante un tiempo superior a las 6 horas.

6.2. Recomendaciones

Algunos de los retos u oportunidades que posee la generación mediante la tecnología termosolar, es el de reducir los costos de inversión en comparación con otros tipos de fuentes de energía, como la energía solar y la energía eólica. Es necesario contar con políticas y normativas que incentiven el desarrollo de centrales termosolares alrededor del mundo y, especialmente, en Latinoamérica, considerando este tipo de generación como renovable, duradera y gestionable.

Además, es importante considerar la factibilidad de un uso alternativo a la energía térmica generada por la central termosolar, de manera que se pueda contar con ingresos adicionales a los de la generación de energía eléctrica. De esta manera, los proyectos de este tipo serán más rentables para el desarrollador y, por ende, de mayor atracción.

Por otra parte, es necesario aumentar la capacidad de los tubos receptores y del HTF de adsorber energía solar en forma de calor de generar más energía eléctrica en las horas que hay radiación solar. De manera que se pueda aumentar la potencia instalada de la central termosolar para una misma área de terreno. Aumentando la posibilidad de que la central sea más rentable.

En este mismo orden de ideas, se debe promover la investigación en sales, fluidos o cualquier otro método que haga más eficiente y económico el almacenamiento de energía en forma de calor, aumentando así la rentabilidad de las centrales termosolares.

Referencias

Agencia Andaluza de la Energía. (2011). *Tecnología termosolar*.

Ahmad Abd, E. y Mohmed Abd, E. (2014). *Assessment Of Integrating Solar Energy Technology With Combined Cycle Power Plants*. American University of Sharjah.

Banco Interamericano de Desarrollo. (2016). *Tasa de descuento social y Evaluación de Proyectos para América Latina y el Caribe*. Creative Commons IGO 3.0.

Bautista, M. O. (2015). *Diseño de una planta termosolar de 10MW con receptor central*.

BID Comisiones. (2022). *Banco Interamericano de Desarrollo*.

BID Interes. (2022). *Tasa de Interés y Cargos Financieros Histórico*.

BID. (2022). *Banco Interamericano de Desarrollo*. <https://www.iadb.org/es/acerca-del-bid/financiamiento-al-sector-publico/categoria-de-prestamos-de-inversion>

Cence, Centro Nacional de Control de Energía. (2021). *Informe Anual de Operación del Sistema Eléctrico Nacional 2021*.

https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007&fecha_inic=ante

Ciemat. (2016, 26 de julio). *Finaliza con éxito el proyecto HYSOL*.

<https://www.ciemat.es/cargarAplicacionNoticias.do?jsessionid=167AA3590A31C8182FE8088B0B279C0B?idArea=0&identificador=1132>

Enríquez, L. C. (2017). *Nueva Generación de Centrales Termosolares con Colectores Solares Lineales Acoplados a Ciclos Supercríticos de Potencia*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid.

Excel. (2022). *Microsoft*. Microsoft 365.

Fariña González, D. (2020). *Diseño preliminar de una planta solar termoeléctrica con tecnología de captadores cilindro-parabólicos ubicada en Tenerife*. Universidad de La Laguna. <http://riull.ull.es/xmlui/handle/915/20696>

Garrido, S. G. (2022, 20 de enero). *Santiago García*.
<http://www.santiagogarciagarrido.com/index.php/85-central-termosolar-de-concentrador-cilindro-parabolico#top>

Godoy, C. L. (2014). *Diseño de Receptro de Torre Central para Generación Directa de Vapor*. Universidad Politécnica Nacional.
http://oa.upm.es/32877/1/PFC_CARLOS_LOSADA_GODOY.pdf

González, J. (2018). *Evaluación financiera de generación eléctrica de 2MW a partir de biomasa forestal en Costa Rica*. Revista forestal mesoamericana KURÚ.

IMN. (2022). *Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica*.
<https://www.imn.ac.cr/estaciones-automaticas>

Instituto Costarricense de Electricidad ICE. (2021). *Alcance N.º 259 Gaceta N.º 244 del 20 de diciembre del 2021*.

Iqbal Soomro, M. y Mengal, A. (2019). Performance Improvement and Energy Cost Reduction under Diferent Scenarios for a Parabolic Trough Solar Power Plant in the Middle-East Region. *Processes*, 8-18.

Li, Y. y Yuan, J. (2014). A Study on solar multiple for an integrated solar combined cycle

system with direct steam generation. *Energy Procedia*, 1-4.

Malta Inc. (2020, 13 de noviembre). *Malta*. <https://www.maltainc.com/our-solution>

Ministerio de Planificación Nacional y Políticas Públicas. (2010). *Guía metodológica general para la identificación, formulación y evaluación de proyectos de inversión publica*.

Molina, P. S. (2020). *El complejo solar Cerro Dominador, en Chile, finaliza el hito de fusión de sales*. PV Magazine.

