

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE NICARAGUA, LEÓN**  
**FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍA**  
**MAESTRÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE 1ra. Ed.**



UNIVERSIDAD COMPLUTENSE  
MADRID



**TITULO:**  
**PROPUESTA DE PLANTA TERMoeLECTRICA DE CICLO**  
**ORGANICO RANKINE CON TRES FUENTES DE ENERGÍA: SOLAR,**  
**BIOMASA Y GEOTERMIA PARA LA ZONA DEL VALLE DE SAN**  
**VICENTE.**

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE MÁSTER EN ENERGÍAS**  
**RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE**

**AUTOR:**  
**ING. CALEB ANIBAL NÁJERA CALDERÓN**

**TUTOR:**  
**MSc. ALVARO RENE FLAMENCO RAMOS**

**SAN SALVADOR, MARZO 2014**

## AGRADECIMIENTOS

¡Las primicias sean dadas al Cordero! en primer lugar mi agradecimiento es para Dios Todopoderoso, el Altísimo, el Anciano de días y el que nunca pasará, ya que todas las cosas en el mundo por Él fueron creadas y subsisten en Jesucristo, autor y consumidor de mi Fe (Hebreos 12:2). La Gloria y la Honra sean para el único que las merece, así que la culminación de este proceso es gracias a que Dios ha estado a mi lado pues sin Él nada de esto hubiera sido posible. ¡Alabado seas Dios por los siglos de los siglos!

A mis Padres, Lilian Margarita Calderón de Nájera y Cruz Aníbal Nájera Montoya. No tengo palabras para agradecer su apoyo incondicional en cada área de mi vida. Gracias mis amados padres por cada una de sus palabras, de sus consejos, de sus abrazos y sobre todo por enseñarme cuán importante es hacer siempre con excelencia cada una de las cosas aun cuando parezcan difíciles. Por esto y más, la culminación de este proceso es también de ustedes.

A mi hermanita Raquelita (Q.D.D.G), porque te has convertido en una fuente de inspiración, ya que al estudiar lo hago por ambos y anhelo el día en que al reunimos en la eternidad pueda decirte frente a frente “Misión Cumplida”.

A Eunice por todo tu amor y palabras de ánimo durante este proceso que finalmente culmina, gracias por ser parte de mi vida, recordando siempre que mejores son dos que uno y cordón de tres dobleces no se rompe pronto...TAMM.

A mi familia porque siempre han estado presentes brindándome su apoyo, en múltiples formas. Muchas gracias a cada uno de ustedes miembros de mi gran familia.

A mis amigos, especialmente al equipo de trabajo de la Unidad Ambiental de LaGeo S.A. de C.V. por sus palabras de ánimo y consejos en el desarrollo del presente trabajo final de maestría. De igual forma estos agradecimientos son para mis compañeros de la maestría con quienes las largas horas de clases se volvieron especiales. Y en general a todas aquellas personas que de una u otra forma me han regalado su amistad, así como su apoyo en el momento oportuno, y si escribiese sus nombres no me alcanzarían estas páginas.

Un “gracias” que debe ser escrito en mayúsculas es para Álvaro Flamenco, tutor de esta tesis de maestría, porque de manera comprometida, sin importar el tiempo o el cansancio, me dio la orientación, ayuda y apoyo oportuno para realizar este trabajo. ¡Infinitas gracias!

Y finalmente, aprovecho para agradecer a cada uno de los docentes que, dando su mejor esfuerzo, me han transmitido un poco de su tremendo conocimiento durante sus cátedras.

## RESUMEN

La crisis energética mundial exige que la gran mayoría de los países modifiquen o diversifiquen su matriz energética. Esto se hace principalmente mediante la reducción del consumo de combustibles fósiles y la apertura a tecnologías que utilizan energías renovables como fuentes de energía autóctonas. Durante los 70`s y la crisis mundial de este siglo, El Salvador comenzó a evaluar la posibilidad de añadir a su matriz energética recursos como: la irradiancia solar, el recurso hídrico a través de pequeñas centrales hidráulicas, eólico y biomasa que son considerados como energías renovables. Actualmente la matriz energética salvadoreña se compone principalmente de las importaciones de petróleo, las grandes centrales hidroeléctricas del Río Lempa y recursos geotérmicos de alta entalpía.

Como aporte a lo anterior, este documento presenta la propuesta del diseño conceptual de una planta de generación eléctrica cuya potencia nominal corresponde a 10 MW, para la cual se estudia la posibilidad de aprovechar (hibridar) tres fuentes de energía que son la geotermia de baja entalpía, solar térmica y biomasa de tipo forestal con un ciclo orgánico Rankine convencional donde el Isopentano será el fluido de trabajo.

Para el desarrollo de la propuesta se estima el potencial de cada uno de los recursos energéticos para la zona del Valle de San Vicente, proponiendo para la potencia nominal antes mencionada un aporte por tecnología como sigue: del agua geotérmica de separación un 67%, solar térmica un 28% y el 5% de la potencia considerada será obtenida de la biomasa.

Un análisis ambiental de este tipo de proyecto no se ha desarrollado en El Salvador hasta la fecha, por lo que la sistematización del proceso de evaluación ambiental no se posee. Es por ello que se desarrolla una propuesta de categorización determinando que tecnología de las que se pretende utilizar es menos amigable con el Medio Ambiente y con base a dicha tecnología se categoriza el proyecto propuesto. Para este caso resulta que el aprovechamiento de la biomasa de tipo forestal será el parámetro para obtener permiso ambiental ante el Ministerio de Medio Ambiente, requiriendo de la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental para la ejecución de la planta híbrida en la zona del Valle de San Vicente.

Según análisis económico preliminar, la presente propuesta resulta viable pues se obtiene un Valor Actual Neto de US\$11,289,192.17 ( $VAN > 0$ ) y una Tasa Interna de Retorno de 21.7% ( $TIR > 15\%$ ), así como también un período de retorno de la inversión de 5 años.

## ABSTRACT

Global energy crisis demands many countries to change or diversify their energy matrix. This is done mainly by reducing fossil consumption and opening up to technologies that use renewable energy as indigenous energy resources. During the 70`s and this century`s worldwide crisis, El Salvador began to assess solar, small hydro, wind and biomass renewable energies to add them to its energy matrix, which is composed mainly of imported oil, large hydro from Lempa River and high enthalpy geothermal resources.

As an effort in order to make changes in Salvadorian energy matrix, a conceptual design of a 10 MW power plant, where energy comes from hybridization of geothermal water, solar irradiation and biomass heat sources (3HS), is proposed to generate electricity by a conventional organic Rankine cycle (ORC) with isopentane as a working fluid. The power plant performance is preliminarily assessed by integrating the amount of these renewable energies available in the northern boundary of the San Vicente geothermal field.

This proposal is based in the potential of each energy resource located in the San Vicente Valley; according to the power plant potential (10MW) the contribution proposed by technology is as follows: geothermal water 67%, solar energy 28% and 5% of the power will be considered from biomass.

This kind of Project has not been developed yet in El Salvador, so that the systematization of the environmental assessment process is not available from the Environment Ministry requirements. That is why a categorization process is proposed by determining which technology is less friendly to the environment and based on this technology categorizes the proposed project. In this case it appears that the use of forest biomass will be the parameter for getting the environmental permit from the Ministry of Environment, requiring the preparation of an Environmental Impact Study for the execution of the hybrid plant in the San Vicente Valley.

This proposal is economically viable, because a Net Present Value of U.S. \$ 11,289,192.17 (NPV > 0) and an Internal Rate of Return of 21.7% (IRR > 15%) is obtained from the preliminary economical assessment.

# ÍNDICE

1	ANTECEDENTES.....	1
2	JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
3	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
4	OBJETIVOS.....	6
4.1	General.....	6
4.2	Específicos .....	6
5	MARCO REFERENCIAL.....	6
5.1	Generalidades sobre Geotermia.....	6
5.2	Generalidades sobre Energía Solar Térmica.....	12
5.2.1	Definiciones básicas .....	13
5.2.2	Colector cilíndrico parabólico (CCP).....	14
5.2.3	Sistemas de receptor central .....	15
5.2.4	Distribución solar en El Salvador .....	17
5.3	Generalidades sobre Biomasa .....	19
5.4	Hipótesis de trabajo.....	21
5.5	Metodología .....	22
6	ESTIMACIÓN DEL RECURSO DISPONIBLE .....	22
6.1	Estimación del recurso geotérmico disponible en la zona de interés.....	23
6.1.1	Descripción del método volumétrico y simulación Monte Carlo .....	23
6.1.2	Variables para el cálculo volumétrico y simulación Monte Carlo para el Campo Geotérmico San Vicente.....	25
6.1.3	Resultados de simulación Monte Carlo .....	30
6.2	Estimación del recurso solar térmico disponible .....	32
6.3	Estimación del recurso de biomasa disponible .....	33
7	PROPUESTA PRELIMINAR DE PLANTA HIBRIDA.....	35
7.1	Estimación del flujo de agua geotérmica de separación disponible.....	36
7.2	Dimensionamiento del campo solar.....	36
7.2.1	Parámetros generales de ubicación del campo solar propuesto .....	37

7.2.2	Configuración del campo solar propuesto .....	38
7.2.3	Variables que definen el campo solar propuesto .....	40
7.2.4	Metodología de dimensionamiento del campo solar .....	41
7.3	Cálculo de superficie requerida para suministro de biomasa.....	43
7.4	Integración de las tres fuentes de energía térmica y ciclo ORC .....	44
7.5	Consideraciones adicionales .....	53
8	ASPECTOS AMBIENTALES .....	53
8.1	Propuesta de categorización para planta con hibridación energética a partir de tres fuentes de energías renovables, Geotermia, Solar Térmica y Biomasa.....	58
8.2	Propuesta de términos de referencia tipo para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de la planta con hibridación energética a partir de tres fuentes de energías renovables, Geotermia, Solar Térmica y Biomasa.....	66
8.2.1	Descripción, caracterización y cuantificación del Medio Ambiente actual.....	66
8.2.2	Descripción del proyecto y alternativas .....	71
9	EVALUACION ECONOMICA PRELIMINAR .....	73
9.1	Determinación del flujo de caja del proyecto .....	73
9.1.1	Cálculo de la TMAR.....	73
9.1.2	Estimación preliminar de los costos de la planta híbrida propuesta .....	74
9.1.3	Flujo de caja del proyecto.....	75
9.2	Análisis de sensibilidad.....	76
10	CONCLUSIONES .....	80
11	RECOMENDACIONES.....	82
12	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	83

## **ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 1	Crecimiento porcentual anual de la demanda energética histórico y proyectado .....	1
Figura 2	Generación de energía por tipo de Recurso.....	2
Figura 3	Comparación de capacidades instaladas por fuente energética .....	2
Figura 4	Estructura interna de la Tierra .....	7
Figura 5	Esquema básico de un sistema geotérmico .....	8
Figura 6	Esquema sin escala del funcionamiento de una planta geotérmica de ciclo binario.....	10

Figura 7 Separador ciclónico instalado en un Campo Geotérmico .....	11
Figura 8 Esquema del funcionamiento de un separador ciclónico .....	12
Figura 9 Componentes principales de un colector solar cilíndrico parabólico .....	14
Figura 10 Componentes principales de un sistema de receptor central .....	16
Figura 11 Comparación del potencial de eficiencia, según tecnologías .....	16
Figura 12 Detalle de gastos para puesta en marcha de una planta de torre central de referencia en Chile	17
Figura 13 Detalle de los costos de operación para una planta de torre central de referencia en Chile .....	17
Figura 14 Mapa radiación solar, promedio anual.....	18
Figura 15 Mapa de brillo solar, promedio anual.....	18
Figura 16 Árboles de Madrecacao ( <i>Gliricidia Sepium</i> ).....	20
Figura 17 Fotografía de un grupo de árboles de Eucalipto ( <i>Eucalyptus Camaldulensis</i> ).....	21
Figura 18 Distribución de probabilidad para el área del reservorio.....	26
Figura 19 Distribución de probabilidad para el espesor del reservorio .....	26
Figura 20 Distribución de probabilidad para la temperatura del reservorio.....	27
Figura 21 Distribución de probabilidad para la temperatura de abandono .....	28
Figura 22 Distribución de probabilidad para la porosidad .....	28
Figura 23 Distribución de probabilidad para el calor específico de la roca .....	29
Figura 24 Distribución de probabilidad para el factor de planta .....	29
Figura 25 Distribución de probabilidad para la eficiencia de conversión .....	30
Figura 26 Curva de distribución de probabilidad para el potencial geotérmico estimado para un período de 30 años.....	31
Figura 27 Curva de distribución de probabilidad acumulada para el potencial geotérmico estimado para un período de 30 años.....	31
Figura 28 Registro de mediciones de irradiancia e irradiación solar en puente Cuscatlán .....	32
Figura 29 Variación del poder calorífico inferior (b.h.) respecto al contenido de humedad.....	34
Figura 30 Esquema de ubicación de los sitios propuestos para la planta híbrida.....	35
Figura 31 Ubicación geográfica del emplazamiento propuesta para instalar la planta solar .....	37
Figura 32 Perfil Este-Oeste para el emplazamiento de los helióstatos del campo solar.....	38
Figura 33 Perfil Sur-Norte para el emplazamiento de los helióstatos del campo solar .....	38

Figura 34 Distribución del campo de helióstatos, al Sur .....	39
Figura 35 Distribución del campo de helióstatos, al Norte .....	39
Figura 36 Vista en planta de la distribución del campo de helióstatos de la planta solar .....	40
Figura 37 Esquema de siembra en tresbolillo.....	44
Figura 38 Producción de potencia eléctrica y aporte por tecnología durante un día soleado.....	48
Figura 39 Producción de potencia eléctrica y aporte por tecnología durante un día nublado.....	48
Figura 40 Modo de operación diurno (8:00 a 16:30) sin nubosidad. Fuentes de energía: Solar, Biomasa y Geotermia más ciclo ORC.....	49
Figura 41 Modo de operación nocturno (16:30 a 21:00). Fuentes de energía: Almacenamiento solar, Biomasa y Geotermia más ciclo ORC.....	50
Figura 42 Modo de operación de madrugada (21:00 a 8:00). Fuentes de energía: Biomasa y Geotermia más ciclo ORC.....	51
Figura 43 Modo de operación diurno (8:00 a 16:30) con nubosidad. Fuentes de energía: Solar, Biomasa y Geotermia Almacenamiento térmico más ciclo ORC.....	52
Figura 44 Proceso de evaluación ambiental resumido, con responsabilidades.....	57
Figura 45 Esquema de la estructura de categorización de proyectos .....	58
Figura 46 Gráfico de sensibilidad del VAN y TIR respecto al precio de venta de la energía .....	76
Figura 47 Gráfico de sensibilidad del VAN y TIR respecto al aporte de inversión propio .....	77
Figura 48 Gráfico de sensibilidad del VAN y TIR respecto a la tasa de interés bancaria .....	78

## **ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1 Proyectos de energías renovables a gran escala en desarrollo .....	3
Tabla 2 Clasificación de recursos geotérmicos (°C).....	9
Tabla 3 Valores y distribuciones de probabilidad de las variables del método volumétrico .....	25
Tabla 4 Parámetros estadísticos para la distribución de probabilidad del potencial geotérmico estimado con simulación Monte Carlo para 30 años .....	30
Tabla 5 Irradiación Solar Normal Directa (DNI) kWh/m <sup>2</sup> /día .....	32
Tabla 6 Resultados de análisis elemental e inmediata realizado a especies evaluadas .....	33
Tabla 7 Resumen con el resultado del cálculo de energía específica y potencia primaria .....	34
Tabla 8 Evaluación comparativa de tres tecnologías de aprovechamiento solar para las condiciones del terreno observadas.....	36
Tabla 9 Dimensionamiento de campo solar tipo circula según lo indicado en Figura 36.....	41

Tabla 10 Cálculo de la superficie requerida para obtención de 1000 t/mes de biomasa tipo forestal, Madrecacao.....	43
Tabla 11 Parámetros de operación de planta ciclo binario en Campo Geotérmico Berlín, El Salvador (Circuito Primario).....	44
Tabla 12 Parámetros de operación de planta binaria en Campo Geotérmico Berlín, El Salvador (Circuito Secundario).....	45
Tabla 13 Resultado de la simulación de ciclo ORC para diferentes flujos de agua a 184 °C.....	45
Tabla 14 Aporte de energía por tecnologías.....	47
Tabla 15 Legislación y normativa principal aplicable a proyectos de energías renovables .....	54
Tabla 16 Criterios de categorización (Grupo B) para aprovechamiento del recurso solar .....	59
Tabla 17 Criterios de categorización (Grupo B) para aprovechamiento del recurso geotérmico .....	60
Tabla 18 Cálculo coeficiente de importancia relativa de los criterios de categorización.....	62
Tabla 19 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio del área a ocupar.....	63
Tabla 20 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio de la actividad humana a impactar.....	63
Tabla 21 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio de la vegetación a eliminar ...	64
Tabla 22 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio de localización del proyecto..	64
Tabla 23 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio de capacidad de generación.	64
Tabla 24 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio de amenaza natural .....	65
Tabla 25 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio de topografía.....	65
Tabla 26 Matriz de resultados de comparación por pares (Dean&Nishry) para las fuentes de energía geotérmica, solar térmica y biomasa .....	66
Tabla 27 Costo estimado para sistema de biomasa (5 MW <sub>th</sub> ) .....	74
Tabla 28 Costo estimado para sistema solar (17MW <sub>th</sub> y 48,000 m <sup>2</sup> de área de apertura) [22].....	74
Tabla 29 Costo estimado ciclo ORC (10MW <sub>e</sub> ).....	75
Tabla 30 Costo estimado de subestación eléctrica.....	75
Tabla 31 Costo total estimado de la planta propuesta.....	75
Tabla 32 Flujo de caja del proyecto para un horizonte económico de 20 años .....	79

# 1 ANTECEDENTES

A nivel mundial la crisis energética ha forzado a los países en general a realizar cambios que permitan diversificar su matriz energética, reduciendo principalmente el porcentaje de energía generada con tecnologías que utilizan derivados del petróleo, e incrementando con el tiempo aquellas que utilizan un recurso energético renovable propio de la región, logrando un equilibrio y, por ende, suplir la demanda de energía, que para el caso es eléctrica.

Lo anterior ha conducido a la investigación de múltiples energías llamadas “alternativas” como son: Eólica, solar térmica/fotovoltaica, geotermia, biomasa, hídrica, entre otras. Y todo esto no es la excepción en El Salvador, ya que durante el 2007 se creó el Consejo Nacional de Energía, que nace con el compromiso del desarrollo sostenible de las tecnologías energéticas renovables y el aumento en el uso de las energías limpias nacionales, siendo esta una parte importante de la lucha contra el cambio climático, velando así por la seguridad energética nacional [1].

El cumplimiento de lo anterior, será fundamental y necesario para el futuro próximo de El Salvador, pues se estima que la demanda energética nacional crecerá a una tasa promedio anual de 3.60% hacia 2026, como se aprecia en Figura 1 [2].



**Figura 1 Crecimiento porcentual anual de la demanda energética histórica y proyectado**  
Fuente: Actualización del plan indicativo de la expansión de la generación eléctrica en El Salvador 2012-2026

Además resulta interesante conocer que durante el 2010 la generación total de energía en El Salvador fue de 5,650.6 GWh y quedó compuesta por: Energía Hidroeléctrica 2,079.1 GWh (36.8%), Energía Térmica 1,970.3 GWh (34.9%), Energía Geotérmica 1,421.1 GWh (25.5%) y Biomasa 180.1 GWh (3.2%) [3], como se muestra en la Figura 2. Es decir que más del 50% de la generación total fue a partir de energías renovables.

Según este punto de vista la condición salvadoreña es óptima, sin embargo cuando observamos la capacidad instalada, en el país, de las diferentes fuentes de energía nos encontramos con un panorama poco alentador para las energías renovables. La Figura 3 muestra una comparación a través del tiempo de las capacidades instaladas por fuentes energéticas, en la que observamos que del total de la capacidad nacional instalada cerca del 47% corresponde a la Térmica, siendo superior a las renovables: Biomasa,

Geotérmica e Hidroeléctrica individualmente. Además se aprecia que durante los últimos 20 años, el crecimiento de la capacidad instalada de las Térmicas ha sido a pasos enormes, algo que no ocurrió en la misma medida con las fuentes de energía renovables.

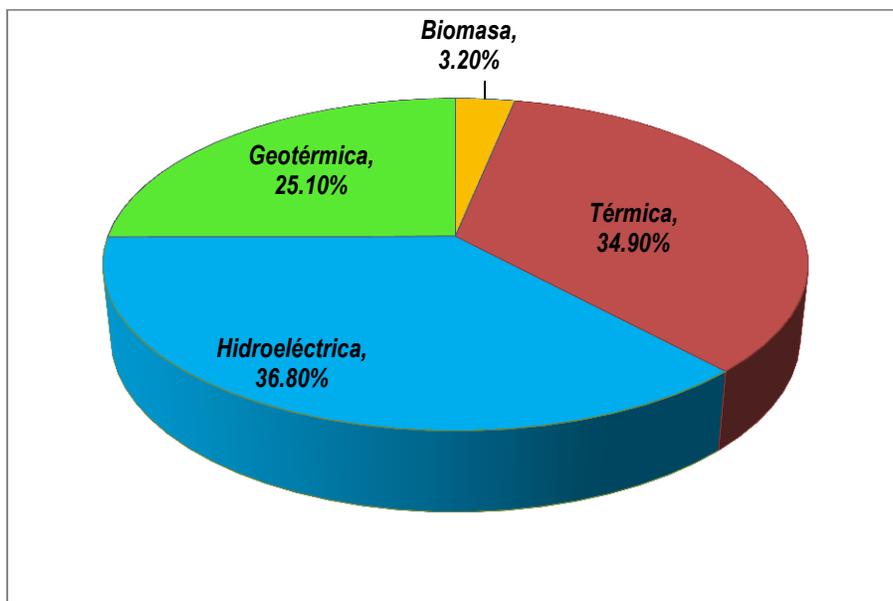


Figura 2 Generación de energía por tipo de Recurso  
Fuente: Boletín de Estadísticas Eléctricas SIGET 2010

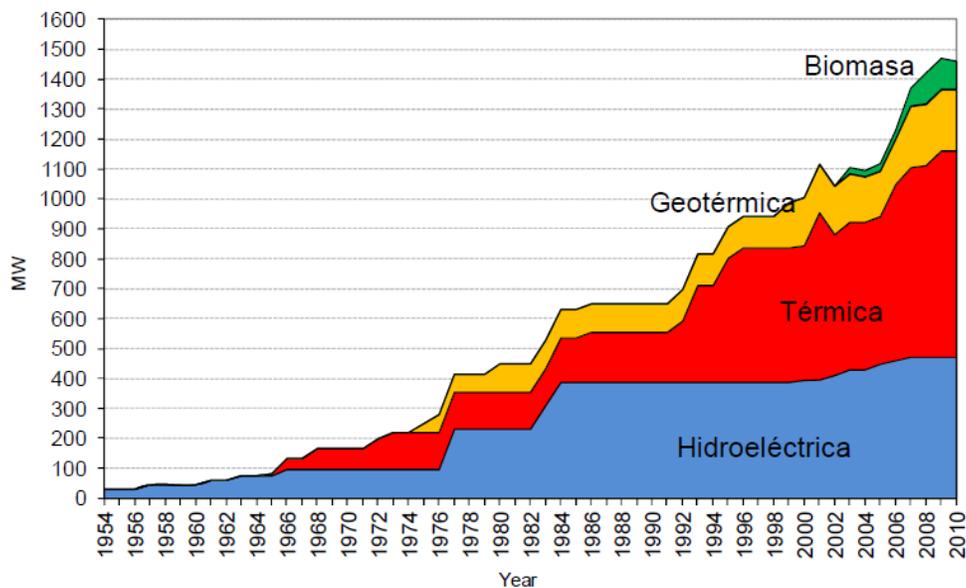


Figura 3 Comparación de capacidades instaladas por fuente energética  
Fuente: Plan maestro para el desarrollo de energías renovables 2012

El principal reto a ser superado en El Salvador no solo es integrar las energías renovables en la matriz energética sino el incrementar su capacidad de generación instalada, empleando para ello tecnologías que produzcan un menor daño al ambiente y a los seres que dependen de él.

Luchando por tal integración, actualmente a nivel local se encuentran en desarrollo diversos proyectos de generación a partir de fuentes energéticas limpias, los cuales son de gran magnitud, como se aprecia en Tabla 1; sin embargo no se prevé la entrada certera de alguno de ellos antes del 2017 [2]

**Tabla 1 Proyectos de energías renovables a gran escala en desarrollo**

Proyecto	Fecha esperada de entrada	Potencia instalada (MW)
Exp. La Cabaña	2014	10
Opt. de Ahuachapán	2016	5
Amp. 5 Noviembre	2016	80
Chaparral	2017	65
Berlín V	2017	26
Berlín VI	2018	26
Chinameca	2019	47

Fuente: Plan Indicativo de la expansión de generación eléctrica El Salvador 2012-2026

Todos los proyectos mostrados en Tabla 1 corresponden al uso de tecnologías “puras”, es decir, no contemplan la utilización de dos o más fuentes de energías renovables al mismo tiempo.