Monje Gómez, L. (Julio de 2016). *Estudio de sensibilidad de una central termosolar con captadores cilindro-parabólicos*. Universidad Carlos III de Madrid.
<http://hdl.handle.net/10016/27209>

Patiño Mantilla, V. y Venturini, O. (2016). *Technical-economic analysis of csp technology with parabolic trough solar collector using different fluids work and thermal storage system for the brazilian conditions*. Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering. Universidade Federal de Itajubá.

Revista Energía. (s. f.). *Revista Energía*. <https://www.revistaenergia.com/13212/>

Rivera Vicarra, G. C. (2018). *Diseño de una minicentral solar térmica de 200kva para electrificación rural aislada en el distrito de vitor*. Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica, Mecánica Eléctrica y Mecatrónica.

Rueda, G. E. (2020). *Evaluación experimental de los receptores de una planta termosolar de tecnología cilindro-parabólica. Impacto en la producción eléctrica de una*

planta comercial. Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla.

Ruiz, C. S. (2015). *Análisis termoeconómico de una central termosolar de torre con sales fundidas*. Sevilla: Universidad de Sevilla.

SAM. (2021). *NREL*. System Advisor Model.

Sánchez, I. L. (2015). *Estado del arte de tubos receptores para captadores cilindro-parabólicos*. comparación de modelos estáticos. Escuela Técnica Superior de Ingeniería.

Schott Solar. (s. f.). *Brochure Schott PTR 70*. Alemania.

Solargis. (2022). *Solargis*. <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download>

System Advisor Model (SAM) NREL. (2015, 30 de junio). *SAM's Help System*. *SAM's Help System*. <https://tim155-spring17-01.courses.soe.ucsc.edu/system/files/attachments/sam-help-2015-5-30.pdf>

System Advisor Model (SAM) NREL. (2022, 18 de enero). *System Advisor Model (SAM) NREL*. <https://sam.nrel.gov/about-sam.html>

TECPA. (2021, 11 de febrero). *La planta solar térmica más grande del mundo*. <https://www.tecpa.es/central-energia-termosolar-mas-grande/>

Torre, N. O. (2016). *Simulación y diseño del modelo de captación de energía en una planta termosolar con Solidworks*. Universidad Politécnica de Catalunya.

Vázquez, W. M. (2012). *Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca*.

<http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2420>

X Company. (s. f.). *X Company*. <https://x.company/projects/malta/>

Zumba, E. I. (2017). *Viabilidad de Generación Termo-Solar para la Central*

Termoeléctrica el Descanso. Universidad Politécnica Salesiana.

<http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15444>

Anexos

Anexo I. Características meteorológicas del terreno (Solargis, 2022)

Nombre del proyecto	Diriá													
Dirección	Calle Bolsón, Diriá, Provincia Guanacaste, Costa Rica													
Coordenadas geográficas	10.320083, -85.552111 (10°19'12", -085°33'08")													
Zona horaria	UTC-06, America/Costa_Rica [CST]													
Elevación del terreno	31 m													
Cobertura del terreno	Cropland, rainfed													
Densidad de población	85 inh./km²													
Azimut del terreno	355°													
Pendiente del terreno	4°													
Localización en el mapa	https://apps.solargis.com/prospect/map?c=10.320083,-85.552111,10&s=10.320083,-85.552111													
Radiación solar y parámetros meteorológicos														
MES	GHI	DNI	DIF	D2G	TEMP	WS								
	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²		°C	m/s								
Ene	182,7	209,2	50,3	0,275	27,3	4,1								
Feb	186,2	210,4	43,6	0,234	27,8	4,3								
Mar	220,7	229,9	54,1	0,245	28,5	3,9								
Abr	201,7	181,4	64,6	0,320	29,1	2,8								
May	174,0	131,7	73,8	0,424	28,0	1,8								
Jun	163,7	120,9	72,2	0,441	27,1	1,6								
Jul	172,9	126,6	76,9	0,445	27,1	1,9								
Ago	173,6	126,4	75,7	0,436	27,0	1,6								
Sep	158,9	115,7	69,5	0,437	26,5	1,3								
Oct	149,8	113,8	67,7	0,452	26,2	1,4								
Nov	150,2	140,3	58,9	0,392	26,3	2,1								
Dic	165,2	181,5	53,2	0,322	26,9	3,2								
Anual	2099,6	1887,7	760,6	0,362	27,3	2,5								
Díaria	5,75	5,17	2,08	0,362	27,3	2,5								
Irradiación global horizontal - promedios horarios [Wh/m²]														
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
0 - 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1 - 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 - 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 - 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 - 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 - 6	1	1	3	12	20	19	13	9	11	11	6	2		
6 - 7	61	70	113	154	156	146	134	129	134	132	121	84		
7 - 8	263	289	349	380	345	325	316	323	326	312	312	281		
8 - 9	475	520	588	598	534	502	495	522	518	490	492	477		
9 - 10	658	720	792	785	683	649	649	681	675	628	633	635		
10 - 11	788	868	935	912	766	734	744	778	773	708	714	735		
11 - 12	848	945	994	951	788	757	777	811	794	709	723	773		
12 - 13	829	933	973	896	769	767	781	768	727	638	671	737		
13 - 14	743	843	870	778	628	647	656	637	578	519	568	646		
14 - 15	603	684	705	610	455	441	478	466	397	372	420	506		
15 - 16	408	477	489	406	288	278	316	290	233	219	254	318		
16 - 17	194	250	256	201	145	147	165	145	111	86	92	129		
17 - 18	24	49	53	40	34	44	51	40	20	6	3	6		
18 - 19	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0		
19 - 20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
20 - 21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
21 - 22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
22 - 23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
23 - 24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Suma	5895	6649	7120	6724	5613	5456	5577	5600	5295	4831	5007	5329		