La utilización de dos o más fuentes energéticas al mismo tiempo corresponde a un concepto denominado “hibridación energética”, que consiste en el arte de combinar dos o más tecnologías (renovables) con el fin de obtener un sistema energético más estable y que produzca energía eléctrica por periodos de tiempo más prolongados. Este tipo de aprovechamiento puede ser uno de los objetivos a mediano plazo para nuestro país, ya que permitiría construir sistemas energéticos con mayor rendimiento, así como aprovechar fuentes de energía que hasta el momento no han sido utilizadas para generación eléctrica, como es el caso de la energía geotérmica de baja-media entalpía, que podría combinarse con otras fuentes de energías renovables.

A nivel internacional se están desarrollando algunos proyectos de investigación al respecto de la hibridación de dos fuentes de energías renovables tales como: Solar-Biomasa o Solar-Geotermia. Tal es el caso del Centro Tecnológico de Energías Renovables (CTAER) de Andalucía, España, donde se trabaja, desde el 2010 hasta la fecha, en un proyecto cuyo objetivo es desarrollar una metodología para el diseño optimizado y la simulación de centrales termoeléctricas híbridas solar-biomasa y obtener su ingeniería básica [4].

En España existen centrales en funcionamiento a pequeña escala que tienen una pequeña hibridación con gas natural porque la legislación española actual permite utilizar hasta un 15 % de gas natural para absorber las variaciones de radiación solar y así mejorar la gestionabilidad de las centrales.

A nivel comercial, siempre en el continente europeo, se inauguró a finales de julio de 2013 en Les Borges Blanques (Lleida, Cataluña) la primera instalación termosolar en el mundo que combina tecnología solar y biomasa. Esta planta, operada por Abantia (47,5%), Comsa Emte (47,5%) y el Institut Català d'Energia

(5%), ha supuesto la inversión de más de 153 millones de euros. La nueva central prevé una producción continua de energía renovable de 98,000,000 de kWh<sub>e</sub> al año, el equivalente al consumo medio de 27.000 hogares españoles, con capacidad instalada de 22 MW. El consumo previsto de biomasa al año se estima en 85.000 toneladas [5].

En nuestro continente actualmente se encuentra en funcionamiento una planta híbrida solar-geotermia en Fallon, Nevada, la cual opera Enel Green Power división Norte América. Dicha planta es la primera a gran escala de este tipo y según el Departamento de Energía de Estados Unidos es la primera en su clase. La hibridación de esta planta se concluyó en mayo de 2012 y tiene la capacidad combinada para producir 59 MW<sub>e</sub>, una cifra suficiente para abastecer 50.000 hogares [6].

A nivel nacional los primeros pasos en la construcción de sistemas energéticos híbridos se remontan al año 2007 en el Campo Geotérmico Ahuachapán, donde se empezó a trabajar en el diseño e instalación de colectores tipo cilíndrico parabólicos como prototipos de sistemas híbridos de energía geotérmica y de energía solar térmica [7]. El objetivo de este prototipo era generar vapor mediante el intercambio de calor entre el agua geotérmica y el aceite sintético calentado por calentadores solares, siendo el sistema solar de colectores parabólicos una fuente de calor externa que se combinaría con la planta geotérmica existente.

El presente trabajo para optar al grado de máster en energías renovables y medio ambiente plantea la posibilidad de un sistema energético híbrido de tres fuentes de energía, temática en la que, como se menciona en los párrafos anteriores, se han dado ya algunos pasos importantes en investigación durante la última década, tanto a nivel nacional como internacional.

## **2 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

En El Salvador se ha ido avanzando a pasos relativamente lentos en materia del aprovechamiento y desarrollo de las energías renovables. Prueba de ello es que hasta el momento, en el país, se cuenta con: una empresa que explota los recursos geotérmicos de alta entalpía con temperatura por arriba de 190°C[8] para fines de generación eléctrica, también se tienen algunas pequeñas centrales hidroeléctricas, además la generación eléctrica a partir de la biomasa se está desarrollando en algunos ingenios azucareros para consumo propio y en desarrollo se tiene un proyecto de generación fotovoltaica de gran tamaño, que es ejecutado por una entidad autónoma del estado Salvadoreño.

Por lo tanto, es importante que se sigan estudiando, impulsando y desarrollando las llamadas “energías alternativas”, de manera que nuestra dependencia de los combustibles fósiles, evidenciada en la matriz energética nacional, decretezca a través del tiempo y sean las “energías limpias” las que correspondan a la mayor parte de nuestra matriz energética en el futuro.

Esta investigación busca estudiar técnicamente la integración de tres de esas fuentes de energía renovable que son ampliamente conocidas y aplicadas en el mundo, no así en El Salvador. Cada una de las fuentes energéticas, que serán parte del estudio, posee por separado diferentes condiciones y características requeridas para su explotación en nuestro medio.

Un punto a resaltar es que a la generación eléctrica a partir de cada una de las fuentes le corresponde un rendimiento global diferente. Con este estudio se busca mejorar dichos rendimientos mediante la hibridación energética, al combinar tecnologías renovables (solar, biomasa y geotermia) con el fin de obtener un sistema energético más sostenible, es decir, que genere energía eléctrica con mayor rendimiento, de manera competitiva respecto a las tecnologías existentes y más gestionable, tanto a nivel local como regional.

La investigación permitirá comprobar si la hibridación energética es una opción técnicamente viable para El Salvador, logrando con ello la aplicación e integración de los conocimientos disponibles en la mejor manera posible. Además se tendrá una propuesta que incluirá el aprovechamiento del recurso geotérmico de baja entalpía para generación eléctrica, lo cual hasta el momento ha sido uno de los usos de la geotermia poco explorados en el país. También se evaluará la rentabilidad al utilizar este tipo de tecnología en nuestro medio. Y será sin duda un escalón adicional construido en la búsqueda de una matriz energética “verde” para el país.

### **3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Las diferentes formas de vida que coexisten en el planeta Tierra requieren energía en diferentes formas y cantidades.

Respecto al tema, una especial mención es necesaria para los seres humanos, por la excesiva demanda de energía de nuestra especie. Tal es la demanda energética del ser humano, que ahora vivimos al borde de una profunda crisis energética y ambiental. Dicha crisis ha alcanzado hoy en día al mundo entero, donde la problemática medioambiental implica la explotación desmesurada de los recursos naturales para satisfacer las necesidades creadas por la llamada “sociedad del confort”.

En virtud de lo anterior se considera de vital importancia el desarrollo de todas aquellas tecnologías que tengan como objetivo el aprovechamiento de fuentes de energías renovables, limpias y de bajo impacto ambiental. No cabe duda que, dentro de este marco, en El Salvador es necesario el desarrollo de energías alternativas, especialmente en zonas que no poseen fácil acceso a las convencionales. De manera que la investigación propuesta tratará sobre el aprovechamiento de tres fuentes de energía renovables que son: Solar, Biomasa y Geotermia para producción de energía eléctrica mediante un ciclo Rankine convencional, que ocupará un fluido orgánico como medio portador de energía térmica.

En la actualidad se tiene una buena cantidad de información y aplicaciones de cada una de dichas fuentes energéticas por separado, sin embargo; lo que se pretende lograr con la investigación es una propuesta de hibridación de las tres fuentes en una planta termoeléctrica.

Se busca por tanto determinar, para la zona del valle de San Vicente donde a futuro se instalará una planta geotérmica, la viabilidad técnica de un ciclo tipo ORC para producción de energía eléctrica, empleando como fuentes de energía térmica: En primer lugar, agua geotérmica proveniente de las estaciones de separación ciclónicas ( $T > 150\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) que será la energía base del sistema, en segundo lugar la biomasa de tipo forestal procedente de residuos agrícolas de la zona y/o mediante la gestión de plantaciones particulares de materia prima para el proyecto, y finalmente la irradiancia solar recibida en el

lugar. Se puede decir que la investigación contempla el análisis de la integración de las tres fuentes de energía, determinando de cada una el porcentaje más adecuado, según el recurso disponible en la zona, que permita generar la mayor cantidad de energía eléctrica (MWh<sub>e</sub>/año) y por ende, la mejor rentabilidad por la venta de dicho producto. Se estimarán a grandes rasgos los costos de instalación de la planta termoeléctrica híbrida propuesta; y será definido un procedimiento sobre trámites y aspectos legales en materia ambiental, el cual debería seguirse para obtener un permiso ambiental de proyectos similares, que pudieran desarrollarse en el futuro en nuestro país, pues de momento no se contempla esta opción en los lineamientos generales del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de El Salvador.

## **4 OBJETIVOS**

### **4.1 General**

Desarrollar una propuesta de planta termoeléctrica con ciclo termodinámico tipo ORC, para el valle de San Vicente, que utilice el recurso geotérmico de media entalpía, biomasa y radiación solar, en la combinación más adecuada, para la producción de energía eléctrica.

### **4.2 Específicos**

- 1 Estimar el potencial disponible de energía primaria de cada recurso en el valle de San Vicente.
- 2 Desarrollar una propuesta de planta híbrida a partir de la estimación de energía primaria de cada recurso disponible en el valle de San Vicente.
- 3 Estimar el porcentaje de cada recurso disponible en la zona de estudio que optimice la producción de energía eléctrica.
- 4 Evaluar preliminarmente el costo de inversión y de producción de la energía del sistema propuesto.
- 5 Identificar preliminarmente las variables a considerar para la obtención del permiso ambiental para el montaje y funcionamiento de la planta híbrida propuesta.

## **5 MARCO REFERENCIAL**

### **5.1 Generalidades sobre Geotermia**

Los baños turcos, la sauna escandinava y las curas balnearias son ejemplos acerca del uso que casi todas las culturas, desde los maoríes a los indios americanos, han hecho de las aguas termales y del calor del planeta, proporcionando al ser humano calor, desde luego placer, y, desde hace un poco más de cien años, también electricidad. Pero resulta importante dar respuesta a la pregunta ¿De dónde proviene ese calor?

Literalmente “geotermia” significa el calor de la Tierra y aproximadamente el 70 % de dicho calor interno del planeta proviene del decaimiento radiactivo de los isótopos nucleídos presentes en el manto y el núcleo de la Tierra. Algunas fuentes adicionales del calor interno del planeta que pueden mencionarse son: el calor residual proveniente de la formación de la Tierra hace muchos años (Gradiente geotérmico), el calor creado por las fuerzas gravitacionales que tiran de los materiales más densos hacia el centro de la

Tierra, el calor por la fricción y presión entre placas tectónicas, y el calor latente de la solidificación de rocas fundidas en el núcleo de la Tierra [9].

Según la estructura interna de la Tierra mostrada en la Figura 4, nuestro planeta está constituido internamente de una serie de capas de materiales con diferentes espesores, temperaturas, presiones y características físicas y químicas. Básicamente esas capas son: una corteza, la cual alcanza un espesor de alrededor de 20 a 65 km en los continentes y alrededor de 5 a 6 km en los océanos, un manto de unos 2,880 km de espesor y un núcleo de aproximadamente de 3,490 km de radio.

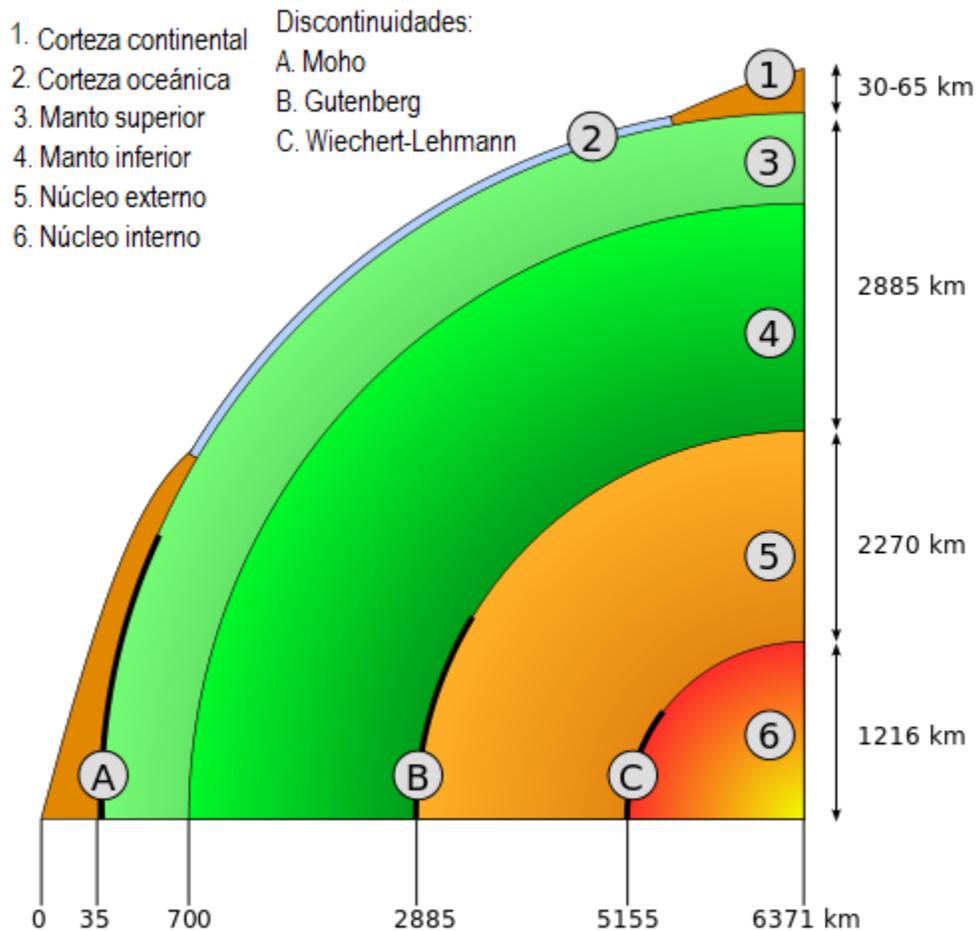


Figura 4 Estructura interna de la Tierra  
Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/Geosfera>

A medida que la profundidad hacia el interior de la Tierra aumenta, la temperatura también lo hace, debido a la enorme diferencia de temperatura existente entre la capa más externa ( $15^{\circ}\text{C}$ - $30^{\circ}\text{C}$ ) y el núcleo de la Tierra ( $>4000^{\circ}\text{C}$ ). A ese incremento de temperatura en función de la profundidad se le denomina "gradiente geotérmico".

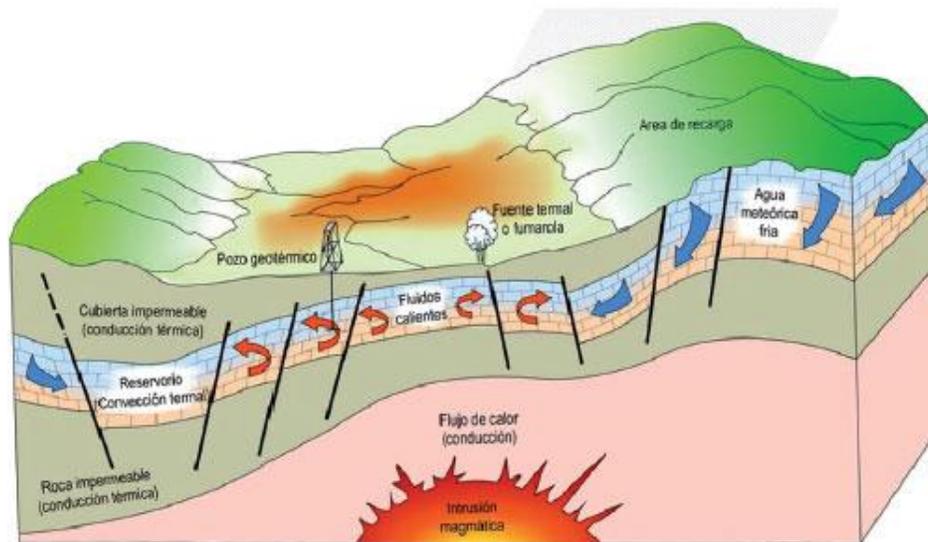
En condiciones normales, en la mayoría de la superficie terrestre existe un flujo conductivo de calor proveniente de la parte más profunda de la corteza, y tiene un valor promedio de  $6 \text{ mW/m}^2$ , lo que permite mantener un gradiente geotérmico promedio de  $30^{\circ}\text{C}$  por cada kilómetro de profundidad [10].

Los sistemas geotérmicos pueden por lo tanto encontrarse en regiones, con un gradiente geotérmico normal o superior ( $>>30^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ ), especialmente en regiones alrededor de los márgenes de placas, donde el gradiente geotérmico puede ser significativamente más alto que el valor promedio (zonas anómalas). En el primer caso, los sistemas se caracterizarán por bajas temperaturas, normalmente inferiores a  $100^{\circ}\text{C}$ , a profundidades económicamente alcanzables (2 a 3 km) lo que resulta ser muy bajo como para tener importancia económica y factibilidad de explotación comercial para la generación eléctrica; en el segundo caso las temperaturas podrían cubrir un amplio rango, desde bajas hasta muy altas e incluso sobre  $400^{\circ}\text{C}$ , volviéndose factible de ser explotado.

Según estudios realizados con anterioridad el potencial geotérmico de los primeros 3 km de la corteza terrestre podría aportar energía para cubrir la demanda mundial durante 100,000 años aproximadamente [11] y el potencial geotérmico de los primeros 10 km de la corteza supera en 2,000 veces la reserva mundial de carbón [12]. Sin embargo, todo ese potencial geotérmico no puede ser explotado por el ser humano, lo que indica que el uso de la geotermia es bastante limitado en comparación con su potencial a nivel mundial. De manera que el término “energía geotérmica” es a menudo utilizado para indicar aquella porción del calor de la Tierra que puede o podría ser recuperado y explotado por el hombre.

Las fuentes de energía geotérmica son encontradas en muchos lugares alrededor del mundo. Para el caso del presente documento la zona de interés corresponde al sistema geotérmico San Vicente, ubicado en la zona paracentral de El Salvador.

Un sistema geotérmico está constituido por tres elementos principales que son: una fuente de calor, un reservorio y un fluido. En la Figura 5 se aprecia un esquema básico de un sistema geotérmico.



**Figura 5 Esquema básico de un sistema geotérmico**  
Fuente: CNR - Istituto di Geoscienze e Georisorse, - Pisa

La fuente de calor puede ser tanto una intrusión magmática a muy alta temperatura ( $> 600^{\circ}\text{C}$ ), emplazada a profundidades relativamente someras (5 a 10 km). El reservorio es un volumen de rocas calientes permeables del cual los fluidos circulantes extraen el calor. Generalmente el reservorio está cubierto por

rocas impermeables y está conectado a un área de recarga superficial a través de la cual el agua meteórica puede reemplazar los fluidos que se escapan del reservorio a través de las fuentes termales o que son extraídos mediante pozos.

El fluido geotermal es agua en la mayoría de los casos de origen meteórico, ya sea en la fase líquida o en la fase vapor, dependiendo de su temperatura y presión. Esta agua a menudo contiene sustancias químicas disueltas y gases tales como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, etc.

Los sistemas geotérmicos se encuentran en la naturaleza en una variedad de combinaciones de características geológicas, físicas y químicas, dando así origen a diferentes tipos de sistemas. Entre las clasificaciones de los recursos geotérmicos, según su temperatura en °C, se tienen las mostradas en la Tabla 2.

**Tabla 2 Clasificación de recursos geotérmicos (°C)**

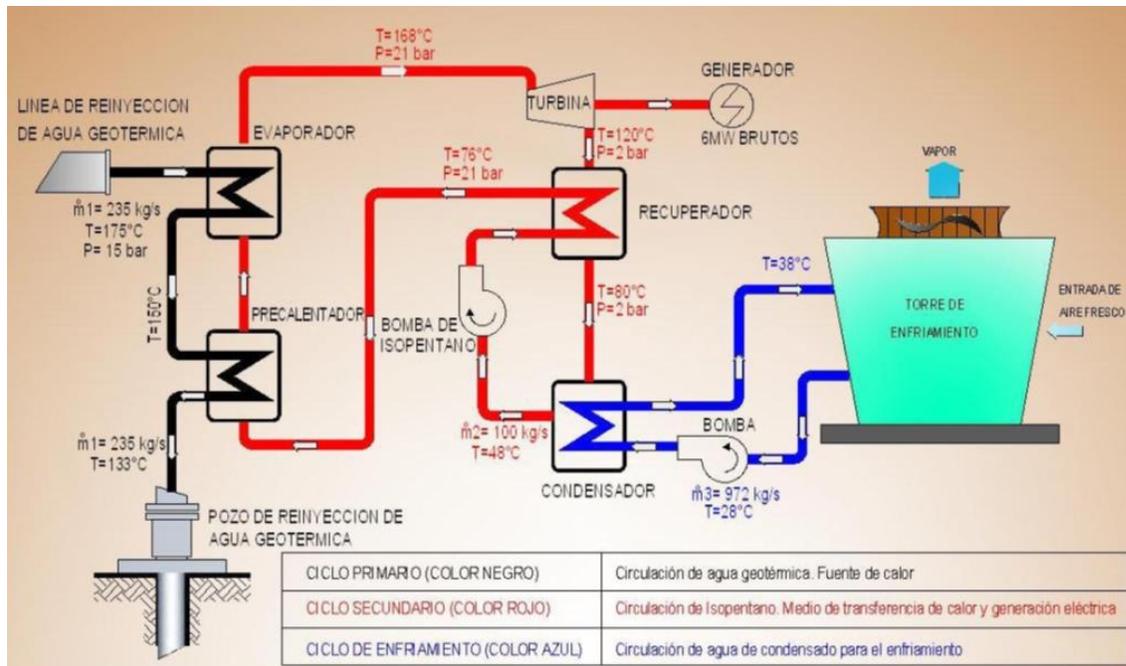
Tipo de recurso	Muffler y Cataldi (1978)	Hochstein (1990)	Benderitter y Cormy (1990)	Nicholson (1993)	Axelsson and Gunnlaugsson (2000)
Recursos de baja entalpía	< 90	< 125	< 100	≤ 150	≤ 190
Recursos de media entalpía	90-150	125-225	100-200	-	-
Recursos de alta entalpía	> 150	> 225	> 200	> 150	> 190

Fuente: ¿Qué es la energía geotérmica? (Dickson & Fanelli, 2004)

Para los sistemas de baja a media entalpía y de líquido dominante existe una alternativa para su utilización con fines de generación eléctrica. Dicha alternativa es la generación mediante una planta de ciclo binario cuyo esquema se muestra en la Figura 6. Este tipo de plantas de generación con ciclo binario en muchos casos son utilizadas para un aprovechamiento en cascada del recurso geotérmico, al utilizar el agua de separación de los pozos geotérmicos previo a su reinyección, siendo esto considerado como una mejora en la eficiencia de la utilización del recurso disponible.

En la Figura 6 se aprecian tres ciclos que han sido identificados con diferentes colores, dichos ciclos se describen a continuación:

El objetivo del ciclo primario (color negro) es la extracción de calor del agua geotérmica para ser transferida al Isopentano (fluido de trabajo en el ciclo secundario). El ciclo primario utiliza agua geotérmica proveniente de pozos productores, luego de la separación del vapor, a una temperatura y presión determinadas, con un flujo según capacidad de producción proyectada y con características químicas iniciales definidas. El ciclo primario transfiere el calor al ciclo secundario (color rojo) en el precalentador y evaporador. El agua geotérmica, es enfriada desde una temperatura de entrada a una temperatura de salida en el evaporador, y finalmente perdiendo otra cantidad de calor en el precalentador, posteriormente, se reincorpora a la línea de acarreo de agua geotérmica para ser conducida a un pozo reinyector.



**Figura 6 Esquema sin escala del funcionamiento de una planta geotérmica de ciclo binario**  
Fuente: Estudio de Impacto Ambiental del proyecto "Ciclo Binario 2, Campo Geotérmico Berlín", 2013

El ciclo secundario se refiere al proceso del fluido orgánico de trabajo (Isopentano) que lleva un flujo según diseño previo. A continuación se describen los procesos termodinámicos que experimenta el Isopentano:

- **Evaporación:** A través del intercambio de calor con el agua geotérmica, el Isopentano tiene un cambio de fase a aproximadamente 159.5°C. Este proceso se da en el evaporador.
- **Expansión en la Turbina y generación eléctrica:** Parte de la energía que ha sido transferida al Isopentano es convertida en trabajo en la turbina, al mismo tiempo el Isopentano experimenta una expansión donde la presión y temperatura decrecen. El trabajo que experimenta la turbina no es más que la conversión de la energía térmica a energía mecánica la cual es inmediatamente transformada a eléctrica debido a que la turbina se encuentra acoplada a una caja reductora y luego a un generador donde se produce una corriente.
- **Enfriamiento en el recuperador:** Se da una transferencia de calor del Isopentano gaseoso que sale de la turbina al Isopentano líquido que sale de las bombas. La temperatura del Isopentano gaseoso decrece.
- **Condensación:** A través de intercambio de calor con el agua de enfriamiento de la torre, el Isopentano es enfriado aún más con el objetivo de ser condensado y transferir su calor residual.
- **Compresión:** Haciendo uso de las bombas de circulación de Isopentano la presión es aumentada a la inicial. En este proceso la temperatura también se incrementa en algunos pocos grados.
- **Calentamiento en el recuperador:** Se da una transferencia de calor del Isopentano gaseoso que sale de la turbina al Isopentano líquido que sale de las bombas de circulación. La temperatura del Isopentano líquido se incrementa en un porcentaje.

- Calentamiento en el precalentador: A través de intercambio de calor con el agua geotérmica que sale de los evaporadores, el Isopentano es nuevamente calentado para ser enviado al evaporador.

Finalmente, el objetivo del ciclo de enfriamiento (color azul) es principalmente la extracción de calor residual del Isopentano para ser transferida al agua que va a la torre de enfriamiento y finalmente al aire. Este ciclo también contribuye al enfriamiento del sistema de lubricación. El ciclo de enfriamiento, utiliza una cantidad definida de agua en circulación y un aporte continuo de agua con pH neutralizado; en ambos casos, el agua proviene de la pileta de condensados de la central geotérmica a condensación asociada, para compensar la evaporación y el rebalse.

Para el presente estudio se plantea un sistema orgánico Rankine similar al de una planta geotérmica ciclo binario (con Isopentano), cuya fuente de calor serán tres formas de energía renovable, siendo la base la geotermia que será obtenida del agua geotérmica de reinyección de una futura planta a condensación en el Campo Geotérmico San Vicente, el cual se considera un sistema geotérmico de líquido dominante cuyas temperaturas podrían oscilar entre 230°C y 270°C.

El agua a utilizar en la planta híbrida propuesta proviene del proceso de separación de las fases, vapor y líquido, del fluido geotérmico extraído de los pozos perforados para tal fin. Para dicha separación se utilizan equipos denominados separadores ciclónicos, cuyo aspecto podemos apreciar en Figura 7.



**Figura 7 Separador ciclónico instalado en un Campo Geotérmico**  
Fuente: Diagnóstico ambiental Central Geotérmica Ahuachapán, 2000.

El separador ciclónico está compuesto de un cilindro vertical cerrado con una capacidad de manejo de fluidos que depende del diseño previo y puede ser superior a 100 m<sup>3</sup>, en el interior del mismo se tiene instalado un tubo central con diámetros que varían entre 61-66 cm. El material de construcción más común para este equipo es de acero al carbono.

En la Figura 8 se aprecia un esquema del funcionamiento de un separador ciclónico, el cual consiste en separar el vapor del fluido bifásico que entra en forma tangencial por la parte media del equipo. Dicha separación se logra por efecto centrífugo y diferencia de densidades, donde el vapor asciende e ingresa al tubo central por la parte superior y sale por la base del mismo hacia la línea de acarreo de vapor con condiciones variables de temperatura y presión, según sea el sistema geotérmico que esté siendo explotado. El agua, por su parte, desciende y se aloja en la parte inferior del separador, luego sale por la

parte media inferior hacia un tanque de menor tamaño y de ahí es conducida hacia la línea de acarreo de agua separada, siendo esta la que nos interesa para la presente propuesta.

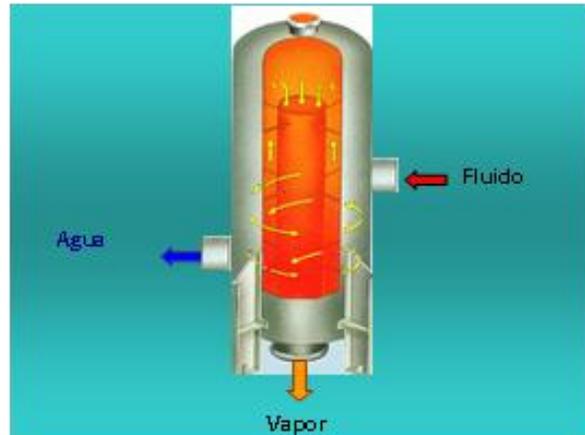


Figura 8 Esquema del funcionamiento de un separador ciclónico  
Fuente: Diagnóstico ambiental Central Geotérmica Ahuachapán, 2000.

Debido a que el Campo Geotérmico San Vicente está aún en la etapa de pre-factibilidad, no se cuenta con un registro detallado del flujo total de agua que podría ser extraído; sin embargo, pueden hacerse aproximaciones bastante aceptables al estimar el potencial geotérmico total de este campo y correlacionar dichos valores con el registro de volúmenes de fluidos separados en los diferentes campos que actualmente son explotados de manera comercial en El Salvador.

Según lo anterior, se tiene que en el Campo Geotérmico Ahuachapán, del fluido bifásico total que se extrae y separa en el campo, el 28% equivale al vapor y gases incondensables, mientras que cerca del 72% representa el flujo de agua. Para el Campo Geotérmico Berlín estos datos son bastante similares pues el flujo de agua oscila desde un 73% hasta un 78%.

## 5.2 Generalidades sobre Energía Solar Térmica

El uso del Sol como fuente energética no es algo nuevo, prueba de ello es que muchas culturas de la antigüedad construían sus edificios basados en la posición del Sol para obtener calor con mejores rendimientos, también lo utilizaban desde el siglo VII a.C. para encender fuego, así mismo en los siglos XVII y XVIII d.C. se utilizaba la energía del Sol para procesos industriales de fundición los cuales requerían una buena cantidad de calor.

Se entiende como radiación solar, la radiación electromagnética que proviene del Sol, la cual se extiende desde los rayos gamma (de longitud de onda  $10^{-10}$  cm e inferiores) hasta las ondas de radio (de longitudes de onda  $10^5$  cm y superiores). La mayoría de la radiación solar corresponde a las longitudes de onda de 0.15 a 120  $\mu\text{m}$ , y la radiación de importancia práctica a los usuarios de la energía solar cae entre 0.15 y 3.0  $\mu\text{m}$ . Las longitudes de onda de la radiación visible están entre 0.38 y 0.72  $\mu\text{m}$ .

La fuente de la energía del Sol radica en su núcleo, ya que debido a las condiciones extremas de temperaturas y presiones en su interior tienen lugar reacciones nucleares de fusión. Se estima que 700

millones de toneladas de Hidrógeno se fusionan cada segundo, y la pérdida de masa que se convierte en energía solar alcanza los 4.3 millones de toneladas por segundo, a este ritmo de transformación se requerirían cerca de 6,000 millones de años para que se consuma el 10% del total del Hidrógeno que lo forma [13]. La cantidad de energía radiada por el Sol se estima a una razón de  $3.8 \times 10^{23}$  kW, de manera que aparte de ser una fuente energética de gran tamaño se considera casi inagotable en el tiempo.

Anualmente, el Sol irradia sobre la Tierra cuatro mil veces más energía que la que se consume, lo que confirma que esta fuente energética está siendo poco explotada en relación a su disponibilidad total. Sin embargo, a pesar de lo anterior, en la actualidad la energía solar es una de las fuentes renovables de energía que más desarrollo está experimentando en los últimos años y posee buenas expectativas para el futuro.

Hoy en día existe una gran gama de tecnologías para aprovechar de forma directa la energía del Sol, por lo que se deben distinguir los sistemas pasivos de los activos. La diferencia es básica, un sistema pasivo no incorpora piezas móviles: bombas, motores, reguladores, etc. Mientras los sistemas activos si lo hacen.

Los sistemas activos se dividen a su vez según la energía útil que proporcionan, estos pueden ser sistemas térmicos para la producción de calor, que es lo que se llama energía solar térmica y los sistemas fotovoltaicos para la producción de electricidad de forma directa.

En la presente propuesta se apunta al uso de un sistema solar térmico para la cogeneración de electricidad, junto a otras fuentes de energía renovable. Las tecnologías disponibles en El Salvador implican concentradores ópticos para la generación de vapor, pero en esta propuesta el sistema solar térmico se utilizará para aportar calor (y no para la vaporización directa) a un fluido de trabajo, en este caso agua, para su posterior cesión de energía a otro fluido con bajo punto de ebullición, en este caso Isopentano.

Para la zona de San Vicente podrían utilizarse al menos dos diferentes tecnologías según las condiciones observadas de superficie, topografía y medio ambiente. A continuación se describen las tecnologías que se pueden considerar en la zona de interés para el propósito del presente trabajo.

### 5.2.1 Definiciones básicas

En este apartado se presentan algunas de las definiciones más importantes de los elementos de un colector solar.

Colector solar de concentración: Es un colector solar que utiliza reflectores, lentes u otros elementos ópticos para concentrar la energía radiante que pasa a través de una apertura en un absorbente que tiene una superficie menor que esta.

Apertura del colector: Superficie del plano perpendicular a los rayos solares incidentes a través de la cual penetra la radiación no concentrada en el colector.

Absorbente: Es el elemento del colector solar que recibe la radiación solar concentrada y la transforma en energía térmica. Por lo general es una superficie que transfiere la energía solar a un fluido de transferencia de calor.

Concentrador: Es la parte del colector solar de concentración que dirige la radiación solar incidente hacia el absorbente.

Ángulo de apertura: Es el ángulo formado por el eje de la parábola y la recta que une el foco con uno de los extremos de la citada parábola.

Ángulo de aceptación: Es el máximo ángulo que pueden formar dos rayos que se propagan en un plano transversal y, al reflejarse, interceptan al absorbente.

Razón de concentración: Es la relación entre la superficie de apertura del colector y la del área del absorbente.

### 5.2.2 Colector cilíndrico parabólico (CCP)

Un CCP o colector cilíndrico parabólico, consiste en un reflector parabólico con seguimiento solar que concentra la irradiancia del Sol en un receptor lineal localizado en el foco de la parábola. Debido a su forma parabólica, la concentración en el foco está en el rango de 30 a 100 veces la intensidad normal (esto se llama razón de concentración).

La energía solar que alcanza la superficie de la Tierra, concentrada sobre el absorbente, hace que el fluido que circula por el interior del tubo se caliente, transformando así la radiación solar en energía térmica en forma de calor sensible del fluido.

Es importante señalar que debido a la concentración óptica sólo la radiación solar directa es aprovechada por el colector y por consiguiente se vuelve una exigencia que este sistema siga al Sol de forma continua a lo largo de las horas de luz solar. Por lo general dicho seguimiento se realiza sobre un eje orientado Norte-Sur aunque también puede ubicarse en dirección Este-Oeste.

La parte reflectante del CCP consiste de un espejo cilíndrico parabólico montado sobre una estructura, comúnmente metálica, de forma que la radiación solar directa se concentre perfectamente en la línea focal de la parábola.

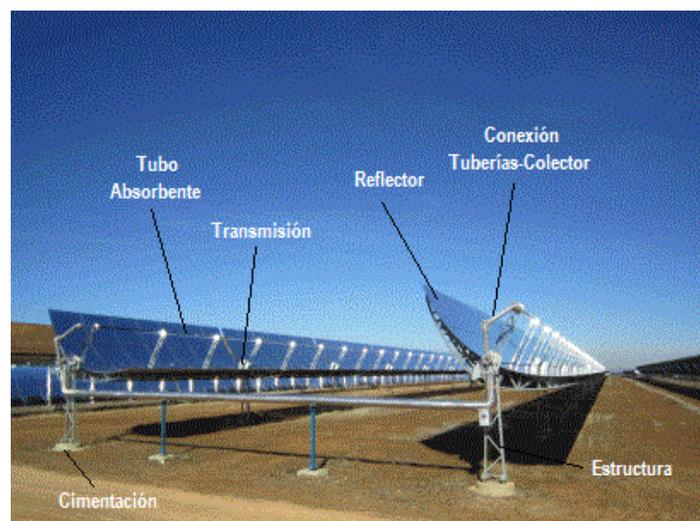


Figura 9 Componentes principales de un colector solar cilíndrico parabólico

Actualmente estos equipos pueden operar con rendimientos aceptables alcanzando temperaturas de hasta 450°C en el material. Esos rendimientos se logran al reducir las pérdidas térmicas, mediante la reducción de la superficie del tubo absorbente respecto al área de apertura del colector, ya que dichas pérdidas son función de la temperatura y superficie del absorbente.

Se considera un CCP como la unidad de los elementos de captación solar en una planta solar de generación eléctrica. En la Figura 9 se muestran los elementos principales de un CCP.

### 5.2.3 *Sistemas de receptor central*

Este tipo de sistemas utilizan un grupo de reflectores con seguimiento solar en dos ejes que se denominan helióstatos, los cuales reflejan la energía solar de baja densidad hacia una superficie en una zona focal común, ubicada a suficiente altura por encima del campo de helióstatos para evitar interferencias.

El campo de los helióstatos puede ser circular, rodeando completamente la torre con el foco fijo, lo que permite mejor aprovechamiento del espacio disponible o se pueden ubicar a uno de los lados de la misma.

El intercambio radiativo o convectivo se produce de forma centralizada en un intercambiador de calor ubicado en la parte alta de la torre y se denomina receptor solar. Éste absorbe la energía, reflejada por los helióstatos que dependiendo del tamaño del receptor y del campo de reflectores, podría llegar a valores de potencia bastante atractivos (> 5MW). Esa energía se transfiere al fluido de trabajo a temperaturas que pueden sobrepasar 1,000 °C, y posteriormente dicha energía es utilizada como fuente de calor para diversos procesos o para generación de energía eléctrica.

A este sistema puede incorporarse un bloque de almacenamiento térmico para suavizar transitorios debido a cambios en el tiempo atmosférico o para acelerar el proceso de arranque.

Por los altos flujos de radiación incidente (300-1000 kW/m<sup>2</sup>) estos sistemas permiten trabajar a altas temperaturas e integrarse en ciclos con mayor eficiencia, admiten fácilmente el funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones y cuando son utilizados para generar electricidad tienen altos factores de capacidad (>4500 horas equivalentes al año).

En resumen estos sistemas están compuestos por los elementos mostrados en la Figura 10.

Este tipo de sistema podría necesitar una mayor área estimada en 8-12 m<sup>2</sup>/MWh/año en comparación con los 6-8 m<sup>2</sup>/MWh/año de los sistemas CCP, sin embargo la eficiencia anual de los sistemas de torre central pueden ser mayores (15% a 17%) comparados con los valores para CCP, según el Centro Aeroespacial Alemán, DLR por sus siglas en Alemán [14].

En la Figura 11 se aprecia una comparación entre los potenciales de eficiencias para diferentes tecnologías de aprovechamiento solar, resultado de estudios conducidos por parte de CSP Today en el Sur de nuestro continente, específicamente para el país de Chile. En dichos estudios se investigó la configuración óptima de una planta de torre central en base a un proceso de optimización económico y técnico que se realizó en una planta de referencia (capacidad bruta de 100 MW). El resultado del análisis muestra un rango de entre 8,800 y 9,500 helióstatos requeridos, enfriamiento en seco y almacenamiento de energía térmica con 10.5 horas de capacidad. Una planta de referencia como ésta tendría un

rendimiento neto teórico (rendimiento de conversión de energía solar a electricidad) de un 17.34 % y podría desarrollarse en un terreno de, aproximadamente, 359 hectáreas. Además, podría lograr un factor de capacidad general de un 63.4 % mediante un equivalente a 5,553 horas de funcionamiento a carga completa a lo largo del año (Ver Figura 11).

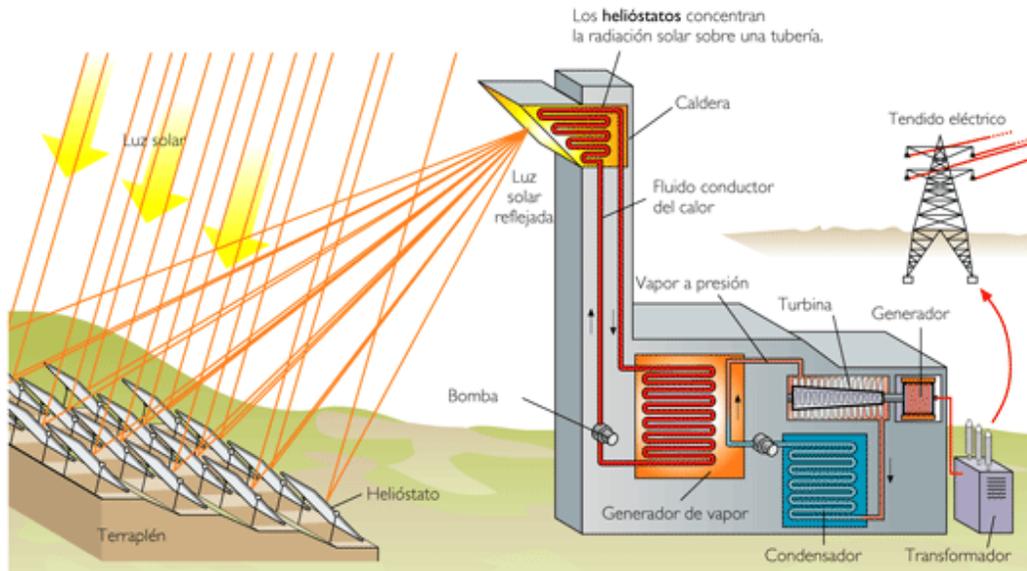


Figura 10 Componentes principales de un sistema de receptor central  
Fuente: <http://tecnologiascp.wordpress.com/>

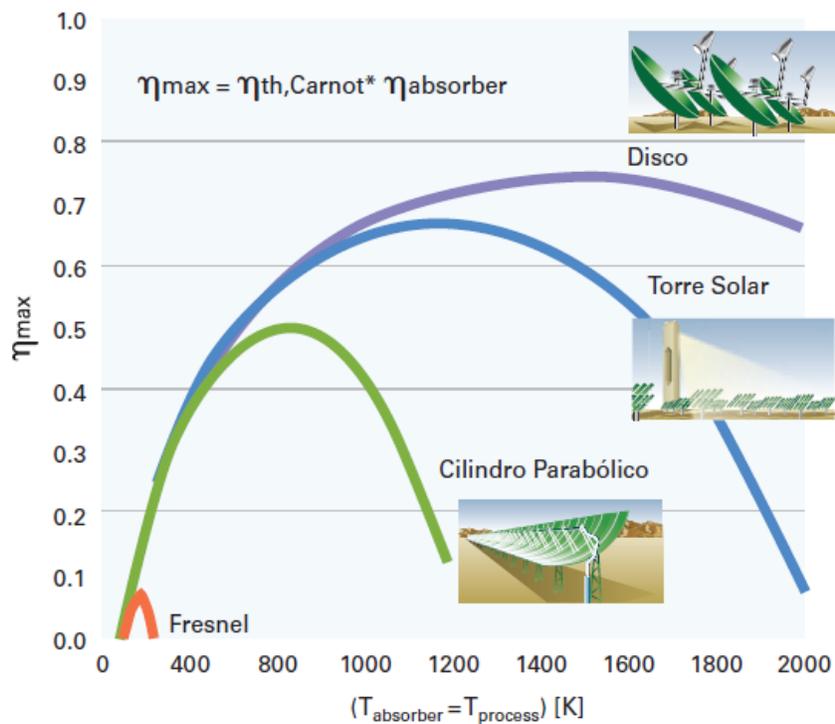
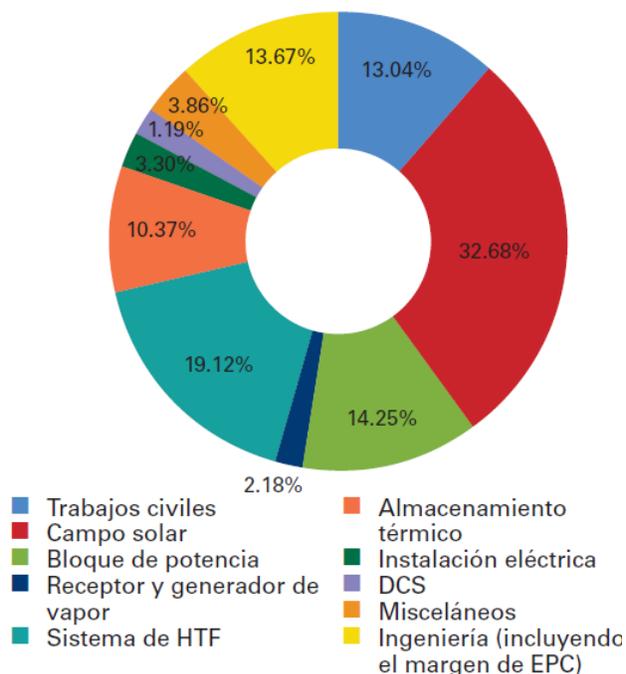
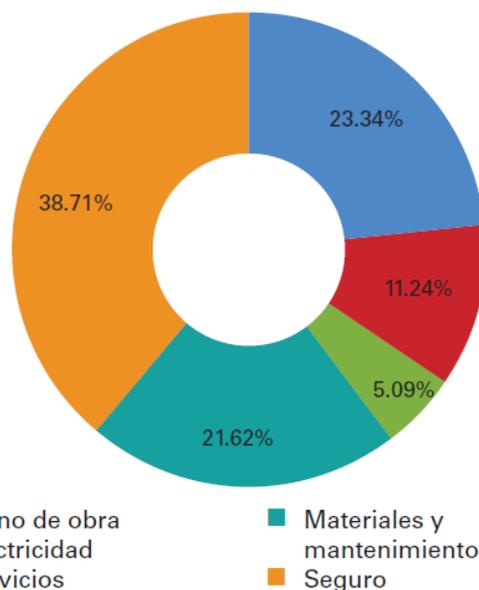


Figura 11 Comparación del potencial de eficiencia, según tecnologías  
Fuente: [www.csptoday.com/chilesol2014](http://www.csptoday.com/chilesol2014)

Así mismo para el sistema de torre central tipo se aprecia en la Figura 12 y Figura 13 el detalle de distribución de los gastos para la puesta en marcha bajo una modalidad de contratación llave en mano (ingeniería de detalle, compras y construcción: EPC) y de los costos de operación [14].



**Figura 12 Detalle de gastos para puesta en marcha de una planta de torre central de referencia en Chile**  
Fuente: [www.csptoday.com/chilesol2014](http://www.csptoday.com/chilesol2014)



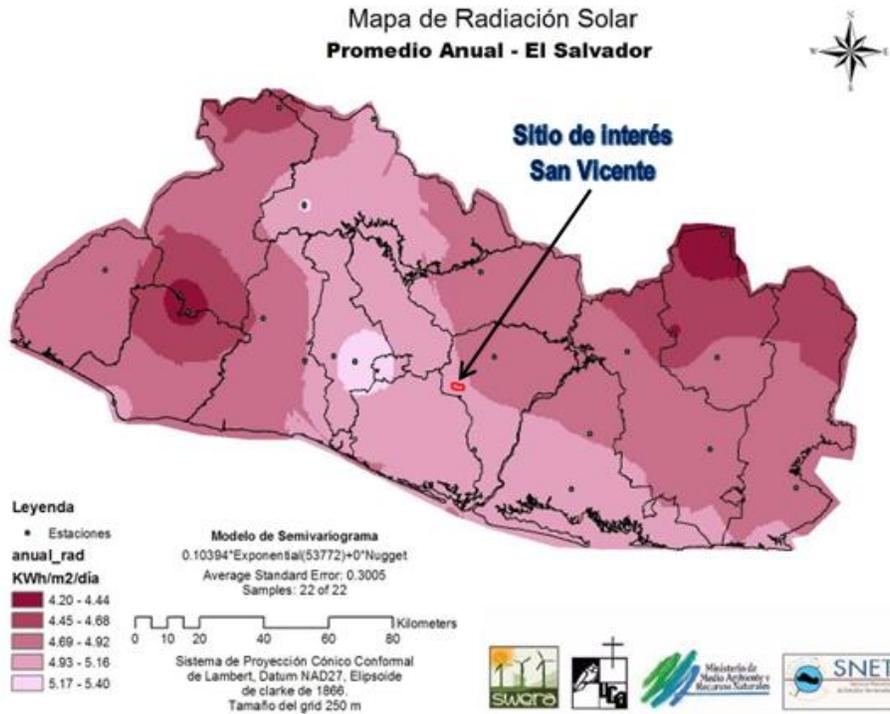
**Figura 13 Detalle de los costos de operación para una planta de torre central de referencia en Chile**  
Fuente: [www.csptoday.com/chilesol2014](http://www.csptoday.com/chilesol2014)

#### 5.2.4 Distribución solar en El Salvador

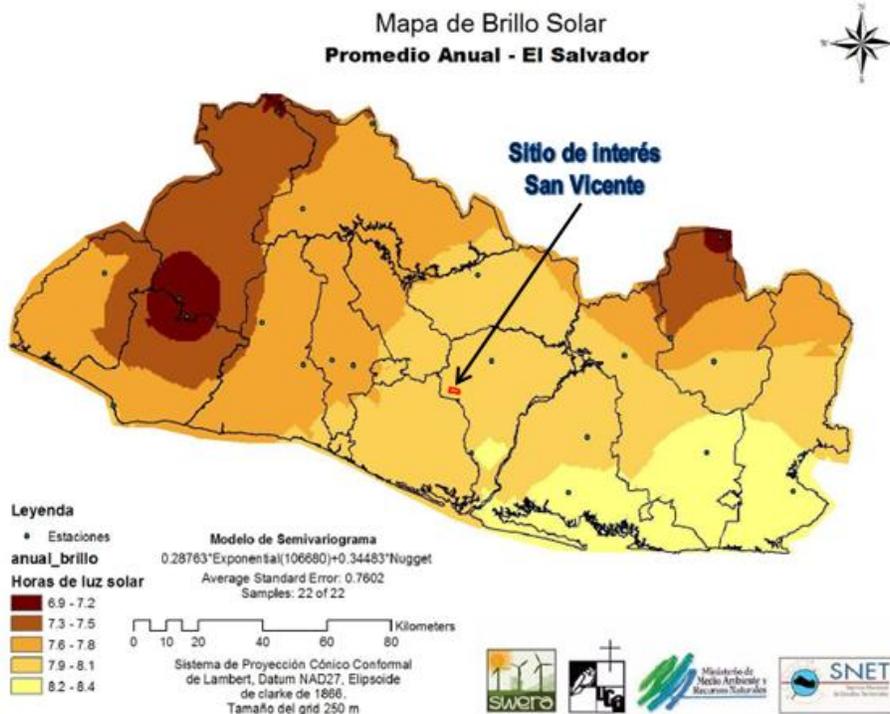
El Salvador no posee una base de datos histórica de irradiancia solar completa, sin embargo se han desarrollado esfuerzos para disminuir la incertidumbre de datos dispersos, fragmentados e inexistentes. Durante el año 2005 se publicó el documento “Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador, proyecto SWERA”, en el cual se digitalizó y analizó la escasa información existente.