Irradiación directa normal - promedios horarios [Wh/m²]													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
0 - 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1 - 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 - 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 - 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 - 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 - 6	0	0	0	21	42	39	21	11	13	15	13	0	
6 - 7	183	208	307	299	235	222	209	209	209	220	267	221	
7 - 8	507	548	561	488	363	334	334	347	340	329	425	487	
8 - 9	632	680	693	598	464	425	423	456	438	417	506	592	
9 - 10	711	766	777	680	515	484	483	514	502	472	543	648	
10 - 11	757	823	824	726	523	497	500	534	529	480	551	673	
11 - 12	770	847	830	709	509	486	492	521	515	457	538	676	
12 - 13	755	837	813	662	500	505	504	484	452	394	508	643	
13 - 14	720	804	761	588	401	412	411	383	349	337	456	603	
14 - 15	671	730	686	506	300	277	301	283	243	263	386	556	
15 - 16	573	628	584	407	211	185	215	182	150	178	306	457	
16 - 17	412	485	437	281	138	116	133	108	90	103	176	298	
17 - 18	56	157	144	84	44	49	59	45	25	6	0	0	
18 - 19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
19 - 20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20 - 21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
21 - 22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
22 - 23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
23 - 24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Suma	6747	7514	7416	6048	4247	4030	4085	4077	3856	3670	4676	5855	
Temperatura del aire - promedios horarios [°C]													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
0 - 1	25,0	25,3	25,9	26,8	26,2	25,5	25,4	25,3	25,0	24,8	24,6	24,8	
1 - 2	24,7	25,0	25,6	26,4	26,0	25,3	25,2	25,2	24,9	24,6	24,4	24,6	
2 - 3	24,4	24,7	25,2	26,0	25,8	25,1	25,0	25,0	24,7	24,5	24,2	24,3	
3 - 4	24,1	24,4	24,8	25,7	25,6	25,0	24,9	24,9	24,6	24,4	24,0	24,1	
4 - 5	24,0	24,2	24,7	25,6	25,6	25,1	24,9	24,9	24,6	24,4	24,1	24,0	
5 - 6	24,0	24,2	24,6	25,6	25,7	25,2	25,0	25,0	24,7	24,5	24,1	24,0	
6 - 7	24,3	24,4	25,0	26,0	26,1	25,6	25,4	25,3	25,0	24,8	24,5	24,3	
7 - 8	25,2	25,4	26,2	27,3	27,0	26,3	26,2	26,1	25,8	25,6	25,4	25,3	
8 - 9	26,9	27,4	28,1	29,1	28,4	27,4	27,3	27,3	27,0	26,7	26,7	26,9	
9 - 10	28,7	29,3	30,1	30,8	29,7	28,5	28,4	28,4	28,1	27,8	27,9	28,3	
10 - 11	29,8	30,5	31,3	32,0	30,5	29,1	29,2	29,2	28,7	28,3	28,6	29,3	
11 - 12	30,9	31,6	32,4	33,0	31,2	29,7	29,9	29,8	29,2	28,8	29,1	30,1	
12 - 13	31,4	32,1	33,0	33,5	31,5	30,0	30,2	30,2	29,5	29,0	29,4	30,5	
13 - 14	31,6	32,4	33,2	33,5	31,4	29,9	30,2	30,1	29,3	28,8	29,4	30,6	
14 - 15	31,5	32,3	33,0	33,1	30,8	29,4	29,7	29,6	28,6	28,2	29,1	30,5	
15 - 16	30,8	31,6	32,3	32,2	29,9	28,6	28,9	28,6	27,7	27,5	28,3	29,7	
16 - 17	29,6	30,4	31,0	31,1	29,1	27,8	28,1	27,8	26,9	26,8	27,5	28,8	
17 - 18	28,8	29,6	30,2	30,5	28,7	27,5	27,8	27,5	26,6	26,5	27,1	28,2	
18 - 19	28,1	28,8	29,5	30,0	28,4	27,3	27,5	27,2	26,4	26,2	26,7	27,5	
19 - 20	27,5	28,1	28,7	29,3	27,9	26,9	27,1	26,9	26,2	26,0	26,3	26,9	
20 - 21	26,7	27,2	27,9	28,6	27,4	26,5	26,6	26,5	25,9	25,7	25,8	26,3	
21 - 22	26,0	26,4	27,1	27,9	26,9	26,1	26,1	26,0	25,5	25,3	25,3	25,7	
22 - 23	25,6	26,0	26,7	27,5	26,7	25,9	25,9	25,8	25,3	25,1	25,1	25,4	
23 - 24	25,2	25,6	26,3	27,1	26,5	25,7	25,6	25,5	25,1	24,9	24,8	25,0	
Suma	27,3	27,8	28,5	29,1	28,0	27,1	27,1	27,0	26,5	26,2	26,3	26,9	