Como resultado del mencionado esfuerzo se estimó el potencial solar y se construyeron los mapas de radiación solar y brillo solar (horas de luz) para el territorio de El Salvador. Estos mapas se presentan en la Figura 14 y Figura 15.

Según Figura 14 observamos que el sitio de interés del presente estudio (resaltado en rojo) corresponde a una de las zonas con mayor potencial solar estimado cuyo valor de irradiancia oscila entre 4.93 kWh/m<sup>2</sup>/día y 5.16 kWh/m<sup>2</sup>/día promedio anuales. Y en Figura 15 se aprecia que se estiman un total de 7.9 a 8.1 horas de luz solar al año. Estos valores constituyen una aproximación al recurso disponible en El Salvador, por lo que para un diseño de detalle deberán realizarse mediciones específicas y en un plazo de tiempo prolongado (> 1 año preferiblemente).



**Figura 14 Mapa radiación solar, promedio anual**  
 Fuente: Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador, proyecto SWERA 2005



**Figura 15 Mapa de brillo solar, promedio anual**  
 Fuente: Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador, proyecto SWERA 2005

### 5.3 Generalidades sobre Biomasa

En este apartado se exponen los aspectos teóricos principales para la propuesta de aprovechamiento de biomasa para producción de electricidad en la región de San Vicente.

El Salvador cuenta con una variedad de recursos naturales propios que, de ser bien gestionados y empleando tecnología apropiada, se podrían aprovechar para producir diferentes formas de energía como la térmica, mecánica y eléctrica, al mismo tiempo que se podría reducir la contaminación por las emisiones de gases de efecto invernadero al tratarse de fuentes renovables.

Actualmente la única experiencia exitosa que consta hasta el momento es el aprovechamiento de biomasa para cogeneración en los ingenios azucareros y supone un 3.2% [3] de la energía eléctrica total inyectada a la red nacional ( $\approx 5,650.6$  GWh/año). En esta industria se hace uso de residuo de la caña de azúcar (bagazo), el cual es utilizado en calderas especiales (bagaceras) donde se produce vapor de agua que luego es empleado tanto en la producción de electricidad y calor para el proceso de producción de azúcar.

Uno de los factores que hace rentable la generación y venta de energía en el contexto de un ingenio, es el bajo costo con que obtienen la materia prima (bagazo de caña), cuyo costo por cosecha de caña y transporte (desde los puntos de obtención hasta la planta) ya está incluido en el precio de venta de azúcar, principal negocio de dicha industria. De hecho, este proceso actualmente es muy rentable, tanto es así que la mayoría de estas industrias han optado por ampliar su capacidad instalada de cogeneración mediante la instalación de nuevas calderas de alta eficiencia que, por lo general, operan a condiciones superiores a los 60 bar y 500 °C.

De esta forma los ingenios azucareros han sabido superar una de las grandes dificultades que hace inviable el aprovechamiento de la biomasa en ciertas ocasiones: su alto costo por obtención y transporte; lo cual, generalmente, se debe a la lejanía y dispersión de la biomasa respecto al punto de aprovechamiento.

Para el presente estudio, se propone que la biomasa a ser aprovechada sea tipo forestal leñoso y para su obtención se plantará un bosque energético con determinadas especies de donde se obtendrá la materia prima para generar energía mediante su combustión.

Las especies seleccionadas deben ser aquellas que permitan la mayor obtención rentable de energía, según los criterios que se describen a continuación:

- Posibilidad de desarrollarse en tierras marginales que no sean dedicadas a cultivos tradicionales como maíz, frijol y otro.
- Altos niveles de producción de biomasa con bajo costo de producción (uso de abono, insecticida u otros productos que mejoren la producción).
- Balance medio ambiental y energético positivo.
- Fácil adecuación de la biomasa (pre-tratamiento) para la generación de energía en sus diferentes formas, principalmente térmica.

Las especies principales a considerar son tres:

- a) Madrecacao (*Gliricidia Sepium*)
- b) Eucalipto (*Eucalyptus Camaldulensis*)
- c) Laurel de la India (*Ficus Retusa*)

De los cuales el más abundante es el árbol de “Madrecacao” seguido del Eucalipto. En cuanto al Laurel de la India, su uso es limitado ya que en su madurez o etapa adulta, las raíces provocan daños a las estructuras civiles cercanas.

Consecuentemente, para este análisis se asumirá que la biomasa de tipo leñoso proviene de las especies: *G Sepium* y *E. Camaldulensis*. En la práctica se aprovechará otros tipos de especies de la zona, sin embargo, las especies citadas son las más representativas y, por lo tanto, las únicas a ser consideradas en el estudio.

La imagen de cada especie en la zona de interés es mostrada en la Figura 16 y Figura 17. Mediante ellas se puede tener una idea del aspecto físico y el entorno en donde generalmente se encuentran.



**Figura 16 Árboles de Madrecacao (*Gliricidia Sepium*)**

La *G. Sepium* (Figura 16) es originaria de México y Centro América; crece entre 5 y 10 metros como máximo, y posee una buena capacidad de rebrote después de realizar el corte. Según un estudio desarrollado por CATIE, en un aprovechamiento realizado en cercas vivas (uso muy frecuente) con rebrotes de dos años, se obtuvo 12.5 ton/km de biomasa seca, de los cuales el 90% fue usado como leña y el resto como follaje o ramaje sobre el terreno [15].

En cuanto a rendimientos para cortes sucesivos, hay indicadores de que la producción de leña varía con la frecuencia de corte [15]. Así, por ejemplo, se obtuvo una producción de 0.7 ton/km (peso seco), con cortes

cada tres meses, mientras que para un solo corte, a los seis meses la producción fue de 2.8 ton/km lo que implica que la especie necesita más de tres meses para producir ramas lignificadas que puedan ser utilizadas como leña.

La siembra directa en el campo es la forma más barata para establecer dicha especie, generalmente se busca asociarlo con otros cultivos o en tierras aradas. La densidad típica puede ser como mínimo de 2,500 árboles/ha, al cabo de un año el árbol habrá crecido tanto que las ramas de sus copas se juntarán.

Otra especie es la denominada *Eucalyptus Camaldulensis* (Figura 17) es originaria de las regiones cálidas de Australia razón por la cual se ha adaptado con relativa facilidad al clima tropical de la región Centroamericana [16]. Entre sus características destaca su esbeltez dado que su tronco tiene diámetros de entre 10 a 40 cm y altura de hasta 25 m. Entre las aplicaciones en El Salvador está su uso como rompe viento, como árbol para ornamentar espacios o como barrera viva para delimitar terrenos en las zonas rurales. Es de fácil adaptabilidad en suelos desde pobremente fertilizados hasta frecuentemente inundados.



Figura 17 Fotografía de un grupo de árboles de Eucalipto (*Eucalyptus Camaldulensis*)

#### 5.4 Hipótesis de trabajo

Finalmente en este apartado se plantean las hipótesis de trabajo para el presente estudio, teniendo en cuenta las diferentes variables planteadas en los apartados anteriores para cada una de las fuentes de energía renovable que son objeto del estudio.

Hi: La operación de una planta de ciclo orgánico Rankine con el aprovechamiento de tres tipos de energía primaria, tales como: Geotermia de media entalpía, radiación solar y biomasa de tipo forestal es viable técnicamente para el valle de San Vicente.

Ho: La operación de una planta de ciclo orgánico Rankine con el aprovechamiento de tres tipos de energía primaria, tales como: Geotermia de media entalpía, radiación solar y biomasa de tipo forestal no es viable técnicamente para el valle de San Vicente.

## **5.5 Metodología**

La presente investigación se dividió en cuatro etapas cuyo detalle se presenta a continuación.

La primera etapa consistió en la evaluación/estimación de los recursos energéticos disponibles en la zona de estudio. Dicha estimación se limita a la utilización de la información teórica disponible y aquella información preliminar obtenida de la apreciación en campo del área de interés. Con base a lo anterior es seleccionado el emplazamiento de la planta híbrida propuesta.

Para la estimación de la biomasa vegetal se parte del análisis de las especies mayormente observadas en los alrededores del emplazamiento seleccionado y se calcula teóricamente la cantidad de energía térmica disponible por unidad de masa de dichas especies, posteriormente se obtiene teóricamente el área de terreno a utilizar para el aporte energético de la biomasa en función del porcentaje más adecuado para la producción eléctrica. Además para esta etapa se recopila y analiza la información existente referente a la medición de irradiancia y de los estudios geocientíficos disponibles, para determinar el potencial de energía solar y geotérmica respectivamente. En el caso de la geotermia deberán conducirse estudios adicionales y actualizar la estimación a medida que se perforen más pozos en el Campo Geotérmico San Vicente.

La segunda etapa consiste en el desarrollo y propuesta de un arreglo de planta híbrida y modos de operación de la misma, con base a los recursos disponibles en la zona de interés previamente delimitada. Adicionalmente, mediante un modelo elaborado en EES (previamente desarrollado) se determina cual es la potencia energética probable a entregar por el arreglo propuesto con el flujo de agua disponible y según los cálculos de la estimación del recurso antes realizados.

La tercer etapa consiste en que una vez determinada la propuesta del sistema híbrido y los porcentajes óptimos de los recursos a utilizar, se evalúan preliminarmente los costos para el montaje y puesta en marcha de la planta, con el objeto de conocer a priori indicadores económicos como VAN, TIR, Tiempo de retorno de la inversión, etc. para tener un panorama a grandes rasgos de la rentabilidad del proyecto.

Finalmente, la cuarta etapa consistió en exponer las consideraciones ambientales y procedimiento para la obtención del permiso ambiental para el montaje y funcionamiento de la planta híbrida propuesta.

## **6 ESTIMACIÓN DEL RECURSO DISPONIBLE**

Debido a que la investigación está basada sobre el hecho fundamental de la combinación de las energías Geotérmica, Solar Térmica y Biomasa, en este apartado se analiza y estima el potencial energético disponible en la zona de interés.

Es importante mencionar que la estimación de los recursos energéticos es una aproximación realizada en un momento específico, utilizando datos e hipótesis sobre diferentes variables económicas, tecnológicas, y

supuestos que pueden cambiar con cierta rapidez, y más aún en sitios donde los proyectos energéticos se encuentran en exploración.

Lo anterior es debido a la modificación continua de aspectos tecnológicos, económicos o políticos, requisitos ambientales y políticas sociales. Por lo tanto las estimaciones desarrolladas tienen un valor transitorio y deberán ser actualizadas periódicamente.

## 6.1 Estimación del recurso geotérmico disponible en la zona de interés

### 6.1.1 Descripción del método volumétrico y simulación Monte Carlo

La estimación del potencial geotérmico disponible en el Campo Geotérmico San Vicente se vuelve importante, ya que es el agua geotérmica proveniente de los equipos de separación la que se desea aprovechar.

Para obtener el potencial geotérmico de la zona de interés se ha aplicado el método volumétrico de cálculo con simulación Monte Carlo, donde cada valor posible de los parámetros involucrados son iterados alrededor de 100,000 veces con el objetivo de incluir las incertidumbres de varios valores desconocidos y que son requeridos al momento de realizar la estimación.

El método volumétrico se basa en el cálculo de la energía térmica contenida en un volumen de roca a considerar dentro de la zona de interés, y en una estimación de la fracción de tal energía que es recuperable y que puede ser convertida a energía útil, asumiendo un reservorio homogéneo y cerrado (sin recargas). Esto se describe en las ecuaciones 1 y 2 mostradas a continuación.

$$Q = C * A * H * (T_i - T_a) \quad (1)$$

Dónde:

Q: Es la energía térmica del reservorio en KJ;

C: El calor específico volumétrico de la roca más el agua;  $C = \rho_r(c_r)(1 - \phi) + \rho_f(c_f)(\phi)$

$\rho_r$ : Densidad de la roca (Kg/m<sup>3</sup>)       $C_r$ : Calor específico de la roca (°C KJ/Kg)

$\rho_f$ : Densidad del fluido (Kg/m<sup>3</sup>)       $C_f$ : Calor específico del fluido (°C KJ/Kg)

$\phi$ : Porosidad

A: Es el área del reservorio (m<sup>2</sup>);

H: El espesor del reservorio (m);

T<sub>i</sub>: La temperatura media del reservorio (°C);

T<sub>a</sub>: La temperatura de abandono (°C).

$$E = \frac{Q * FR * \eta_e}{FP * t} \quad (2)$$

Dónde:

E: Es la fracción de energía que se estima es aprovechable KJ;

Q: Es la energía térmica del reservorio en KJ;

FR: Factor de recuperación;  
FP: Factor de planta;  
 $\eta_e$ : Eficiencia de conversión  
t: Tiempo de vida de la planta.

Para la simulación Monte Carlo algunos de estos parámetros se limitan teóricamente dentro de un rango determinado, mientras que otros provienen de estudios geocientíficos, el detalle de estos valores se presenta a continuación.

Factor de Recuperación: Es la fracción del calor almacenado en el reservorio que podría ser extraído en superficie. No todo el calor almacenado puede ser utilizado, dicha fracción se asume del 10 al 15% [10].

Debido al comportamiento no ideal de los sistemas geotérmicos, en la práctica los factores de recuperación son menores; Nathenson, Mufler y Brook proponen que el valor de FR sea 0.25.

La eficiencia de conversión: El calor no puede ser convertido en electricidad con 100% de eficiencia. El calor que se encuentra por encima de 150°C a 200°C puede ser convertido con eficiencias del 10 al 20% [10].

La vida económica: Es el período que se necesita para que toda la inversión se recupere considerando la tasa interna de retorno, por lo general se estima de 25 a 30 años.

Factor de planta: Se refiere a la disponibilidad de la planta durante todo el año teniendo en consideración el período del mantenimiento. Usualmente este valor oscila del 90 al 95 %.

Temperatura de abandono: Este valor se puede ajustar de acuerdo a las características del sistema que se vaya a evaluar. Así para una planta a condensación suele ser entre 150°C y 180°C, doble flasheo se puede tomar 115°C y para un ciclo binario este parámetro puede ser hasta 130°C.

Calor específico volumétrico: Se calcula en función de la porosidad y capacidad térmica volumétrica para la roca (2,280, 2500, 2,700 kJ/m<sup>3</sup>°C) de la zona bajo estudio.

El área del reservorio: Se estima con base a los resultados de los datos geocientíficos.

El Espesor del reservorio: Se asume un reservorio con espesor uniforme, considerando una profundidad máxima de 3 km, que depende de la tecnología de perforación disponible en cada sitio, de manera que el valor más utilizado oscila entre 500 m y 2000 m. Se infiere con base a estudios geocientíficos y se comprueba con pozos de exploración profundos.

Temperatura del reservorio: Los valores de temperatura del reservorio se puede estimar mediante el uso de geotermómetros de aguas, gases e isotopos. También el modelo se calibra una vez se pueden realizar mediciones en pozos exploratorios.

Porosidad: Este valor depende de las condiciones del sitio y oscila entre valores de 6% al 15%. Donde el primer valor corresponde a sistemas geotérmicos cuya permeabilidad es pobre.

### 6.1.2 Variables para el cálculo volumétrico y simulación Monte Carlo para el Campo Geotérmico San Vicente

Las variables primarias que intervienen en la estimación de potencial de un sistema geotérmico son la porosidad, área y espesor del reservorio y la temperatura. Los últimos tres son derivados del modelo conceptual del Campo Geotérmico San Vicente.

Otras variables importantes que depende del tipo de planta que se instale son: factor de carga y temperatura de abandono.

Para la estimación del potencial del sistema geotérmico de San Vicente se consideraron diferentes escenarios en los valores de las variables utilizadas. Dichos parámetros y suposiciones a utilizar se presentan en Tabla 3 y desde la Figura 18 a la Figura 25.

**Tabla 3 Valores y distribuciones de probabilidad de las variables del método volumétrico**

Descripción	Variable	Unidades	Mínimo	Más Probable	Máximo	Tipo de distribución de probabilidad
Área del reservorio	A	km <sup>2</sup>	4	6	12	Triangular
Espesor del reservorio	H	m	700	1500	2000	Triangular
Temperatura del reservorio	T <sub>i</sub>	°C	230	240	270	Triangular
Temperatura de abandono	T <sub>a</sub>	°C	135	150	180	Triangular
Porosidad	φ	-	-	0.06/SD=0.02	-	Logarítmico Normal
Calor específico de la roca	C <sub>r</sub>	kJ/kg °C	0.85	0.85	0.90	Triangular
Calor específico del fluido	C <sub>f</sub>	kJ/kg °C	N/A	5.18	N/A	Constante
Densidad de la roca	ρ <sub>r</sub>	kg/m <sup>3</sup>	N/A	2500	N/A	Constante
Densidad del fluido	ρ <sub>f</sub>	kg/m <sup>3</sup>	N/A	764.45	N/A	Constante
Factor de recuperación	FR	-	N/A	0.23	N/A	Constante
Eficiencia de conversión	η <sub>e</sub>	-	0.10	0.12	0.20	Triangular
Factor de planta	FP	-	0.90	0.95	1.00	Triangular
Tiempo de vida de la planta	Años	-	N/A	30	N/A	Constante

En la Figura 18 se muestra la suposición de la distribución de probabilidad triangular para el área del reservorio, cuyos valores se basan en resultados de campañas de medición de TDEM y MT en la zona del Campo Geotérmico San Vicente [17]. Los resultados de los estudios geocientíficos indican que el reservorio del sistema geotérmico de San Vicente corresponde al basamento resistivo y un alto gravimétrico (asociado a un estrato de lavas fracturadas de la formación Bálsamo, con un tipo de alteración propilítica).

En la Figura 19 se aprecia la suposición de la distribución de probabilidad triangular para el espesor del reservorio, cuyos valores surgen de resultados de campañas de TDEM y MT desarrollados en el área de interés por LaGeo S.A. de C.V. Con base al criterio que el reservorio se encuentra en un basamento resistivo MT, caracterizado por un rango de resistividades entre 15 y 60 ohm-m, se infiere un rango de espesor entre 700 y 2,000 metros. Es importante mencionar que este espesor podría ser alcanzado por la tecnología de perforación actual existente en El Salvador, ya que se estima una capacidad de perforación de hasta 3,000 metros de profundidad.

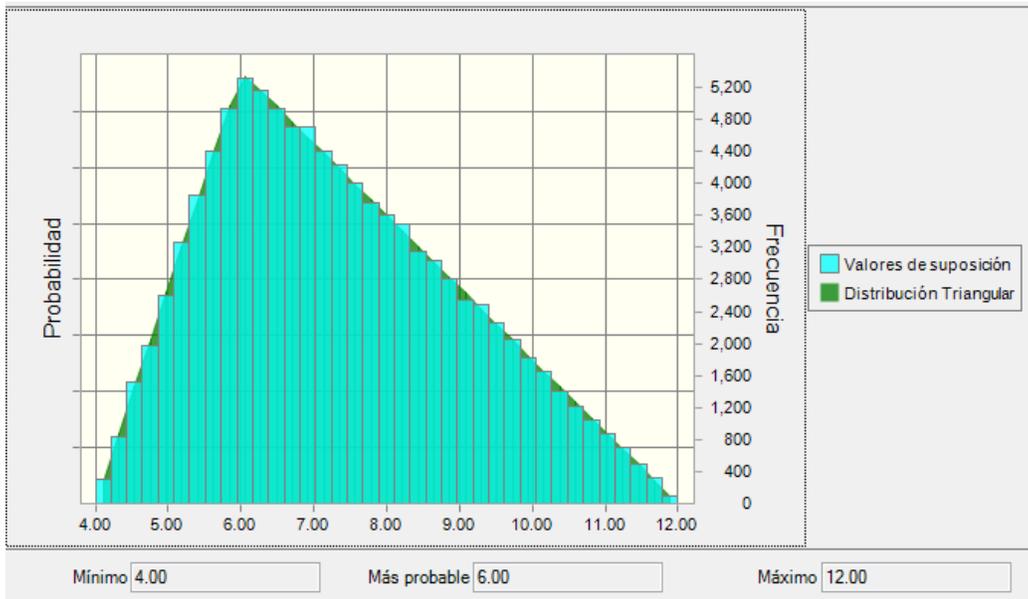


Figura 18 Distribución de probabilidad para el área del reservorio

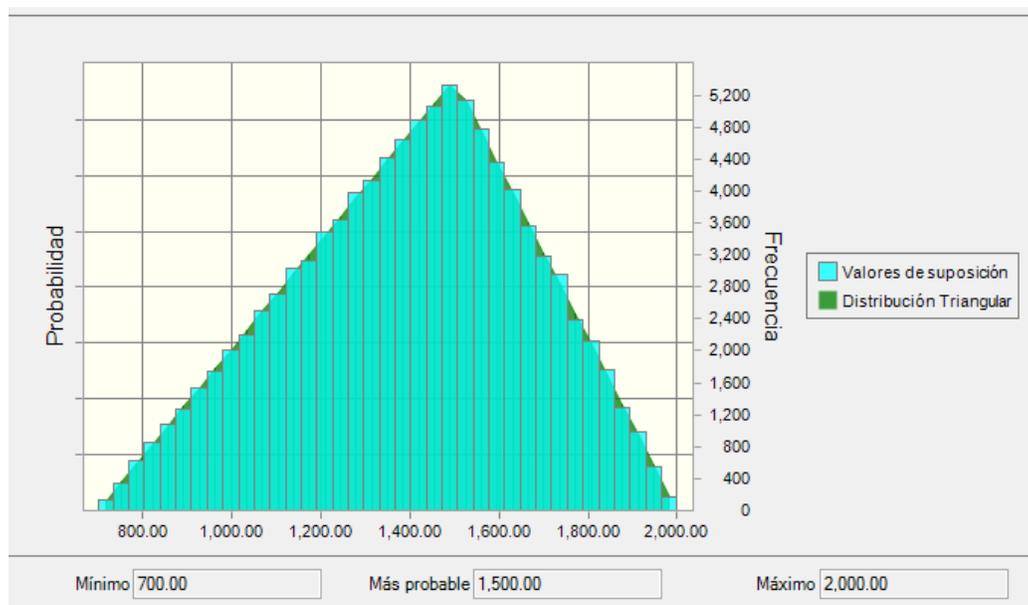


Figura 19 Distribución de probabilidad para el espesor del reservorio

El cálculo de las temperaturas del reservorio del sistema geotérmico de San Vicente, a partir de los geotermómetros de gases y de aguas, son consistentes entre sí y proporcionan un rango de valores de temperatura de 255°C a 300°C; sin embargo en mediciones de pozos existentes no se reportan

temperaturas del orden superior (300°C) y en promedio se observan registros en rango de 230°C a 250°C por lo que para la estimación del potencial se ha considerado un rango de 230°C a 270°C con valor más probable de 240°C. En la Figura 20 se aprecia la distribución de probabilidad triangular para la temperatura del reservorio, definida a partir de resultados de mediciones de temperatura en pozos profundos perforados en el Campo Geotérmico San Vicente, así como de los resultados de geotermómetros.

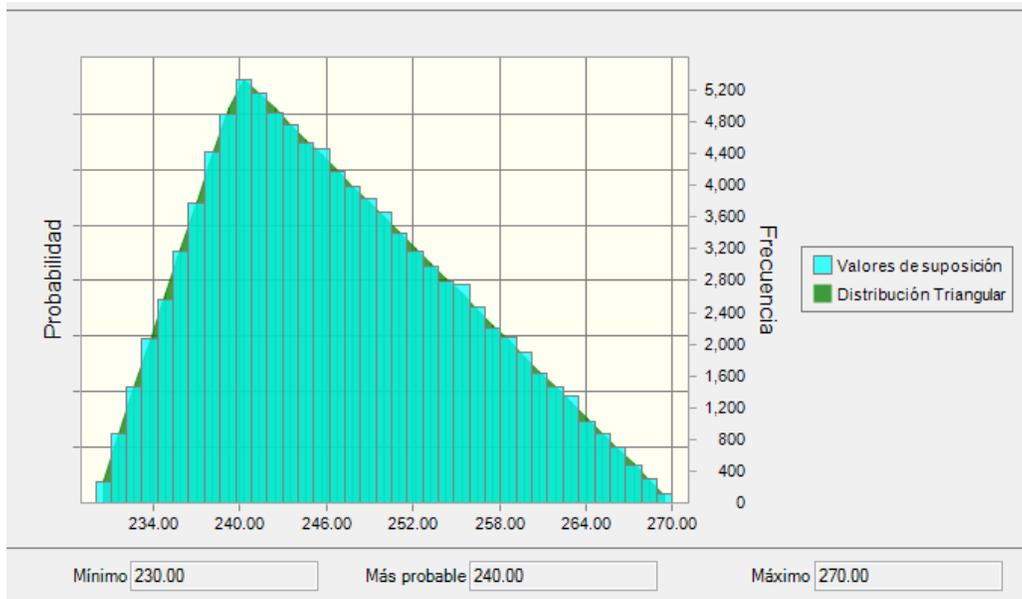


Figura 20 Distribución de probabilidad para la temperatura del reservorio

La variable de la temperatura de abandono se refiere a la temperatura del fluido de descarga, y depende del tipo de tecnología utilizada en la generación. Si es una planta a condensación este valor (como el caso de la Central Geotérmica Berlín) es de 180°C por lo que este se ha tomado como valor máximo en la distribución de probabilidad. El valor mínimo corresponde a la temperatura aproximada de descarga en el caso de una planta con ciclo orgánico Rankine y corresponde a 135°C, este valor deberá ser verificado a través de experimentación en campo. En la Figura 21 se presenta la distribución de probabilidad para la temperatura de abandono.