Anexo II. Características meteorológicas del terreno (IMN, 2022)

INSTITUTO METEOROLOGICO NACIONAL
DEPARTAMENTO DE INFORMACION
PROMEDIOS MENSUALES DE DATOS CLIMATICOS
(estaciones automáticas)

ESTACION : 74 53 SANTA CRUZ			Latitud: 10 ° 17 ' N Longitud: 85 ° 35 ' O Altitud. 40 m.s.n.m													
Elementos	Períodos		Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.	Total
LLUVIA	1995	2019	3.1	2.4	5.5	45.4	224.6	205.2	144.8	193.5	313.8	410.1	119.0	10.7	139.8	1678.0
TEM.MAX.	1995	2019	33.0	34.0	35.1	35.8	33.9	32.5	32.4	32.7	32.1	31.3	31.6	32.1	33.0	
TEM.MIN.	1995	2019	22.5	23.3	23.9	24.0	23.6	23.2	23.0	22.8	22.6	22.6	22.3	22.2	23.0	
TEM.MED.	1995	2019	27.7	28.7	29.5	29.9	28.7	27.8	27.7	27.7	27.4	26.9	26.9	27.2	28.0	
HUMEDAD	1995	2019	62.3	57.6	56.1	61.7	77.3	83.6	79.7	82.9	87.1	87.5	80.3	70.5	73.9	
VIENTO VEL.	1995	2019	12.5	12.9	12.6	9.9	6.4	5.2	6.6	5.4	4.3	4.4	6.3	9.5	8.0	
RADIACION	1995	2019	20.2	23.0	21.7	22.0	18.4	17.4	17.4	16.9	17.1	16.0	16.3	17.2	18.6	
VIENTO DIR. PREDOMINANTE			2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	2	2		
Promedio días con lluvia >= 0.1 mm.			1	1	2	6	17	20	16	19	24	24	12	3	148	Total

Lluvia en milímetros: 1mm = 1 litro de agua por m². Radiación Solar global en Megajulios(MJ/m²)
Temperatura en Grados Celsius (°C). Evaporación en mm. Viento en km/h. Humedad Relativa en Porcentaje (%).
VIENTO DIR PREDOM : 1 Norte, 2 Noreste , 3 Este, 4 Sureste, 5 Sur, 6 Suroeste, 7 Oeste, 8 Noreste, 9 Variable
Brillo Solar en horas y décimas de horas. Presión hPa.

Anexo III. Datos técnicos tipo de colector

Euro Trough ET150 (SAM, 2021).

Solar Collector Assembly (SCA) Library

Filter: Name

Name	SCA Length	Aperture	Aperture Area	Focal Len	IAM Coefficient F0	IAM Coefficient F1	AM C	^
EuroTrough ET150	150	5.75	817.5	2.1	1	0.0506	-0.176	
Luz LS-2	50	5	235	1.8	1	0.0506	-0.176	
Luz LS-3	100	5.75	545	2.1	1	0.0506	-0.176	
Solargenix SGX-1	100	5	470.3	1.8	1	0.0506	-0.176	
AlbianaTrough AT150 (Manufacturer Specifications)	150	5.774	817.5	1.71	1	0.0506	-0.176	
Siemens SunField 6	95.2	5.776	545	2.17	1	-0.0753	-0.036	▼

< >

Solar Collector Assembly (SCA) Properties

Use library values ☒

SCA Length	150 m	Tracking Error and Twist	0.99
SCA Aperture	5.75 m	Geometric Accuracy	0.98
SCA Aperture Reflective Area	817.5 m ²	Mirror Reflectance	0.935
Average Focal Length	2.1 m	Mirror Cleanliness Factor (avg)	0.97
Incidence Angle Modifier Coef. F0	1	Dust on Envelope (avg)	0.98
Incidence Angle Modifier Coef. F1	0.0506	Concentrator Factor	1
Incidence Angle Modifier Coef. F2	-0.1763	Solar Field Availability	0.99

Luz LS-3. (SAM, 2021).

Solar Collector Assembly (SCA) Library

Filter: Name

Name	SCA Length	Aperture	Aperture Area	Focal Len	IAM Coefficient F0	IAM Coefficient F1	AM C	^
EuroTrough ET150	150	5.75	817.5	2.1	1	0.0506	-0.176	
Luz LS-2	50	5	235	1.8	1	0.0506	-0.176	
Luz LS-3	100	5.75	545	2.1	1	0.0506	-0.176	
Solargenix SGX-1	100	5	470.3	1.8	1	0.0506	-0.176	
AlbianaTrough AT150 (Manufacturer Specifications)	150	5.774	817.5	1.71	1	0.0506	-0.176	
Siemens SunField 6	95.2	5.776	545	2.17	1	-0.0753	-0.036	▼

< >

Solar Collector Assembly (SCA) Properties

Use library values ☒

SCA Length	100 m	Tracking Error and Twist	0.99
SCA Aperture	5.75 m	Geometric Accuracy	0.98
SCA Aperture Reflective Area	545 m ²	Mirror Reflectance	0.935
Average Focal Length	2.1 m	Mirror Cleanliness Factor (avg)	0.97
Incidence Angle Modifier Coef. F0	1	Dust on Envelope (avg)	0.98
Incidence Angle Modifier Coef. F1	0.0506	Concentrator Factor	1
Incidence Angle Modifier Coef. F2	-0.1763	Solar Field Availability	0.99

Anexo IV. Resultados simulación de comparación de los tipos de HTF

Tipo HTF	Hrs	Generación	Inversión
HITEC XL	0	4038,15 MWh	\$ 5 422 626,00
Therminol VP-1	0	4038,15 MWh	\$ 5 422 626,00
HITEC XL	6	4175,71 MWh	\$ 7 375 902,00
Therminol VP-1	6	4175,71 MWh	\$ 7 375 902,00

Anexo V. Resultado simulación de comparación de los tipos de colector

Tipo de colector	Hrs	Generación	Inversión
EURO TROUGH ET150	0	4038,15 MWh	\$ 5 422 626,00
Luz LS-3	0	4038,11 MWh	\$ 5 422 624,00
EURO TROUGH ET150	6	4175,71 MWh	\$ 7 375 902,00
Luz LS-3	6	4169,09 MWh	\$ 7 375 890,00

Anexo VI. Resultado simulación de comparación horas de almacenamiento

Hrs	Generación	Inversión
12	4175,71 MWh	\$ 9 328 994,00
18	4175,71 MWh	\$ 11 282 085,00
24	4175,71 MWh	\$ 13 235 176,00