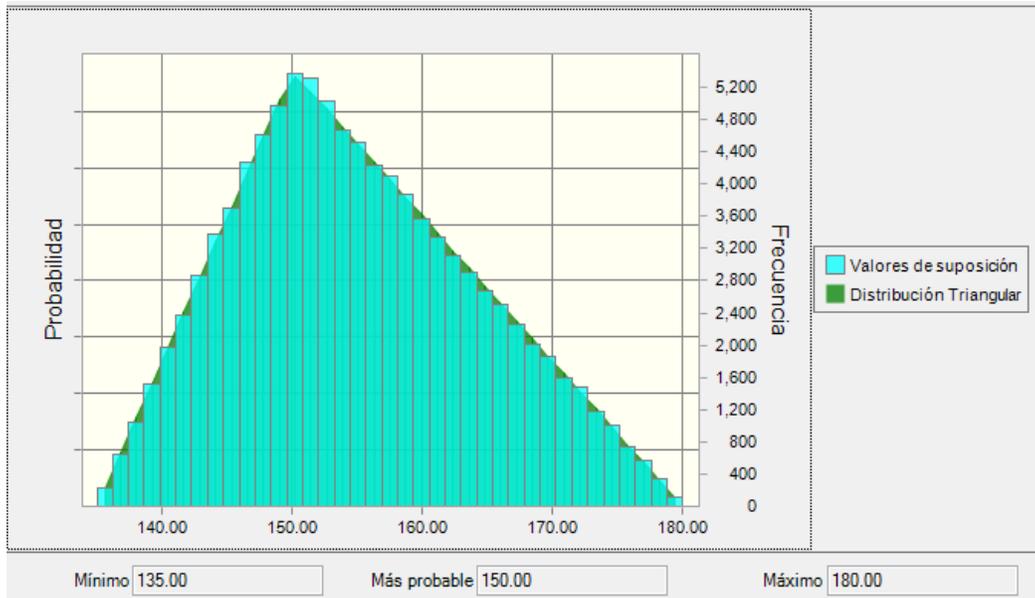


Figura 21 Distribución de probabilidad para la temperatura de abandono

En la Figura 22 se puede observar la distribución de probabilidad para la porosidad. Esta variable corresponde a los espacios vacíos presentes en la matriz del reservorio más los espacios vacíos producto del fracturamiento presente en la roca debido a la actividad sísmica (porosidad secundaria). Se considera una distribución tipo logarítmica normal con un valor medio del 6% y desviación estándar de 2% debido a la baja permeabilidad que se ha encontrado en la mayoría de los pozos perforados hasta la fecha en el Campo Geotérmico San Vicente.

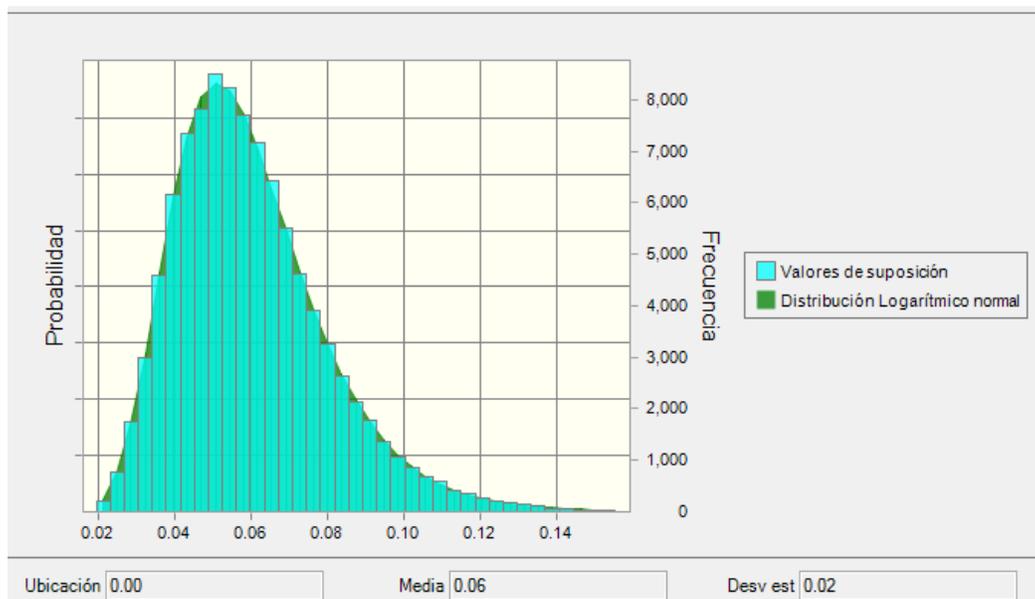


Figura 22 Distribución de probabilidad para la porosidad

En la Figura 23, Figura 24 y Figura 25 se presentan las distribuciones de probabilidad del calor específico de la roca, factor de planta y eficiencia de conversión respectivamente, asumidos según los valores teóricos recomendados en 6.1.1

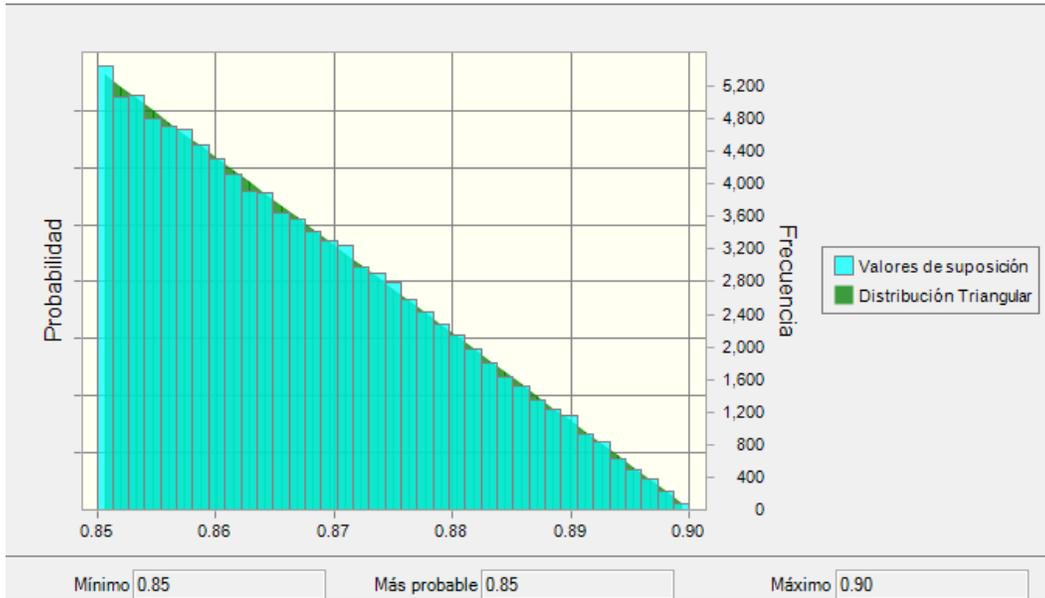


Figura 23 Distribución de probabilidad para el calor específico de la roca

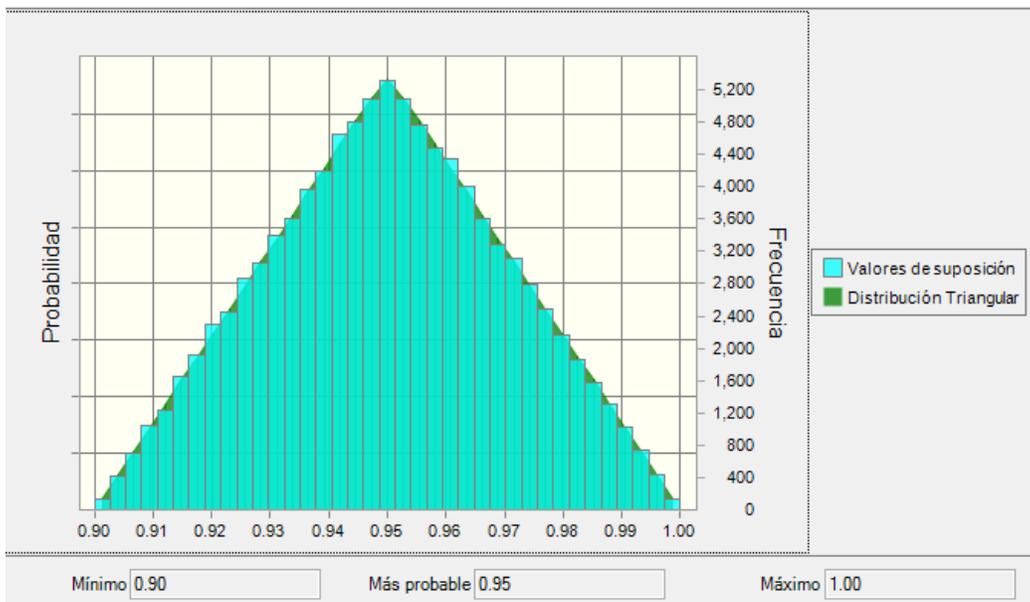
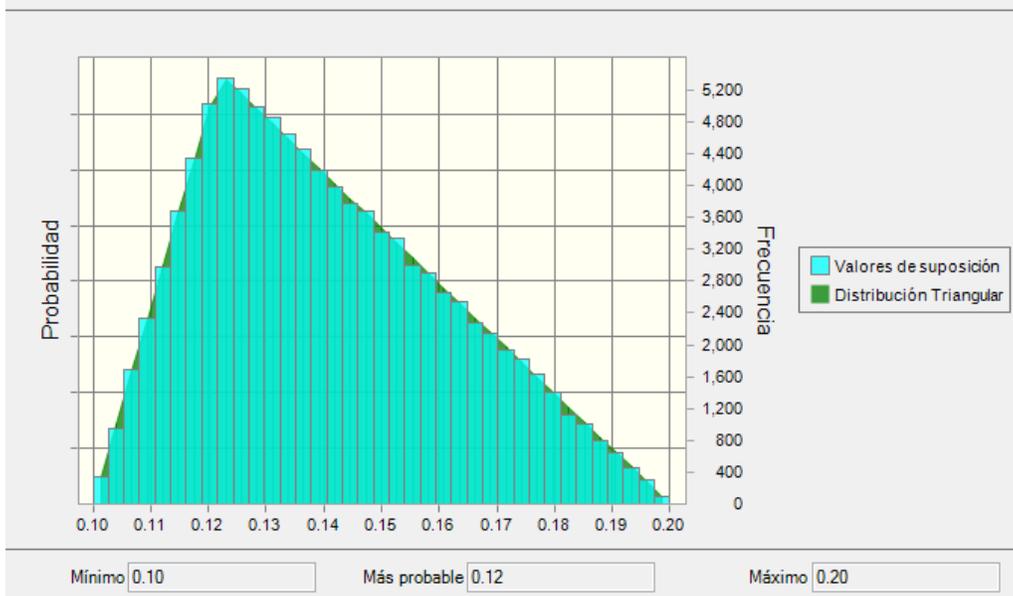


Figura 24 Distribución de probabilidad para el factor de planta



**Figura 25 Distribución de probabilidad para la eficiencia de conversión**

### 6.1.3 Resultados de simulación Monte Carlo

El resultado del cálculo del potencial geotérmico disponible en el sistema San Vicente se presenta en la Figura 26 como una curva de distribución de probabilidad discreta y en la Figura 27 se observa la curva de probabilidad acumulada.

De estas Figuras pueden extraerse algunos datos estadísticos como son: Intervalo de certeza del 90%, el resultado más probable, la media y mediana de los datos, la desviación estándar y el potencial mínimo esperado que usualmente toma el valor del percentil 90. Todos los datos mencionados anteriormente pueden apreciarse de manera resumida en la Tabla 4.

**Tabla 4 Parámetros estadísticos para la distribución de probabilidad del potencial geotérmico estimado con simulación Monte Carlo para 30 años**

Parámetros estadísticos	MWe (30 años)
Intervalo de certeza del 90 %	39-134
Valor más probable	58
Media	79
Mediana	74
Desviación Estándar	29
P90 (potencial mínimo)	45

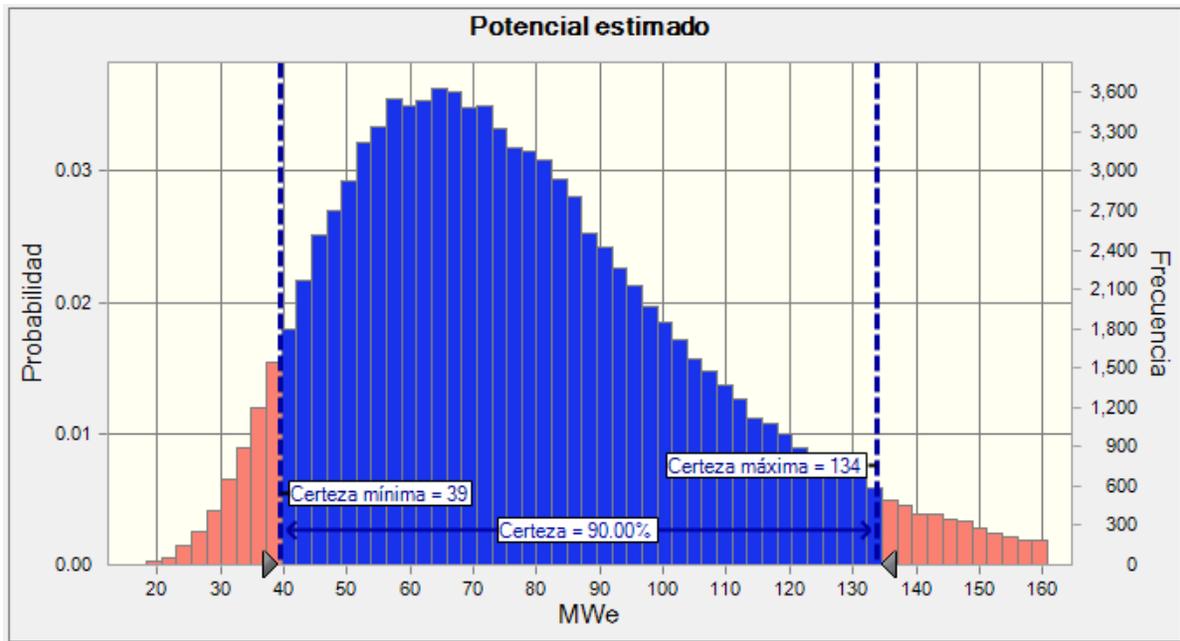


Figura 26 Curva de distribución de probabilidad para el potencial geotérmico estimado para un período de 30 años

Acorde a la curva de distribución de probabilidad de la Figura 26 se observa que la simulación Monte Carlo predice con un 90% de certeza que el potencial geotérmico para generación eléctrica del Campo Geotérmico San Vicente está entre 39 y 134 MW<sub>e</sub>.

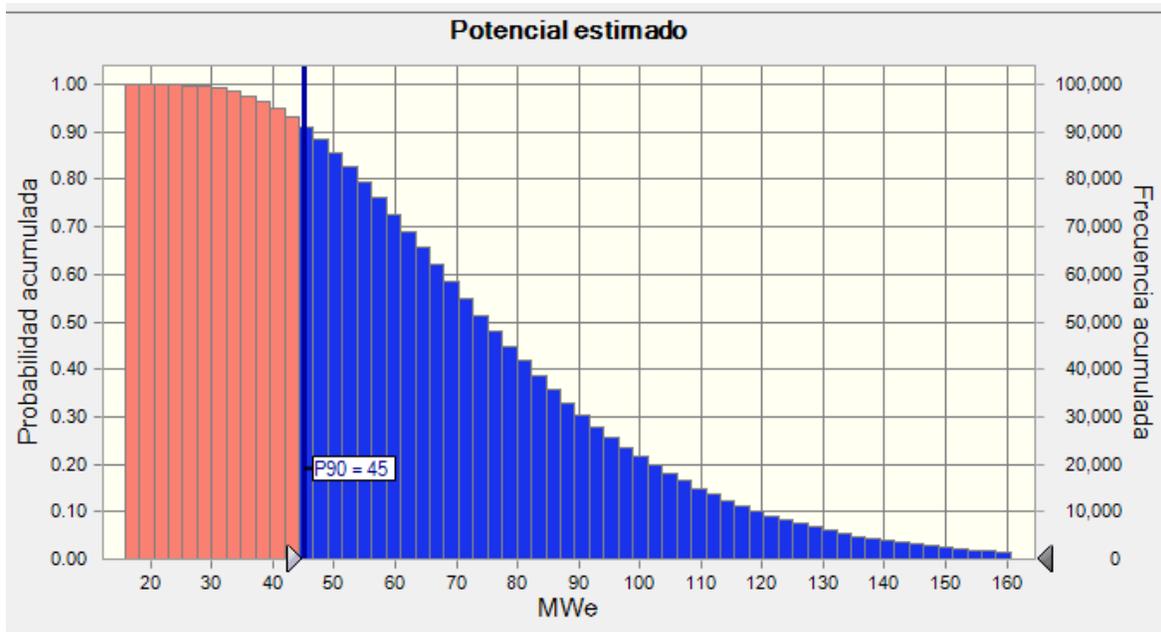


Figura 27 Curva de distribución de probabilidad acumulada para el potencial geotérmico estimado para un período de 30 años

También se extrae de la curva de probabilidad acumulada mostrada en la Figura 27 que el modelo predice que existe un 90% de probabilidad de extraer al menos 45 MW<sub>e</sub> del Campo Geotérmico San Vicente.

## 6.2 Estimación del recurso solar térmico disponible

Dado que en el sitio de estudio actualmente no se cuenta con datos de irradiancia solar directa (DNI) medidos, los datos utilizados para el dimensionamiento del campo solar han sido tomados de la estación de medición más próxima al sitio de interés. Dicha estación es la del puente Cuscatlán, ubicada a 28 km al Este del área de estudio y el resumen de los datos se presenta en la Tabla 5.

Tabla 5 Irradiación Solar Normal Directa (DNI) kWh/m<sup>2</sup>/día

Mes	Irradiación
Enero	7.27
Febrero	6.99
Marzo	7.18
Abril	4.20
Mayo	4.19
Junio	3.77
Julio	4.89
Agosto	4.71
Septiembre	3.87
Octubre	5.64
Noviembre	6.39
Diciembre	7.20
Irradiancia anual	2017.67

De la tabla 5 se puede observar que la irradiación media anual tiene un valor de 2017.67 kWh/m<sup>2</sup>/año.

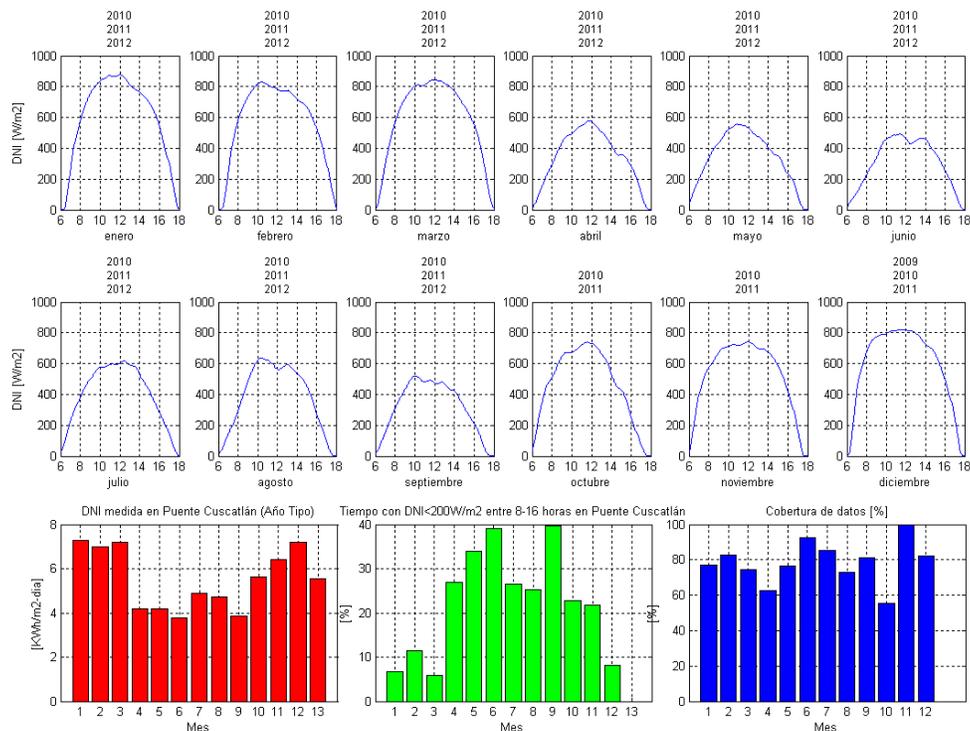


Figura 28 Registro de mediciones de irradiancia e irradiación solar en puente Cuscatlán

En la Figura 28 se presenta el registro de mediciones de irradiancia solar hechas en el período desde 2010 hasta 2012, de la mencionada estación meteorológica. De los gráficos de irradiancia se observa que los meses con mayor intensidad solar son: de Noviembre a Marzo de cada año, lo que corresponde a la época seca en El Salvador.

Para el dimensionamiento de la planta de energía solar se seleccionó el mediodía solar del 21 de Marzo como el día de diseño y su valor de irradiancia solar directa corresponde aproximadamente a 800 W/m<sup>2</sup>.

### 6.3 Estimación del recurso de biomasa disponible

El cálculo que se presenta en este apartado corresponde al de la energía primaria disponible por kg de biomasa, la cual está relacionada con la cantidad de elementos químicos que la constituyen, así como también el contenido de humedad en la misma. Para el caso en cuestión, en la Tabla 6 se muestra la composición química de cada una de las especies objeto de análisis, así como también su poder calorífico superior (PCS) base seca [18] y el cálculo del poder calorífico inferior (PCI) base húmeda con 30 % de humedad ( $W_{b,h}$ ) (más real respecto a las condiciones de aprovechamiento), para lo cual se empleó la ecuación 3 [16].

Tabla 6 Resultados de análisis elemental e inmediata realizado a especies evaluadas

Composición química (%bs)	Nombre de la especie	
	Gliricidia Sepium	Eucalyptus Camaldulensis
	% peso	% peso
C	45.22	48.68
H	5.91	6.20
N	1.06	0.24
S	0.00	0.00
O	46.26	44.86
CL	0.03	0.03
Cenizas	1.52	0.00
PCS(bs) (kJ/kg)	18,380.00	20,100.00
<b>PCI(bh) (kJ/kg)</b>	<b>11,219.46</b>	<b>12,378.72</b>

Fuente: "Potential for rural electrification based on biomass gasification in Cambodia" Tabla 2, página 659

$$PCI_{(bh)} = PCS_{(bs)} * \left(1 - \frac{W_{bh}}{100}\right) - 24.49 * (W_{bh} + 9 * (H_{bs})) * \left(1 - \frac{W_{bh}}{100}\right) \quad (3)$$

Dónde:

$W_{(bh)}$  es la humedad de la especie, base húmeda.

$H_{(bs)}$  es la fracción base seca de hidrogeno.

La última fila de la Tabla 6 muestra el poder calorífico para cada una de las especies con un 30% de humedad, a ser introducida en la caldera. La influencia del contenido de humedad sobre el PCI se presenta gráficamente en la Figura 29.

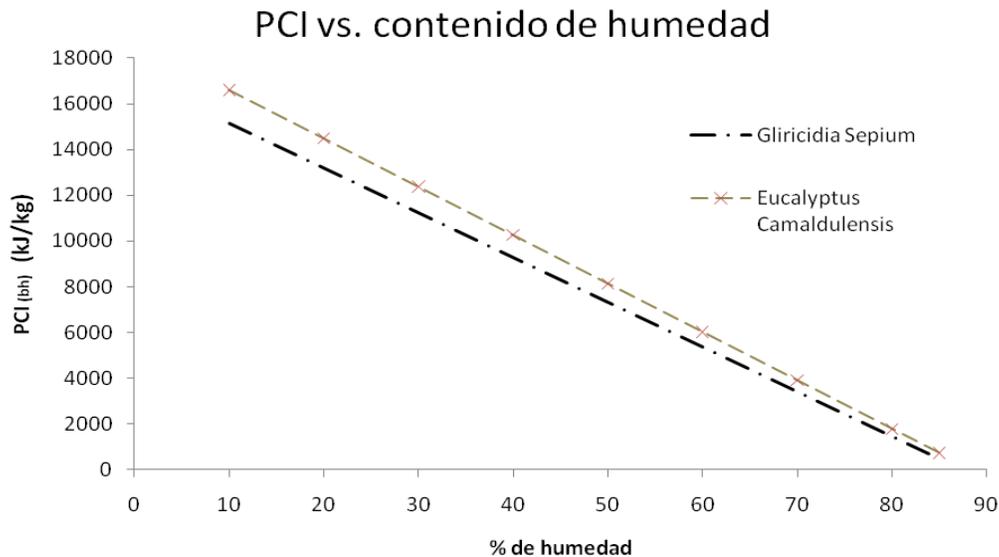


Figura 29 Variación del poder calorífico inferior (b.h.) respecto al contenido de humedad.