Anexo VII. Cálculo de ahorro por energía

Hora	Periodo	kW_{Gen}	$Costo_{Energia}$	$Ahorro_{\text{¢}}$	$Ahorro_{\$}$
1/1/2022 00:00	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 00:30	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 01:00	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 01:30	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 02:00	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 02:30	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 03:00	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 03:30	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 04:00	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 04:30	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 05:00	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 05:30	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 06:00	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 06:30	Valle	-7,22 kWh	¢ 37,79	-¢ 272,68	\$ -0,43
1/1/2022 07:00	Valle	-7,22 kWh	¢ 37,79	-¢ 272,68	\$ -0,43
1/1/2022 07:30	Valle	-7,22 kWh	¢ 37,79	-¢ 272,68	\$ -0,43
1/1/2022 08:00	Valle	799,07 kWh	¢ 37,79	¢ 30 196,67	\$ 47,18
1/1/2022 08:30	Valle	799,07 kWh	¢ 37,79	¢ 30 196,67	\$ 47,18
1/1/2022 09:00	Valle	1042,95 kWh	¢ 37,79	¢ 39 413,08	\$ 61,58
1/1/2022 09:30	Valle	1042,95 kWh	¢ 37,79	¢ 39 413,08	\$ 61,58
1/1/2022 10:00	Valle	1042,22 kWh	¢ 37,79	¢ 39 385,49	\$ 61,54
1/1/2022 10:30	Punta	1042,22 kWh	¢ 46,13	¢ 48 077,61	\$ 75,12
1/1/2022 11:00	Punta	1041,98 kWh	¢ 46,13	¢ 48 066,54	\$ 75,10
1/1/2022 11:30	Punta	1041,98 kWh	¢ 46,13	¢ 48 066,54	\$ 75,10
1/1/2022 12:00	Punta	1042,42 kWh	¢ 46,13	¢ 48 086,60	\$ 75,14
1/1/2022 12:30	Punta	1042,42 kWh	¢ 46,13	¢ 48 086,60	\$ 75,14
1/1/2022 13:00	Valle	1043,50 kWh	¢ 37,79	¢ 39 433,68	\$ 61,62
1/1/2022 13:30	Valle	1043,50 kWh	¢ 37,79	¢ 39 433,68	\$ 61,62
1/1/2022 14:00	Valle	1045,16 kWh	¢ 37,79	¢ 39 496,41	\$ 61,71
1/1/2022 14:30	Valle	1045,16 kWh	¢ 37,79	¢ 39 496,41	\$ 61,71
1/1/2022 15:00	Valle	944,04 kWh	¢ 37,79	¢ 35 675,08	\$ 55,74
1/1/2022 15:30	Valle	944,04 kWh	¢ 37,79	¢ 35 675,08	\$ 55,74
1/1/2022 16:00	Valle	329,74 kWh	¢ 37,79	¢ 12 461,01	\$ 19,47
1/1/2022 16:30	Valle	329,74 kWh	¢ 37,79	¢ 12 461,01	\$ 19,47
1/1/2022 17:00	Valle	-7,22 kWh	¢ 37,79	-¢ 272,68	\$ -0,43
1/1/2022 17:30	Punta	-7,22 kWh	¢ 46,13	-¢ 332,86	\$ -0,52
1/1/2022 18:00	Punta	-7,22 kWh	¢ 46,13	-¢ 332,86	\$ -0,52
1/1/2022 18:30	Punta	-7,22 kWh	¢ 46,13	-¢ 332,86	\$ -0,52
1/1/2022 19:00	Punta	-7,22 kWh	¢ 46,13	-¢ 332,86	\$ -0,52
1/1/2022 19:30	Punta	-7,22 kWh	¢ 46,13	-¢ 332,86	\$ -0,52
1/1/2022 20:00	Punta	-7,22 kWh	¢ 46,13	-¢ 332,86	\$ -0,52
1/1/2022 20:30	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 21:00	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 21:30	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 22:00	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 22:30	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 23:00	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36
1/1/2022 23:30	Nocturno	-7,22 kWh	¢ 32,32	-¢ 233,21	\$ -0,36

Anexo VIII. Ficha Técnica HTF Hitec XL (Fariña González, 2020)



Product Information

Coastal Chemical Hitec[®] solar nitrate salt is composed of high purity Sodium nitrate and Potassium nitrate salts. This composition provides thermal performance identical to the eutectic mixture, but at a lower cost.

Coastal Chemical Hitec[®] solar salt, when used as a heat transfer and heat storage medium, has been shown to be effective, both from an economic and performance standpoint.

The major performance advantage of Coastal Chemical Hitec[®] solar salt is its ability to store large amounts of heat in a small volume. This is shown by the heat density of 43 BTU/ft³ °F. This heat density is about 2.7 times greater than most liquid metal fluids (~16 BTU/ft³ °F). It is also chemically stable up to 1100 °F.

Product specifications are shown in Table 1. Physical property data are given in Table 2.

Charging

Charging of a solar salt unit can be accomplished by taking the dry salt and melting it in a tank heated electrically or by steam, oil, or gas. The melter has the capability to melt and to bring the melt temperature up to 550 °F, and then to pump the molten salt to the heat-traced and insulated cold storage tank.

Toxicological Properties

The acute oral LD₅₀ for Coastal Chemical Hitec[®] solar salt is 4g/kg. Coastal Chemical Hitec[®] solar salt is considered toxic from this route of exposure according to criteria established by the Federal Hazardous Substances Act. No information is available on the toxicity from dermal or inhalation exposure but, in all probability, it would not be considered toxic from either of these routes of exposure. Coastal Chemical Hitec[®] solar salt will not present a hazard to health when used according to normal industrial handling practices.

Table 1 – Specifications

Component	Minimum, %	Maximum, %
NaNO ₃	59	61
KNO ₃	39	41
NaCl		0.30
Na ₂ SO ₄		0.30
CaO		0.03
MgO		0.03
SiO ₂		0.02
Al ₂ O ₃		0.025
Fe ₂ O ₃		0.025
Insolubles		0.06
Na ₂ CO ₃		0.15

Table 2 – Physical Properties

Solid	
Bulk Density (lb/ft ³)	70-80
Melting Point (°F)	431
(°C)	222
Specific Heat (BTU/lb °F)	0.29
Latent Heat of Fusion (BTU/lb)	57
Energy Required to Melt and Bring Melt to 550 °F (BTU/lb)	206
Liquid	
Specific Heat, average (BTU/lb °F)	0.37
Density (lb/ft ³)	112
Viscosity (cp)	2.1
Thermal Conductivity (BTU/hr ft, °F)	0.31
Heat Transfer Coefficient (BTU/hr ft ² , °F)	1164
Energy Density (BTU/ft ³ °F)	43

Personal Protection

Use with adequate ventilation. Wear goggles, coveralls, impervious gloves, and boots.

Handling and Storage

Coastal Chemical Hitec[®] solar salt flows easily if kept dry. This can be accomplished by storing packaged salt in a warehouse. Similarly, bulk quantities can be stored in bins provided in bulk warehouses or outside if covered by tarpaulins or air buildings.

Storage inventories can be retrieved by standard mechanical bulk handling equipment, and transported to the charging facilities.

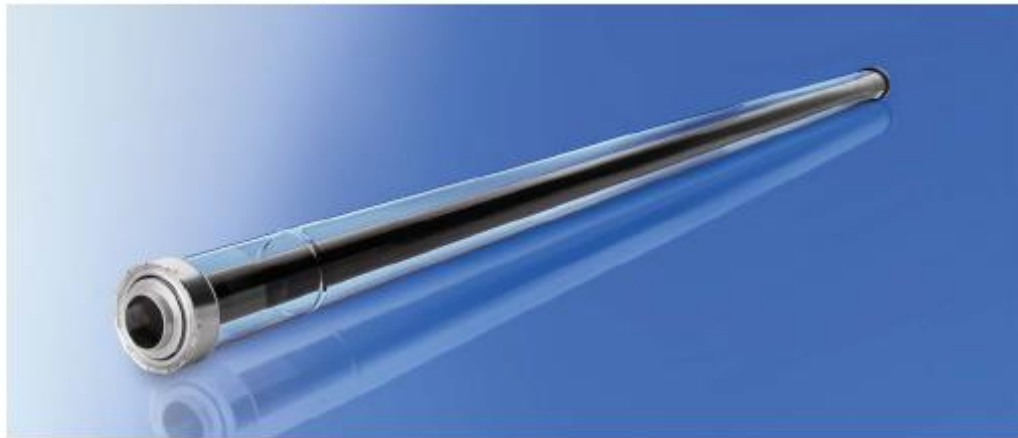
Anexo IX. Ficha técnica tubo receptor Schott PTR70 Receivers (Fariña González, 2020)

SCHOTT PTR®70 Receivers

Designed for maximum profitability of the power plant

SCHOTT Solar CSP introduces the 4th generation of receivers, which benefits from the experience of more than 1 Million receivers installed in over 50 CSP projects worldwide. The new generation SCHOTT PTR®70 again sets the benchmark in product performance and provides superior product durability and lifetime.

The SCHOTT PTR®70 is designed for usage in state-of-the-art power plants operating with oil-based heat transfer fluids at temperatures up to 400°C.



Stable performance

The optical properties of the absorber coating are crucial for the performance of the collector field. SCHOTT Solar CSP has developed and patented the absorber coating with remarkable optical and thermal values for a long-term performance stability.

Higher efficiency through low heat loss

A new receiver end design includes an innovative internal heat shield that minimizes heat losses and improves the efficiency of the receiver.

Improved handling and robustness

The 4th generation receiver is significantly lighter and is equipped with a protection cap at the receiver ends. It prevents mechanical impact to sensitive parts during mounting, installation and operation, thus improving project execution.

Validated best-in-class performance

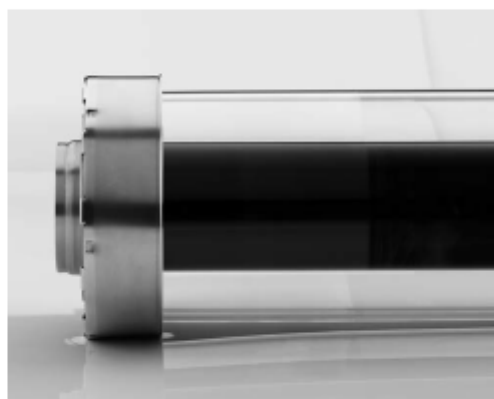
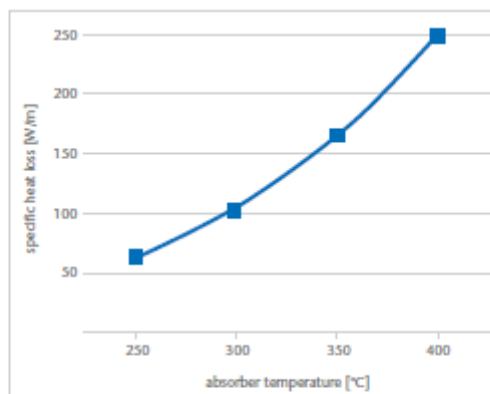
According to measurements at DLR (German Aerospace Centre) Quarz, the SCHOTT 4th generation receiver shows an optical performance 6% above the industry standard.