Con base a lo anterior, la cantidad de energía química o energía primaria por unidad de masa expresada en kJ/kg, así como la potencia asociada al proceso de combustión de biomasa al 30% de humedad, es mostrada en Tabla 7. Para calcular su magnitud se empleó la ecuación 4 asumiendo lo siguiente: 1000 ton/mes y un tiempo de operación mínimo de 8,000 horas por año.

$$Pot_{(bh)}(MW_{th}) = \left(\frac{ton}{año}\right) * (PCI_{(bh)}[\frac{kJ}{kg}]) * \left(\frac{1}{\# \frac{horas}{año}}\right) * (1hora/3600seg) \quad (4)$$

Tabla 7 Resumen con el resultado del cálculo de energía específica y potencia primaria

Especie	ton/mes	ton/año	PCI (bh) (kJ/kg)	MW
Gliricidia Sepium	600.00	7,200.00	11,219.46	2.8
Eucalyptus Camaldulensis	400.00	4800.00	12,378.72	2.06
Total de biomasa:	1000.00	12000.00		
			Total (MW)=	<b>4.87</b>

La interpretación del resultado es la siguiente: cada kilogramo de mezcla de biomasa con una humedad  $W_{b,h}$ , posee una energía primaria de 4.87 MJ que puede ser liberada cada segundo, asumiendo un 100% de conversión de un reactor termoquímico o caldera durante su proceso de transformación de energía química a energía térmica. Para el caso de una caldera convencional para biomasa cuya eficiencia térmica global se estima en 70%, la potencia térmica disponible es:

$$4.87 * 0.7 = 3.41 MW_{th} \quad (5)$$

## 7 PROPUESTA PRELIMINAR DE PLANTA HÍBRIDA

En este apartado se apuntan las estimaciones de diferentes variables como son: Flujos máxicos requeridos, áreas, localización, y pre-dimensionamiento de una planta híbrida a considerar para la integración de las tres fuentes de energía estudiadas para la zona del Valle de San Vicente.

Como puede verse en la Figura 30, se proponen los sitios para la planta de energía híbrida (3HS + ORC) y el campo solar. Estos se han propuesto en la parte norte de los pozos de producción del Campo Geotérmico San Vicente, debido a que bajo este esquema las tuberías para agua geotérmica menos caliente para reinyección cruzarían la frontera del campo solar suministrando agua separada al sistema híbrido. Se considera además que el terreno, que actualmente se utiliza para la plantación de caña de azúcar con una pendiente promedio de 13.7% de pendiente SN (Figura 33) es apropiado para el despliegue del campo solar de 1 km<sup>2</sup> de tamaño (según apartado 7.2.2) y tiene acceso a los caminos sin pavimentar para el transporte de la biomasa forestal de las plantaciones cercanas.

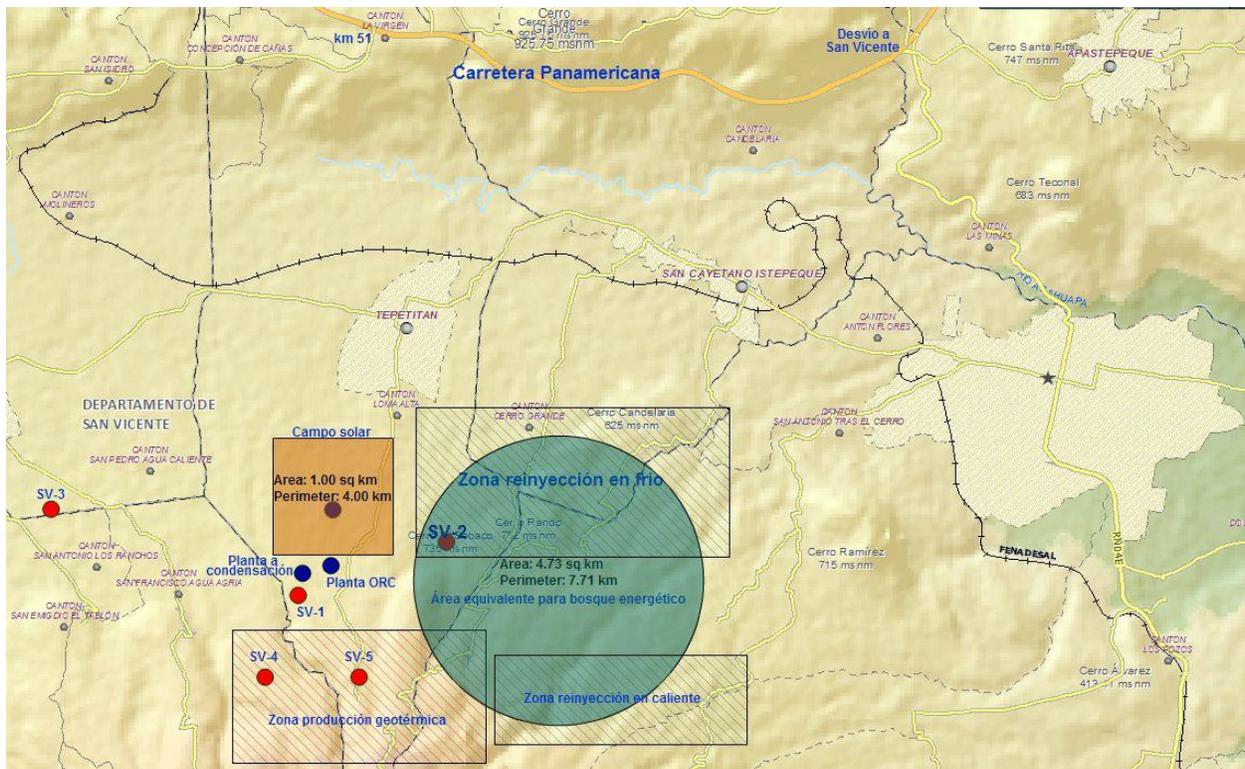


Figura 30 Esquema de ubicación de los sitios propuestos para la planta híbrida

## 7.1 Estimación del flujo de agua geotérmica de separación disponible

Asumiendo un futuro desarrollo de una planta a condensación de 45 MW<sub>e</sub> y considerando el consumo específico de vapor promedio por MW<sub>e</sub> generado en las Centrales Geotérmicas existentes en El Salvador (2.2 Kg/s) se puede estimar flujo total de agua disponible para la planta híbrida propuesta.

El flujo de vapor se calcula en ecuación 6 como:

$$F_v = \text{Consumo vapor} * \text{potencia} = 2.2 * 45 = 99 \text{ kg/s} \quad (6)$$

Se estima que el flujo total de vapor corresponde aproximadamente al 28% del flujo bifásico total, de manera que:

$$F_t = \frac{F_v}{0.28} = \frac{99}{0.28} \quad (7)$$

$$F_t = 353.57 \text{ kg/s}$$

Por lo tanto el flujo total estimado de agua disponible para el Campo Geotérmico San Vicente es:

$$F_a = F_t - F_v = 353.57 - 99 \quad (8)$$

$$F_a = 254.57 \text{ kg/s}$$

## 7.2 Dimensionamiento del campo solar

Para el aprovechamiento de la irradiancia solar de la zona en estudio se ha optado por la tecnología de un campo de helióstatos y torre central dado que, para esta propuesta, es la que presenta mayores ventajas. En la Tabla 8 se presenta una evaluación de las tres tecnologías tomando como referencia la CCP y evaluando los aspectos deseables que deberá cumplir la tecnología que se ha de instalar en la zona donde se está proyectando la planta.

Tabla 8 Evaluación comparativa de tres tecnologías de aprovechamiento solar para las condiciones del terreno observadas

Aspecto evaluado	Tecnología		
	CCP	Fresnel	Torre Central
Uso del suelo (ha/MWe)	5	3	3
Costo del campo de helióstatos	5	5	4
Perdidas térmicas en campo solar	5	5	8
Adaptabilidad en terreno no planos	5	5	8
Capacidad para operar a altas presiones	5	8	9

Aspecto evaluado	Tecnología		
	CCP	Fresnel	Torre Central
Madures de la tecnología	5	2	3
Concentración óptica	5	2	9
Total de evaluación	35	30	44

Escala de ponderación: peor = 0; referencia = 5 y excelente = 10

Fuente: Elaboración propia

Para el caso en cuestión y según los aspectos mostrados en Tabla 8, la tecnología de torre central presenta ventaja respecto a las otras dado que, entre otros aspectos, permite una mayor adaptabilidad a terrenos con orografía compleja, así como también, el uso de la tierra por  $MW_e$  generado es moderado y no es necesario un terreno plano como en el caso de una tecnología CCP o Fresnel. Con respecto a sus pérdidas térmicas, éstas se reducen dado que su absorbedor (ubicado en la torre) está localizado en una zona muy pequeña (en su punto focal) por lo que las pérdidas térmicas al ambiente se reducen considerablemente respecto al CCP o Fresnel donde su absorbedor está distribuido por todo el campo solar.

### 7.2.1 Parámetros generales de ubicación del campo solar propuesto

La ubicación seleccionada para el campo solar es al norte del volcán de San Vicente y sus coordenadas geográficas son:  $13^{\circ}37'55.12''$  N,  $88^{\circ}50'25.62''$  O. En la Figura 31 se presenta una vista con la ubicación del campo solar representado mediante una marca color amarillo, a su alrededor se observa una cuadrícula de 900x600 metros la cual será utilizada como área de referencia mínima para el dimensionamiento del campo solar.

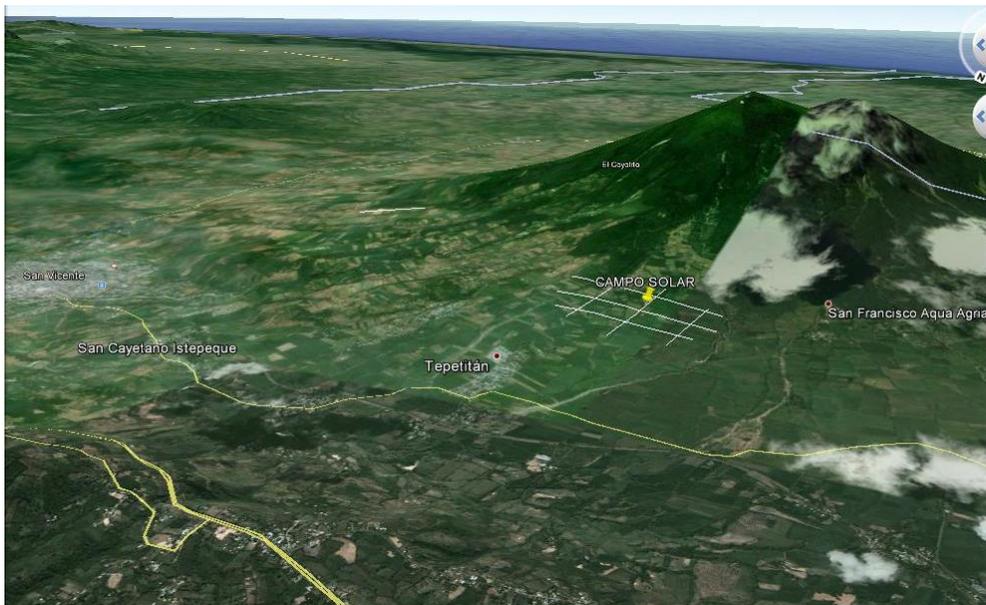


Figura 31 Ubicación geográfica del emplazamiento propuesta para instalar la planta solar

La orografía del área en estudio es mostrada en la Figura 32 y Figura 33 mediante un perfil a lo largo y ancho (ejes centrales) del área de estudio. Como lo muestra Figura 32, la orografía del terreno en el eje Este-Oeste es muy irregular mientras que el perfil Sur-Norte mostrado en la Figura 33 presenta una pendiente de 13.7%, en promedio. Esta es la zona propuesta para la instalación de los heliostatos del campo solar.



Figura 32 Perfil Este-Oeste para el emplazamiento de los heliostatos del campo solar



Figura 33 Perfil Sur-Norte para el emplazamiento de los heliostatos del campo solar

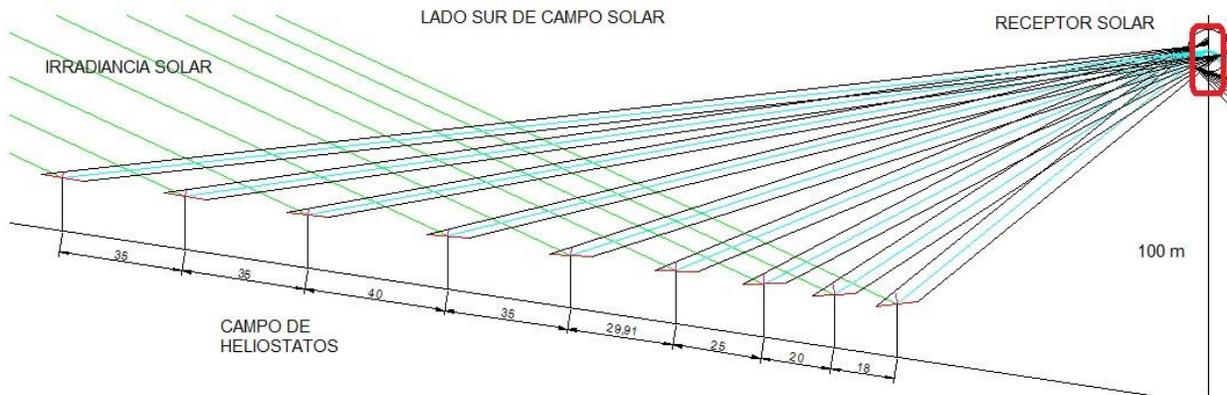
### 7.2.2 Configuración del campo solar propuesto

Para la ubicación del campo de heliostatos se ha elegido una configuración circular en lugar de una Norte dado que ésta última utilizaría mayor cantidad de área para la misma potencia térmica instalada. Lo anterior se debe a la pendiente descendente del terreno (hacia el norte), que requiere una mayor distancia radial entre heliostatos (50% más aproximadamente) respecto del receptor central para evitar que los heliostatos se proyecten sombra entre sí.

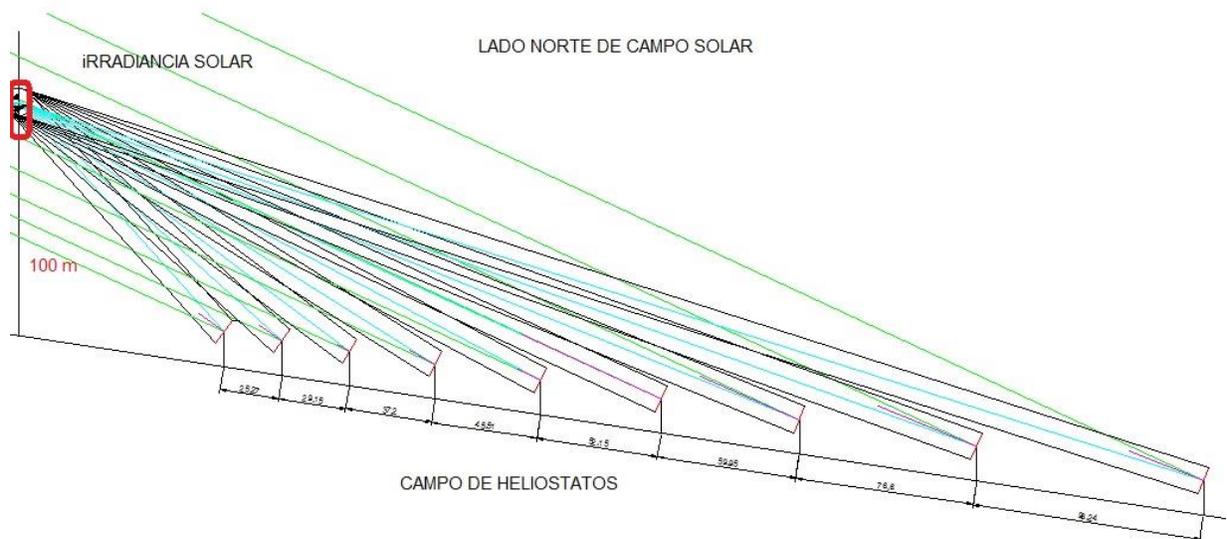
Por el contrario, en el lado sur, los heliostatos pueden ubicarse más próximos entre sí dado que la pendiente hace que, en la medida que se aumenta la distancia en dirección radial, los heliostatos incrementan su altura respecto al que lo antepone.

La ubicación de la planta es clave para evitar cargar el sistema de recirculación del fluido de trabajo, por lo que el receptor solar estará ubicado lo más próximo de la planta ORC para no consumir energía adicional en impulsar el fluido de trabajo hasta el punto más alto de la colina donde estará ubicado el sistema de conversión de energía.

Tomando en cuenta la orografía del emplazamiento, en la Figura 34 y Figura 35 se muestran las vistas en elevación con la distribución del campo de helióstatos tanto para el campo sur como norte, respectivamente.



**Figura 34** Distribución del campo de helióstatos, al Sur.



**Figura 35** Distribución del campo de helióstatos, al Norte

En la Figura 36 se muestra la distribución completa del campo de helióstatos de la planta solar la cual, como ya fue explicada anteriormente, tiene una configuración circular.

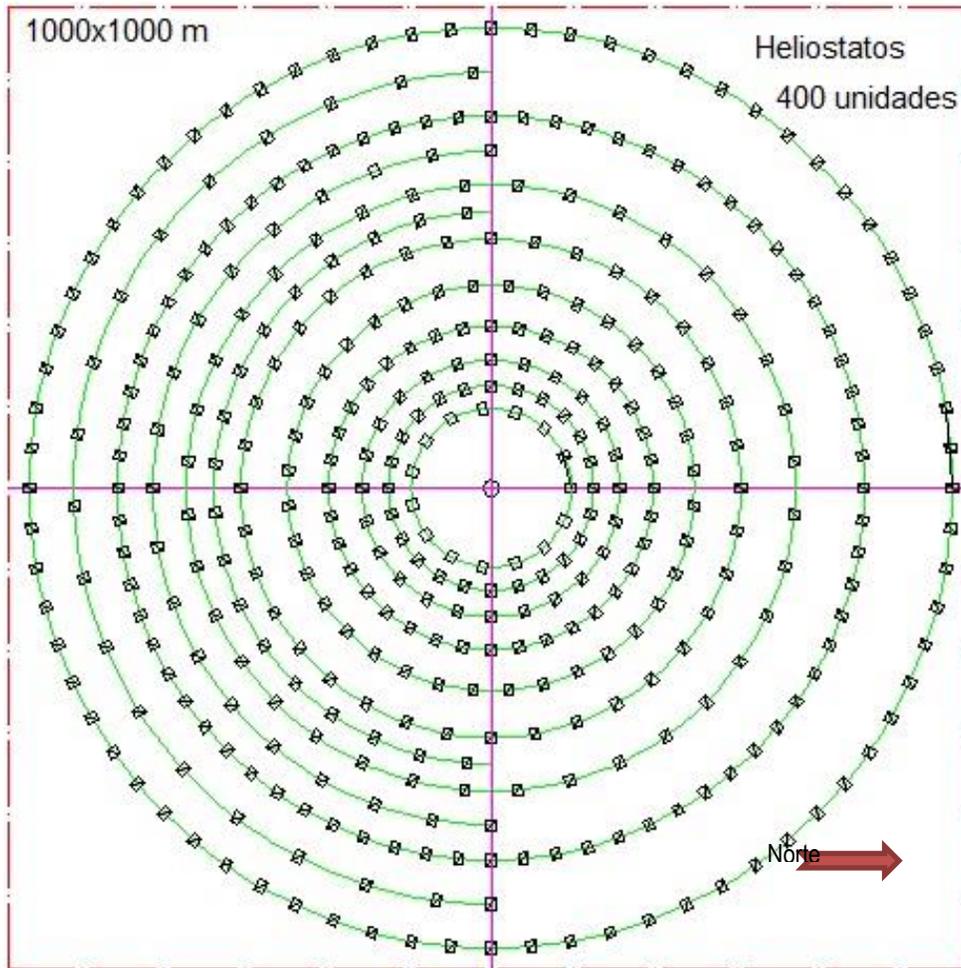


Figura 36 Vista en planta de la distribución del campo de heliostatos de la planta solar

La configuración presentada en la Figura 36 contiene la cantidad de 400 heliostatos distribuidos en círculos concéntricos respecto al eje de la torre. Es oportuno hacer notar la diferencia en la densidad de unidades reflectoras o heliostatos que hay entre el lado norte y sur.

### 7.2.3 Variables que definen el campo solar propuesto

La planta propuesta está definida por las siguientes características:

1. Emplazamiento: Valle de San Vicente ( $13^{\circ}37'55.12''$  N,  $88^{\circ}50'25.62''$  O)
2. Radiación típica anual: 2,017 kWh/m<sup>2</sup>/año (según apartado 6.2)
3. Día de diseño: 21 de marzo
4. Irradiancia de diseño: 800 W/m<sup>2</sup>
5. Múltiplo solar: 1.15
6. Área de apertura por heliostato: 120.00 m<sup>2</sup> (10x12m)
7. Cantidad de heliostatos: 400 (estimado)

8. Tipo de helióstatos: Autónomos mediante sistema fotovoltaico dedicado, con seguimiento azimutal y en altura.
9. Área total de apertura: 48,000.00 m<sup>2</sup>
10. Temperatura de salida del fluido de trabajo: 200 °C
11. Temperatura de entrada del fluido de trabajo: 140 °C
12. Configuración del campo: Circular
13. Configuración del receptor: caldera acuatubular de geometría cilíndrica.
14. Fluido de trabajo: agua tratada (pH>9), suavizada y con bajo contenido de oxígeno disuelto.
15. Presión de trabajo: 20 bar g

#### 7.2.4 Metodología de dimensionamiento del campo solar

Al evaluar la zona de estudio, se observa que ésta tiene vocación agrícola siendo la caña de azúcar el producto más cosechado. Lo anterior condiciona el tamaño de la planta de energía solar a instalar. Por lo tanto, para el dimensionamiento primero se delimitó un área mínima de 1 km<sup>2</sup> (1x1 km), la cual corresponde con las extensiones de tierra típicas empleadas en estos proyectos y disponible en la zona, según Figura 31. El área con la distribución del campo solar fue presentada en la Figura 36, el número de helióstatos según distribución corresponde a 400. Ésta cantidad puede incrementarse hasta cubrir una extensión de tierra mayor que la indicada en la Figura 36. Además, la distribución final del campo de helióstatos quedará definida a partir de la ejecución de un levantamiento topográfico del emplazamiento para tomar en cuenta la orografía del lugar.

A continuación se presenta en Tabla 9 la estimación de la potencia térmica a producir con el sistema solar para lo cual se emplearon algunos parámetros como eficiencias típicas y factores de pérdidas de energía que limitan la producción de la planta, el detalle cómo sigue:

Tabla 9 Dimensionamiento de campo solar tipo circula según lo indicado en Figura 36.

CAMPO DE REFLECTORES DE CAMPO SOLAR		Procedimiento
Número de reflectores	400	(1)
Área de apertura/heliostato (m <sup>2</sup> )	120	(2)
Área de apertura del campo solar (m <sup>2</sup> )	48000	(3)
Irradiancia para el día de diseño (W/m <sup>2</sup> )	800	(4)
Altura de la torre (respecto al terreno) (m)	100	(5)
DNI (kWh/m <sup>2</sup> /año)	2017	(6)

PÉRDIDAS EN CAMPO DE HELIOSTATOS		Procedimiento
Reflectividad especular	0.900	(7)
Coseno	0.794	(8)
Sombras	0.955	(9)
Bloqueos	0.995	(10)
Atmósfera	0.955	(11)
Interceptación	0.950	(12)
Eficiencia óptica	0.616	(13)=(7)x(8)x(9)x(10) x(11)x(12)
FLUJO DE POTENCIA		Procedimiento
Potencia solar de entrada (MW)	38.4	(14)=(3)*(4)
Potencia helióstatos-absorbedor (MW)	24	(15)=(14)*(13)
Eficiencia de conversión térmica	70%	(16)
Potencia térmica disponible en absorbedor (MW <sub>th</sub> )	17	(17)=(16)*(15)
Eficiencia en intercambiador de calor Agua/ciclo ORC	80%	(18)
Potencia térmica entregada a ciclo ORC (MW <sub>th</sub> )	13.25	(19)=(18)*(17)

El resultado de la Tabla 9 es la potencia térmica máxima que puede ser transmitida al fluido de transferencia térmica del ciclo ORC que para el caso será Isopentano. Dicha potencia corresponde a 13.25 MW<sub>th</sub>, correspondiendo a un 34% de la potencia solar de entrada.

Dado que en el absorbedor únicamente se calentará agua desde 140 a 200 °C a 20 Bar-g (12 °C menos que la temperatura de saturación para la presión indicada), la energía agregada al fluido será de tipo sensible y la cantidad de agua requerida para la potencia disponible de 17 MW<sub>th</sub> en el absorbedor, puede ser determinada aproximadamente mediante la ecuación 9 siguiente:

$$\dot{Q} = \dot{m}C_p\Delta T \quad (9)$$

Resolviendo la ecuación para los parámetros antes indicados, el flujo de agua a circular por el absorbedor es el siguiente:

$$17 \times 10^6 W_{th} = \dot{m} \left[ 4.1813 \frac{kJ}{kg \text{ } ^\circ C} \right] [200 \text{ } ^\circ C - 140 \text{ } ^\circ C] \rightarrow \dot{m} \approx 68 \text{ kg/s}$$

En conclusión, para calentar 68 kg/s de agua desde 140 a 200 °C a una presión de 20 Bar-g mediante tecnología solar de torre central, se necesitan 400 helióstatos de 120.00 m<sup>2</sup> y un área total de apertura de 48,000.00 m<sup>2</sup> (4.8 ha), Y el área bruta a utilizar es de 1 km<sup>2</sup>.

### 7.3 Cálculo de superficie requerida para suministro de biomasa

Assumiendo que la temperatura de entrada y salida a la caldera es de 140 °C y 200 °C respectivamente, y una potencia disponible de 3.41 MW<sub>th</sub> según apartado 6.3 del presente documento, el flujo de agua que se puede calentar es 13.6 kg/s.

El funcionamiento de la planta de biomasa está condicionado al suministro continuo al sistema de materia prima en cantidad y calidad adecuada. Dicha materia provendrá principalmente de un bosque plantado con fines energéticos con las especies antes citadas en el apartado 6.3. Adicionalmente también se podrá aprovechar otros tipos de biomasa como los residuos forestales proveniente de podas generadas por mantenimiento de bosques de la zona, por mantenimiento de líneas de transmisión, entre otros. En la Tabla 10 se presenta el cálculo de la cantidad de área requerida para la producir 1000 t/mes de biomasa del Madrecacao.

Tabla 10 Cálculo de la superficie requerida para obtención de 1000 t/mes de biomasa tipo forestal, Madrecacao

ESPECIE	NOMBRE COMÚN	PARÁMETROS	PROCEDIMIENTO
<i>Gliricidia Sepium</i>	<i>Madrecacao</i>		
Ratio (t/km lineal) ( en una superficie de 1 km <sup>2</sup> )		2.8	(1)
Separación por lado (m)		2	(2)
Área de cultivo unitaria (km <sup>2</sup> )		1	(3)
Filas de árboles por lado (según separación (2) y 1000 m por lado)		451	(4)=(((3)*1000/(2))+1)*0.9
Biomasa por área unitaria de cultivo cada 6 meses (t/km <sup>2</sup> /6 meses) [15]		1263	(5)=(4)*(1)
Biomasa por área unitaria de cultivo cada mes (t/km <sup>2</sup> /mes) [15]		210	(6)=(5)/6
Cantidad de biomasa requerida (t/mes)		1000	(7)
Cantidad de biomasa requerida (t/h)		1.3	(8)=(7)/31/24
Superficie requerida para cultivo de G Sepium (km <sup>2</sup> )		4.8	(9)=(8)/(6)
Superficie requerida para cultivo de G Sepium (ha)		475	(10)=(9)/0.01
Radio equivalente para cultivo de especie (km)		1.2	(11)=(((9)*4/PI())^(1/2))/2

El resulta mostrado en la Tabla 10 se interpreta de la manera siguiente: para producir 1000 t/mes de biomasa forestal de la especie madrecacao se necesita un área de 4.8 km<sup>2</sup>. Ésta también puede ser representada como un área equivalente de forma circular de radio de 1.2 km. El arreglo de árboles propuesto para cubrir dicha área es en tresbolillo y se presenta en la Figura 37

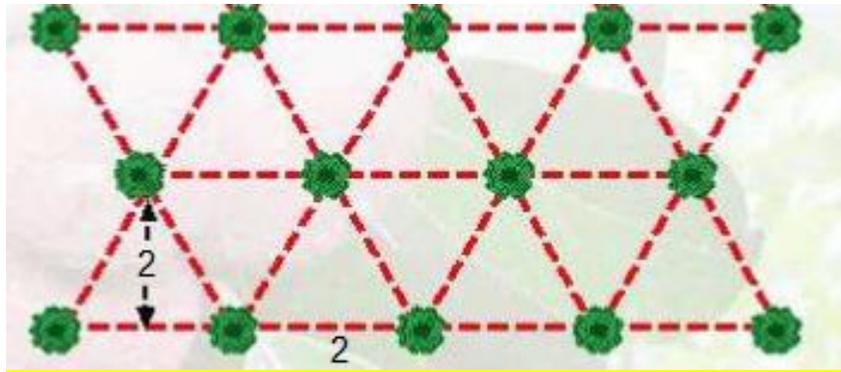


Figura 37 Esquema de siembra en tresbolillo

La distancia entre siembra recomendada según estudios realizados para esta especie es 2x2 metros y el número de planta por manzana es 200 [18].

El espacio entre los arboles puede ser optimizado sembrando otro tipo de especie en los intersticios, sin embargo el cálculo de la Tabla 10 se basa únicamente en el área neta requerida para el Madrecacao.

Es oportuno mencionar que con esta cantidad de biomasa se puede generar hasta 3.41 MW<sub>th</sub>. Para el cálculo de esta potencia se asumió un número de 8000 horas de operación, sin embargo, dado lo escaso del recurso en la zona, únicamente se operará a plena carga durante las horas pico de demanda de energía (desde las 5:00 p.m. hasta las 9:00 p.m.), el resto del tiempo, la caldeara utilizará biomasa únicamente para mantener temperaturas en el interior de su hogar.

#### 7.4 Integración de las tres fuentes de energía térmica y ciclo ORC

Una vez determinada la potencia térmica y el respectivo flujo de agua que se puede calentar sensiblemente con cada una de las tecnologías, se procedió a calcular la potencia eléctrica que se puede producir mediante un ciclo ORC. El fluido orgánico empleado para este proceso es Isopentano y las condiciones termodinámicas del ciclo ORC se han tomado de la planta Ciclo Binario Berlín en El Salvador de 9 MW<sub>e</sub> brutos, las cuales se muestran en Tabla 11 y Tabla 12.

Tabla 11 Parámetros de operación de planta ciclo binario en Campo Geotérmico Berlín, El Salvador (Circuito Primario).

CIRCUITO AGUA GEOTÉRMICA	
Parámetros	Magnitud
Flujo de agua, Tren 4/5	229 ~255 kg/s
Flujo de agua, Tren 2/9	~55 kg/s
Temperatura, Tren 4/5	182 ~ 184 °C

CIRCUITO AGUA GEOTÉRMICA	
Parámetros	Magnitud
Temperatura, Tren 2/9	181 ~ 182 °C
Presión, Tren 4/5	17.5 ~ 18.5 Bar-g
Presión, Tren 2/9	9.15 ~ 9.42 Bar-g

**Tabla 12 Parámetros de operación de planta binaria en Campo Geotérmico Berlín, El Salvador (Circuito Secundario)**

CIRCUITO ISOPENTANO	
Parámetros	Magnitud
Flujo de isopentano	120 ~ 135 kg/s
Presión de entrada Isopentano	19 ~ 20 Barg
Presión de condensador	2 bar-g
Temperatura de isopentano	155 ~ 160 °C
Potencia eléctrica bruta	9.03 MWe
Potencia neta	7.23 MWe

Con los parámetros de la Tabla 11 y Tabla 12 se ajustó un modelo cuyo código informático fue elaborado en EES; el modelo corresponde a un ciclo orgánico Rankine sin sobrecalentamiento [19]. El resultado de la simulación se presenta en la Tabla 13 en la cual se muestra la potencia eléctrica del generador de la planta para diferentes flujos de agua proveniente de las diferentes fuentes y que ingresan al intercambiador de calor a 184 °C y sale a 140 °C.

**Tabla 13 Resultado de la simulación de ciclo ORC para diferentes flujos de agua a 184 °C.**

Flujo de Agua	Flujo_en_ORC	Pot_term_entrada	W_turbina_ORC	W_total_ORC
[kg/s]	[kg/s]	[kWth]	[kW]	[kWe]
50	29.49	12613	2172	2021
65.79	38.8	16596	2857	2659
81.58	48.11	20579	3543	3297

Flujo de Agua	Flujo_en_ORC	Pot_term_entrada	W_turbina_ORC	W_total_ORC
[kg/s]	[kg/s]	[kWth]	[kW]	[kWe]
97.37	57.43	24563	4229	3935
113.2	66.74	28546	4915	4573
128.9	76.05	32529	5601	5211
144.7	85.36	36512	6286	5849
160.5	94.67	40495	6972	6488
176.3	104	44478	7658	7126
192.1	113.3	48461	8344	7764
207.9	122.6	52445	9029	8402
223.7	131.9	56428	9715	9040
239.5	141.2	60411	10401	9678
255.3	150.5	64394	11087	10316
271.1	159.9	68377	11773	10954
286.8	169.2	72360	12458	11593
302.6	178.5	76343	13144	12231
318.4	187.8	80326	13830	12869
334.2	197.1	84310	14516	13507
350	206.4	88293	15201	14145

Si se comparan los resultados de la Tabla 13 con la cantidad de agua estimada de 335.6 kg/s que se tendrá disponible combinando las tres tecnologías, correspondiendo a 254 kg/s de geotermia, 13.6 kg/s de biomasa y 68 kg/s de solar, la planta tendría una potencia nominal de 14.5 MW<sub>e</sub>. Siendo la geotermia la que proporciona la mayor cantidad de energía al sistema de modo continuo (aproximadamente 11 MW<sub>e</sub>), por lo que a esta fuente de energía se denominará “energía base” y al resto “energías suplementarias” que aportarán su energía al sistema cuando estén disponibles o cuando estratégicamente sea más conveniente como lo es la generación de energía durante la hora de mayor demanda eléctrica (hora pico) del sistema nacional. Sin embargo, dado que el flujo de agua es una estimación la cual tendrá que ser verificado mediante un diseño de detalle y actualización del potencial geotérmico en el Campo Geotérmico San Vicente a partir de nuevos pozos perforados, la potencia nominal de la planta propuesta se fija en un valor conservador de 10 MW<sub>e</sub> nominales, con un flujo de agua aproximado de 240 kg/s; por lo que el aporte por tecnología, en orden descendente, queda como se presenta en la Tabla 14.

Tabla 14 Aporte de energía por tecnologías

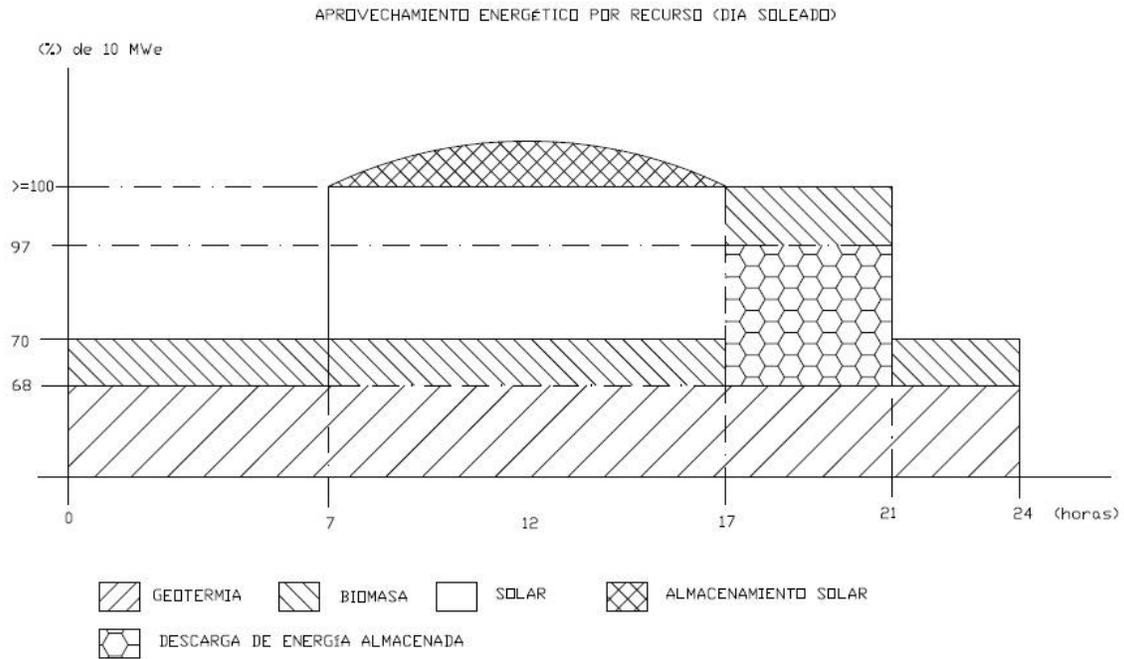
Tecnología	Flujo de agua (kg/s)	Potencia Nominal (MW <sub>e</sub> )	% respecto a la potencia nominal
Geotermia	159	6.9	67
Solar	68	2.9	28
Biomasa	13	0.56	5
Total	240	10.36	100

El aporte mostrado en la Tabla 14 es presentado en forma gráfica mediante la Figura 38 que corresponde a la producción de energía de la planta y el aporte por cada tipo de recurso para un día soleado, así como para un día con nubosidad se puede ver la Figura 39.

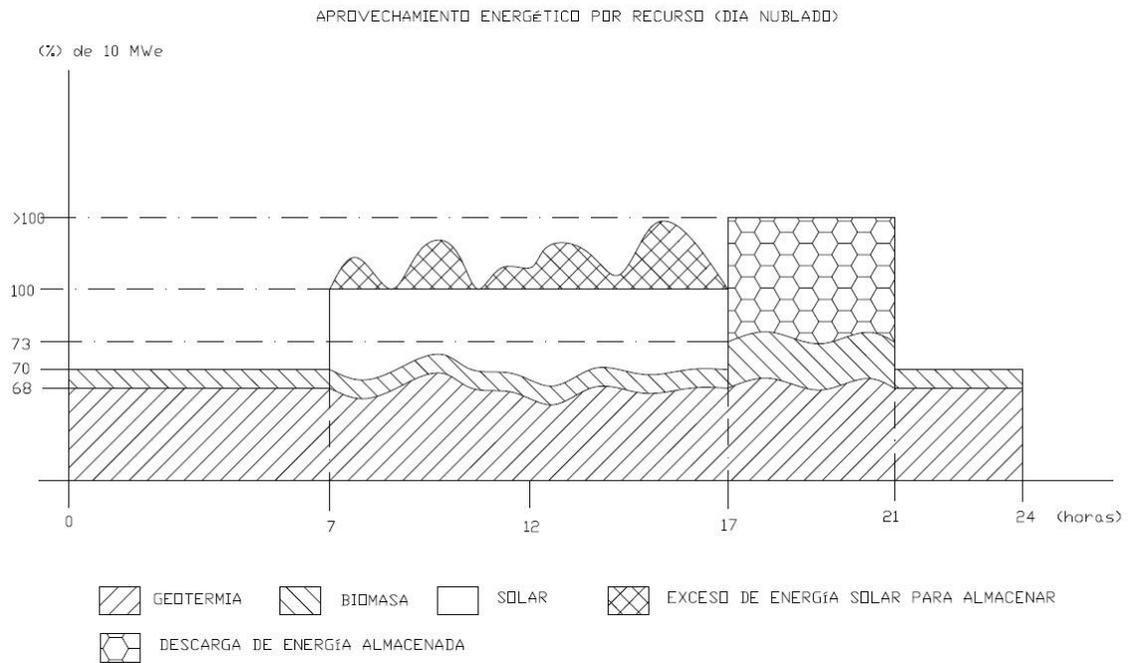
Para el caso de la gráfica de la Figura 38, la producción de energía con recurso solar es más constante dado que la irradiancia también se mantiene con poca variación. Para el caso de la Figura 39, el aporte de energía por recurso (geotérmico, principalmente) deberá ser modulado en todo momento para poder compensar la fluctuaciones del campo solar por efecto de nubosidad. La producción con recurso de biomasa permanecerá constante a menos que se necesite un aporte adicional. Lo anterior es debido a que la biomasa es el recurso menos abundante en la zona por lo que su aprovechamiento será, estratégicamente, durante las horas de mayor demanda de energía (hora pico) y luego se consumirá el mínimo únicamente para mantener temperaturas de operación en el interior de la caldera.

Aunque no se ha considerado en los cálculos presentados previamente, los diagramas de las figuras antes citadas muestran cómo se podría integrar un sistema de almacenamiento térmico empleando aceite sintético; la energía para cargar dicho sistema provendría de excedentes de energía solar durante el día para luego ser liberado durante las horas de poca irradiancia solar o durante la noche en donde la energía eléctrica producida generalmente tiene un mayor precio de venta.

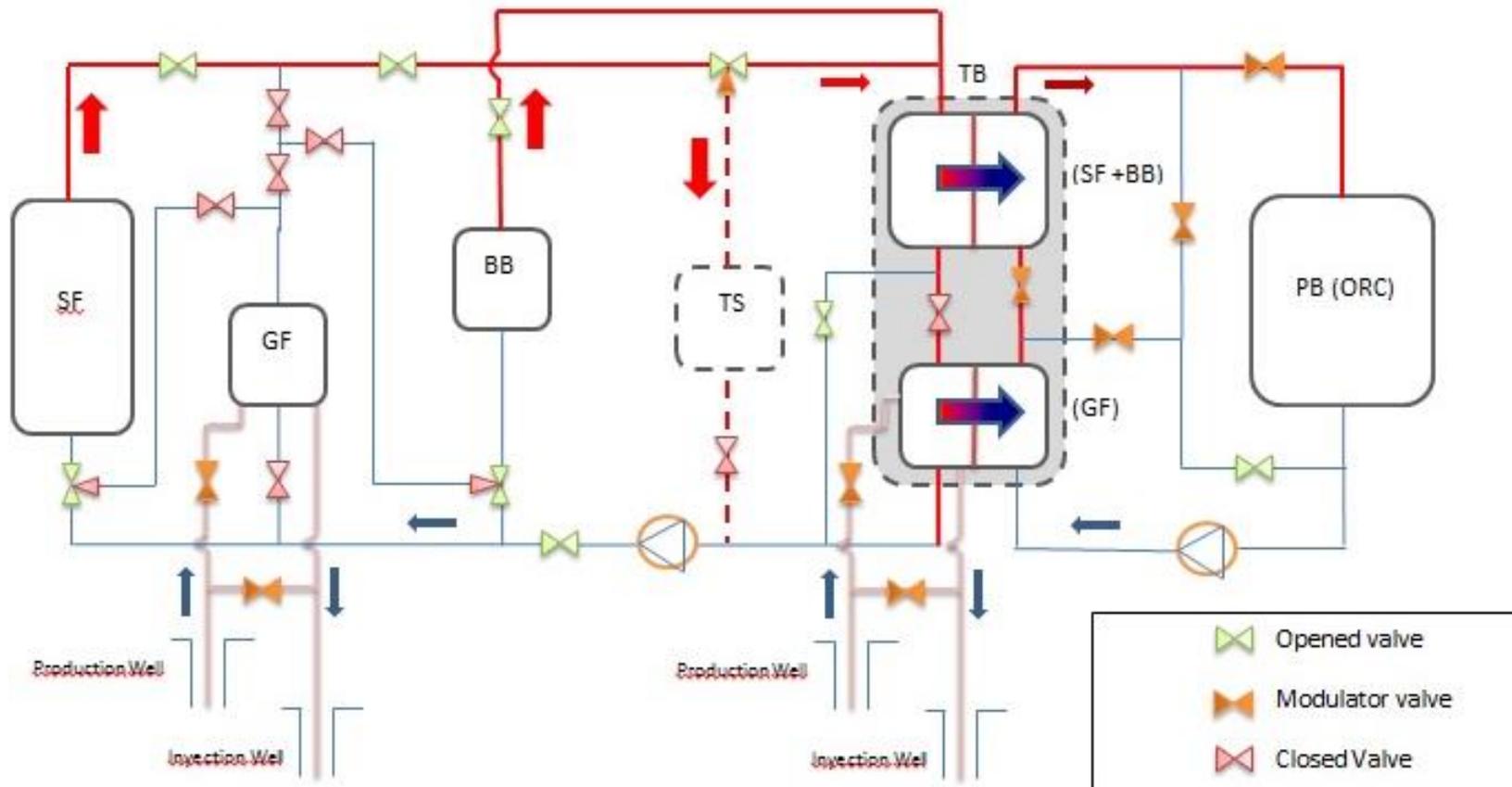
Otra manera de representar la integración de las tres fuentes de energía, así como también, su almacenamiento térmico, es mediante diagrama de bloques como los mostrados desde la Figura 40 a la Figura 43. Para el caso, la primera indica que durante el horario diurno desde las 8:00 a las 16:30 de la tarde, el aporte será de geotermia, biomasa y solar; posteriormente y en la medida que disminuya la irradiancia solar, la caldera de biomasa incrementará su producción de agua caliente hasta su máximo. Si hay energía almacenada en forma de calor sensible en el aceite, esta podrá ser liberada al mismo tiempo. El sistema permanecerá trabajando de esa forma hasta las 21:00 horas para luego pasar a modo de baja carga durante el resto de la noche y madrugada.



**Figura 38 Producción de potencia eléctrica y aporte por tecnología durante un día soleado.**

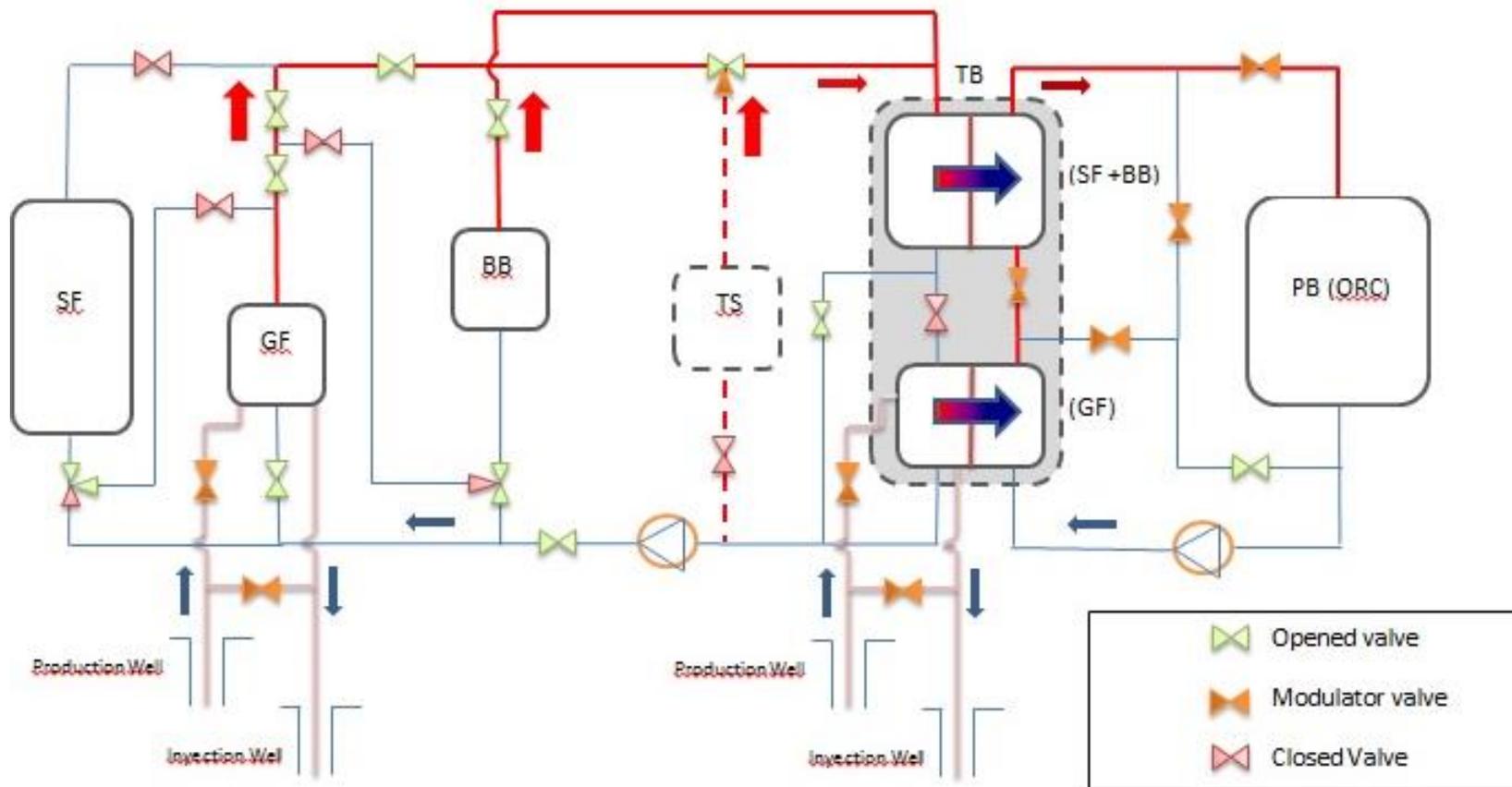


**Figura 39 Producción de potencia eléctrica y aporte por tecnología durante un día nublado.**



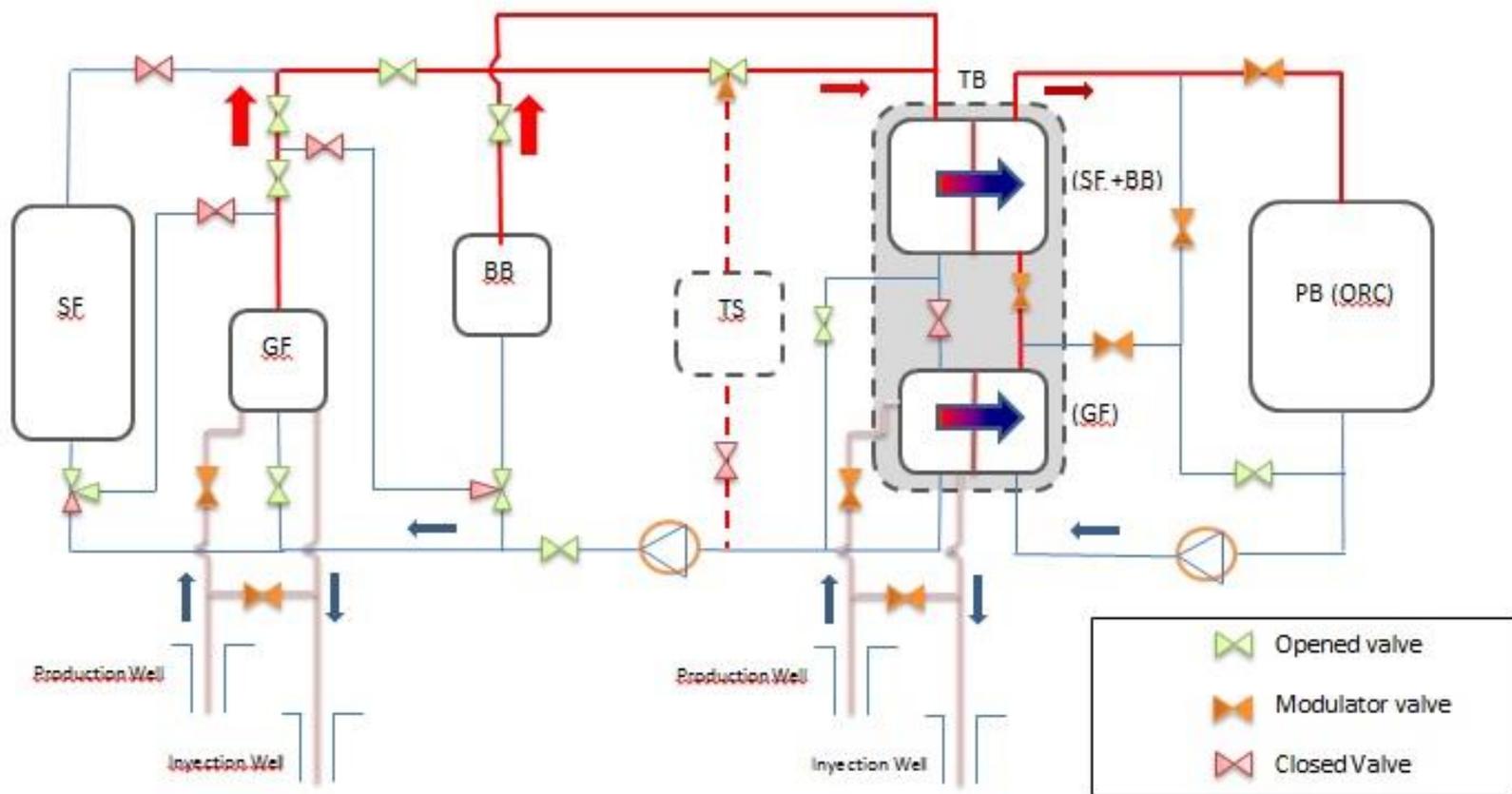
**SF**: Solar field; **GF**: Geothermal field; **BB**: Biomass Boiler, **TB**: Thermal Block (equipment such as: Heat exchangers, Oil Tanks); **PB**: Power Block (Cycle ORC)

Figura 40 Modo de operación diurno (8:00 a 16:30) sin nubosidad. Fuentes de energía: Solar, Biomasa y Geotermia más ciclo ORC.