Heat loss measurements carried out in a round robin test performed by SCHOTT Solar CSP in cooperation with NREL (US National Renewable Energy Laboratory) and DLR confirmed a heat loss of less than 250 W/m at working temperatures (400 °C).

Technical specification

Components	Specification
Dimension	- length: 4060 mm at 20 °C ambient temperature (159.8 Inches at 68 °F) - aperture length: > 96.7% of the bulk length at 350 °C / 662 °F working temperature
Absorber	- outer diameter: 70 mm / 2.75 Inches - steel-type: DIN 1.4541 or similar - solar absorptance: $\alpha_{\text{so}} \geq 95.5\%$ $\alpha_{\text{ext}} \geq 96\%$ - thermal emittance: $\epsilon \leq 9.5\%$
Glass envelope	- Borosilicate glass - outer diameter: 125 mm / 4.9 Inches - antireflective coating - solar transmittance: $\tau \geq 97\%$
Thermal losses	- In conjunction with SCHOTT Solar CSP patented shields < 250 W/m (@ 400 °C) < 165 W/m (@ 350 °C) < 110 W/m (@ 300 °C) < 70 W/m (@ 250 °C)
Vacuum	residual gas pressure: $\leq 10^{-3}$ mbar
Heat transfer fluid	non-corrosive thermal oil with an effective partial pressure of dissolved Hydrogen of $p_{\text{H}_2} < 30$ Pa
Operating pressure	≤ 41 bar (absolute)

Thermal losses



SCHOTT Solar CSP GmbH
 Hattenbergstrasse 10
 55122 Mainz
 Germany
 Phone +49 (0)6131/66-14158
 Fax +49 (0)3641/2888-9192
 csp@schottsolar.com
 www.schott.com/csp

SCHOTT
solar

Anexo X. Carta de Autorización para uso y manejo de los trabajos finales de graduación Universidad Técnica Nacional (Trabajo Colectivo)

**CARTA DE AUTORIZACIÓN PARA USO Y MANEJO DE LOS TRABAJOS
FINALES DE GRADUACIÓN UNIVERSIDAD TÉCNICA NACIONAL
(Trabajo colectivo)**

Señores/as
Vicerrectoría de Investigación
Sistema Integrado de Bibliotecas y Recursos Digitales

Estimados señores:

Nombre completo de sustentantes	Número de identificación
Luis Alonso Ruiz Leal	503840294
Jesús Augusto Molina Matute	140037005

Nosotros en calidad de autores del trabajo de graduación titulado:

Estudio de factibilidad técnica y viabilidad económica sobre la
implementación de una central termosolar en Guanacaste Costa Rica

El cual se presenta bajo la modalidad de, marque una opción:

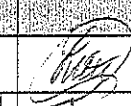
- ☐ Seminario de Graduación
☐ Proyecto de Graduación
☒ Tesis de Graduación

Presentado en la fecha Día/Mes/Año autorizamos a la Universidad Técnica Nacional, Sede El Pacífico, para que nuestro trabajo pueda ser manejado de la siguiente manera:

Autorizamos Ver CAPÍTULO V, DISPOSICIONES, FINALES. Artículo 43. RTFG.	
Marque con una X o un ✓	
Conservación de ejemplares para préstamo y consulta física en biblioteca	X
Inclusión en el catálogo digital del SIBIREDI (Cita catalográfica)	X
Comunicación y divulgación a través del Repositorio Institucional	X
Divulgación del resumen en el Repositorio UTN con una cantidad de 200 a 500 palabras.	X
Consulta electrónica con texto protegido	X
Descarga electrónica del documento en texto completo protegido	X
Inclusión en bases de datos y sitios web que se encuentren en convenio con la Universidad Técnica Nacional contando con las mismas condiciones y limitaciones aquí establecidas.	X

Por otra parte, declaramos que el trabajo que aquí presentamos es de plena autoría, es un esfuerzo realizado de forma conjunta, académica e intelectual con plenos elementos de originalidad y creatividad. Garantizamos que no contiene citas, ni transcripciones de forma indebida que puedan devenir en plagio, pues se ha utilizado la normativa vigente de la American Psychological Association (APA). Las citas y transcripciones utilizadas se realizan en el marco de respeto a las obras de terceros. La responsabilidad directa en el diseño y presentación son de competencia exclusiva, por tanto, eximo de toda responsabilidad a la Universidad Técnica Nacional. Conscientes de que las autorizaciones no reprimen nuestros derechos patrimoniales como autores del trabajo. Confiamos en que la Universidad Técnica Nacional respete y haga respetar nuestros derechos de propiedad intelectual.

Día: 20 de mayo de 2022

Nombre del estudiante	Cédula	Firma
Luis Alonso Ruiz Leal	503840294	
Jesús Molina Matute	140037005	