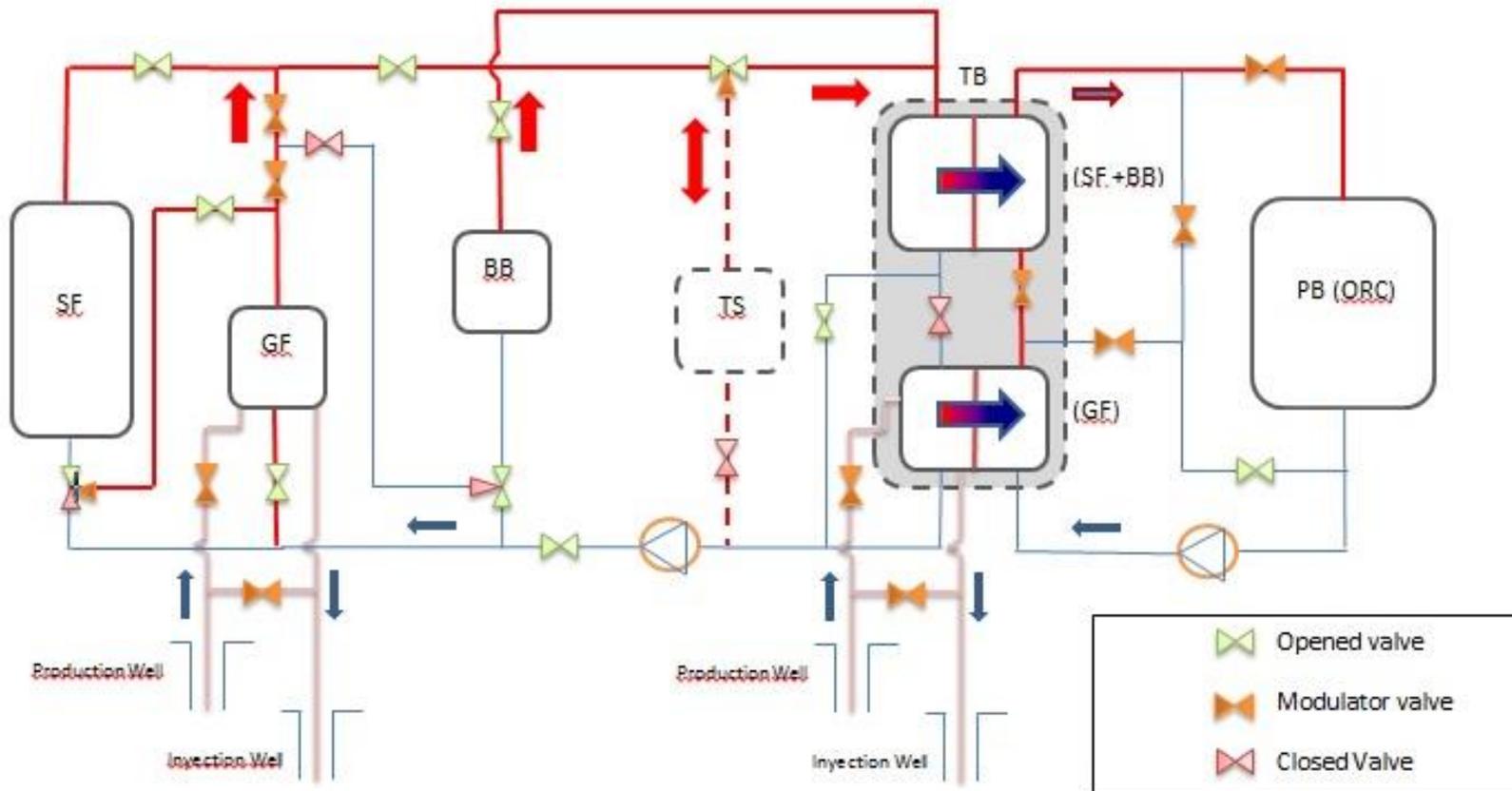
**SE:** Solar field; **GF:** Geothermal field; **BB:** Biomass Boiler, **TB:** Thermal Block (equipment such as: Heat exchangers, Oil Tanks); **PB:** Power Blox (Cycle ORC)

Figura 41 Modo de operación nocturno (16:30 a 21:00). Fuentes de energía: Almacenamiento solar, Biomasa y Geoterminia más ciclo ORC.



**SF:** Solar field; **GF:** Geothermal field; **BB:** Biomass Boiler, **TB:** Thermal Block (equipment such as: Heat exchangers, Oil Tanks); **PB:** Power Block (Cycle ORC)

Figura 42 Modo de operación de madrugada (21:00 a 8:00). Fuentes de energía: Biomasa y Geotermia más ciclo ORC.



**SF:** Solar field; **GF:** Geothermal field; **BB:** Biomass Boiler, **TB:** Thermal Block (equipment such as: Heat exchangers, Oil Tanks); **PB:** Power Block (Cycle ORC)

Figura 43 Modo de operación diurno (8:00 a 16:30) con nubosidad. Fuentes de energía: Solar, Biomasa y Geotermia Almacenamiento térmico más ciclo ORC.

## **7.5 Consideraciones adicionales**

Para el caso en cuestión las fuentes de energía provienen de biomasa de tipo forestal, radiación solar directa concentrada y agua geotérmica. A excepción de la geotérmica, la solar y biomasa producen agua caliente a unas condiciones termodinámicas que permiten accionar un ciclo termodinámico Rankine sin sobrecalentamiento.

La cantidad de energía aportada por cada tecnología depende de la cantidad de recurso disponible y de éste, el técnico y económicamente aprovechable que existe en la zona donde se desarrollará el proyecto. Para el caso de la biomasa, recurso menos abundante según estimación inicial, se deberá plantar un bosque energético que garantice el abastecimiento de materia prima al convertidor termoquímico (Caldera acuatubular de parrilla móvil y alimentación neumática) para producción de agua caliente. Toda biomasa adicional que se consiga en la zona podrá ser aprovechada siempre y cuando tenga características químicas similares a las del bosque energético. Además, se deberá tomar en cuenta la logística de transporte y pre tratamiento (fabricación de astillas y secado) de la biomasa para determinar su factibilidad.

En cuanto a la radiación solar, el aprovechamiento se realizará mediante un campo solar de torre central en donde se ubicará la caldera que, al igual que la de biomasa, calentará agua en un circuito cerrado entre el receptor central, donde el agua absorbe energía, y un sistema de intercambio de calor donde transmitirá su energía al fluido del ciclo ORC. Entre los aspectos importantes a tomar en cuenta en la implementación del campo solar está la ubicación del campo, así como también, la ubicación de cada heliostato para lo cual se tendrá que tomar en cuenta la orografía de la zona y optimizar su posición respecto al punto focal donde se ubicará la caldera.

Finalmente el recurso geotérmico aprovechable quedará completamente definido hasta que se perforen y evalúen una cantidad de pozos geotérmicos que justifiquen el montaje de una planta geotérmica para la potencia antes estimada.

## **8 ASPECTOS AMBIENTALES**

Una de las características de las energías renovables es ser “limpias”, deben en sí mismas ser viables ambientalmente o ser acompañadas de medidas que hagan reducir el peso de los impactos ambientales previstos. Según lo anterior, previo a la ejecución de proyectos de energías renovables (y proyectos en general) deben considerarse las leyes, normativas y los reglamentos vigentes, relacionados a la protección del medio ambiente, garantizando que cada proyecto sea ambientalmente viable.

Para El Salvador y Centroamérica el esfuerzo por desarrollar proyectos amigables con el medio ambiente toma un impulso con la creación de la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD) en 1989, cuyo objetivo principal ha sido contribuir al “desarrollo sostenible” de la región, el fortalecimiento de la cooperación y la integración de la gestión ambiental.

Es a partir de la creación de dicha comisión y del Sistema de la Integración Centroamericana que muchas iniciativas de gestión ambiental tuvieron eco, logrando en la mayoría de los casos promulgar leyes y normativas ambientales para los diferentes países de la región.

En 1997, es creado el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de El Salvador (MARN) convirtiéndose en la institución rectora en materia ambiental, para asegurar el cumplimiento de los acuerdos, convenios y protocolos nacionales e internacionales aprobados por la República de El Salvador. La visión de esta institución es "dirigir una gestión eficaz del medio ambiente a través de políticas y normas; y facilitar el desarrollo sostenible de la sociedad salvadoreña."

La Ley de Medio Ambiente de El Salvador es aprobada en 1998, mientras que la política nacional del ambiente y recursos naturales (agua, aire, biodiversidad, etc.) se aprobó para el año 2000. Lo anterior se convierte en los instrumentos para la gestión ambiental de El Salvador que junto a otras leyes, reglamentos y normativas, aprobados años más tarde, constituyen el marco legal en materia ambiental. En la Tabla 15 se presenta la legislación y normativa principal relacionada a la gestión ambiental en El Salvador, que es aplicable para proyectos de energías renovables.

**Tabla 15 Legislación y normativa principal aplicable a proyectos de energías renovables**

Legislación	Descripción
Constitución de la República de El Salvador	Regula de manera general todo lo relacionado al medio ambiente en los artículos 36,60, 65, 69, 101, 102, 113 y 117.
Ley del Medio Ambiente	Se refiere a todo lo relacionado con el Estudio de Impacto Ambiental (Art. 16-27 y 29), sobre aprovechamiento de recursos naturales (Art. 62-65) y el Art. 86 contempla todas aquellas acciones consideradas como infracciones ambientales.
Ley de Riego y Avenamiento	Regula el uso de agua, suelo, flora y fauna, recursos minerales y energéticos, saneamiento ambiental y recursos naturales.
Ley de Conservación de la Vida Silvestre	Establece la protección de toda especie que sea parte de la biodiversidad de El Salvador.
Ley de Áreas Naturales Protegidas	Regula el establecimiento, administración y manejo de las áreas naturales protegidas con el fin de preservar la biodiversidad existente.
Ley Forestal y su Reglamento	En esta ley se encuentran las disposiciones que permiten el incremento, manejo y aprovechamiento sostenible de los recursos forestales. El Art. 23 estipula cuales con las áreas de uso restringido y en el Art. 21 de su reglamento se exponen cuestiones como: transporte, almacenamiento de productos forestales y extracción de vegetación.
Ley Especial de Protección al Patrimonio Cultural de El Salvador y su Reglamento	En esta ley especial se expone la necesidad de conservación del patrimonio cultural salvadoreño, así como el procedimiento para la obtención de una licencia del proyecto, en caso de hallazgos arqueológicos en el área del proyecto. Este procedimiento se canaliza a través de la Secretaria de Cultura (SECULTURA).

Legislación	Descripción
Reglamento General de la Ley del Medio Ambiente	Este reglamento establece algunas responsabilidades del MARN. Expone que dicha institución es la responsable de elaborar los términos de referencias (TDR) para los Estudios de Impacto Ambiental (EslA) a requerir previo a la ejecución de cualquier proyecto; el titular deberá elaborar o no el estudio de impacto ambiental de acuerdo a la envergadura de las actividades obras o proyectos (Art. 20). Establece así mismo el proceso de Consulta pública (Art. 12 y 32), la Categorización ambiental (Art. 22), el Art. 19 trata sobre el proceso de evaluación ambiental, el Art. 21 expone el contenido del formulario ambiental, El Contenido del EslA y sus componentes se encuentran en Art. 23-28. Y aspectos sobre el permiso ambiental, fianza y auditorias se tratan en Art. 34-39.
Reglamento especial sobre el manejo integral de los desechos sólidos	El objeto de este reglamento es regular el manejo de los desechos sólidos de origen domiciliario, comercial, de servicios o institucional; procedentes de la limpieza de áreas públicas, o industriales similares a domiciliarios, y de los sólidos sanitarios no peligrosos.
Reglamento especial en materia de sustancias, residuos y desechos peligrosos	Reglamenta la Ley de Medio Ambiente en lo referente a las actividades con sustancias, residuos y desechos peligrosos.
Reglamento Especial de Normas Técnicas de Calidad Ambiental	En este se establecen los estándares de calidad ambiental, en relación al control de ruido, de olores contaminantes, calidad del agua, calidad del suelo y disposiciones finales. Así se tienen por ejemplo en el Art. 6 límite de vertidos y emisiones, en el Art. 19 calidad del agua del medio receptor.
Código de Salud	Regula lo relativo al saneamiento ambiental, rige lo referente a la disposición adecuada de excretas y aguas servidas, la eliminación y control de insectos vectores, roedores, y otros animales dañinos. Así mismo rige en materia de higiene de los alimentos y buena calidad de las construcciones en general, también la higiene y seguridad en el trabajo.
Código Municipal	Regula el ordenamiento territorial de los municipios, incluye bosque, agua, suelo, flora y fauna, recursos minerales y energéticos y el saneamiento ambiental de la zona.
Código Penal	Establece las sanciones correspondientes por violar la legislación ambiental.

El concepto de gestión ambiental no solo implica velar por el cumplimiento de lo expuesto en la Tabla 15, sino que incluye la estructura organizativa, las responsabilidades, las prácticas, los procedimientos, los procesos, y los recursos para determinar y llevar a cabo las políticas ambientales del país (o empresa involucrada) que permitan que un proyecto sea sostenible en el tiempo. Es decir que el objetivo de la gestión ambiental es mantener las condiciones ambientales de manera que la calidad de vida de las personas y del patrimonio natural sean la más elevada posible sin detrimento de las condiciones disponibles para las futuras generaciones.

Por lo tanto la gestión ambiental de proyectos de energías renovables deberá estar fundamentada sobre los principios siguientes:

- a. Utilizar los recursos naturales a tasas que el medio pueda asumir, es decir que la tasa de explotación del proyecto será en todo caso menor a la de producción del medio.
- b. Los proyectos deberán estar ubicados en regiones donde el medio pueda absorber rápidamente los cambios producidos. Esto deja fuera las zonas naturales protegidas y/o con alta biodiversidad.
- c. Los desechos o emisiones de efluentes del proyecto deberán ser menores a la capacidad de asimilación del medio.

De lo anterior se puede comentar que para realizar una gestión adecuada del medio ambiente, no solo basta evaluar la situación actual, sino que es necesario hacerlo en el pasado (ambiente sin proyecto) y disponer de proyecciones para el futuro (ambiente con proyecto). El instrumento que trata sobre estos y otros aspectos es el Estudio de Impacto Ambiental, regulado por la Ley de Medio Ambiente y su Reglamento General, requerido para algunos proyectos en función de la naturaleza y envergadura de los impactos ambientales potenciales y de la sensibilidad del medio.

De este modo para todos los proyectos (sean o no de energías renovables) debe presentarse al MARN la información necesaria que permita la evaluación y aprobación del proyecto previo a la construcción. Con la entrega de información ambiental al MARN por medio del Formulario Ambiental inicia el proceso de evaluación ambiental, que se aprecia en Figura 44.

Una vez entregado el Formulario Ambiental, el MARN realiza inspección de rigor y solicita información complementaria (en algunos de los casos), para posteriormente categorizar según criterios previamente definidos si la actividad, obra o proyecto requiere o no la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EsIA), a parte del proceso se le denomina Evaluación ambiental Inicial (ver Figura 44).

De esta forma, en la actualidad existen listados oficiales de criterios para categorización de tecnologías aplicadas de forma pura. En este documento se presenta una propuesta en el apartado 8.1 para el caso de proyectos híbridos de generación eléctrica con fuentes renovables.

Luego se desarrolla la Evaluación del Impacto Ambiental que consiste en la admisión por parte del MARN del EsIA, su revisión y posterior consulta pública como lo indica el artículo 25 de la Ley de Medio Ambiente de El Salvador. Esta etapa del proceso finaliza con el otorgamiento del permiso ambiental de ubicación y construcción acorde al artículo 19 de la referida de ley. El detalle de lo escrito anterior se presenta a continuación.

Si luego del análisis del Formulario Ambiental el MARN determina que es necesario realizar un EsIA ellos otorgan términos de referencia para su elaboración. Actualmente existen términos de referencia tipo para proyectos de energías renovables, sin embargo no existen para proyectos que contemplan hibridación energética por lo que en el apartado 8.2 se plantea una propuesta.

Una vez completado el EsIA es remitido al MARN quien revisa que cumpla con los términos de referencia otorgados para su elaboración. Si el EsIA cumple con los requisitos solicitados el proyecto es sometido a un proceso de consulta pública.

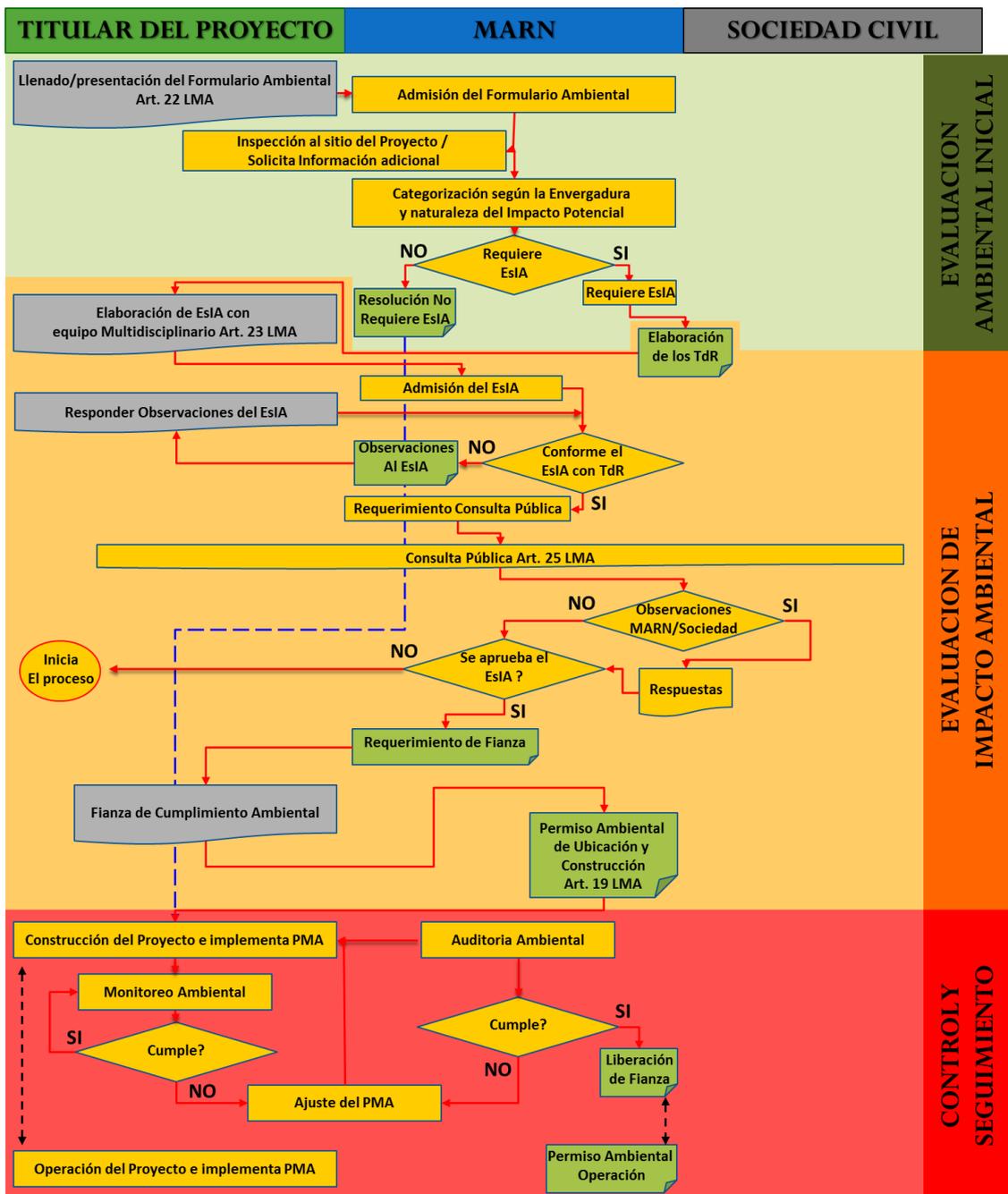


Figura 44 Proceso de evaluación ambiental resumido, con responsabilidades.  
Fuente: Luis A. Franco, Unidad Ambiental LaGeo S.A. de C.V.

Las preocupaciones expresadas en la consulta pública son documentadas, valoradas y analizadas por el MARN, y producto de ello pueden requerirse modificaciones en el diseño del proyecto antes de su aprobación final.

En la práctica, varios permisos ambientales han sido negados por las autoridades ambientales, sin embargo; la gran mayoría de los proyectos de energía limpia han sido aprobados. Cuando el titular obtiene aprobación del EslA este deberá, previo obtener el permiso, presentar una fianza

de cumplimiento por el total del valor del plan de manejo ambiental propuesto para el proyecto en cuestión.

La última etapa que puede observarse en la Figura 44 es la de Control y Seguimiento cuyo objetivo es velar por el cumplimiento de las medidas de prevención, atenuación o compensación de los impactos ambientales potenciales identificados y cuantificados en la etapa de evaluación de los mismos.

Debido a que en El Salvador el desarrollo de proyectos energéticos renovables es incipiente, cada caso tendrá una particularidad hasta que la estandarización de criterios abarque por completo este tipo de desarrollos. En vista de lo anterior en el presente trabajo se aportan criterios de categorización, así como términos de referencia tipo para elaboración del EsIA para el desarrollo del proyecto aquí propuesto que contempla la utilización geotermia, solar térmica y biomasa para la generación eléctrica.

### 8.1 Propuesta de categorización para planta con hibridación energética a partir de tres fuentes de energías renovables, Geotermia, Solar Térmica y Biomasa.

La categorización mencionada en el Art. 22 del Reglamento General de la Ley de Medio Ambiente puede resumirse según el diagrama de la Figura 45 en el que se aprecia que toda actividad, obra o proyecto puede agruparse en dos grupos A y B, según requiera o no presentar documentación ambiental. El grupo B se subdivide a su vez en dos categorías según el proyecto requiera presentar Estudio de Impacto Ambiental o no.

Actualmente se cuenta con criterios oficiales de categorización para proyectos que aprovechen el recurso geotérmico y solar, no así para la generación eléctrica a partir de biomasa. Para esta última, el MARN establece que será analizada en base a criterios propios de generadoras termoeléctricas, las cuales por el momento requieren la elaboración de Estudio de Impacto Ambiental en su totalidad.

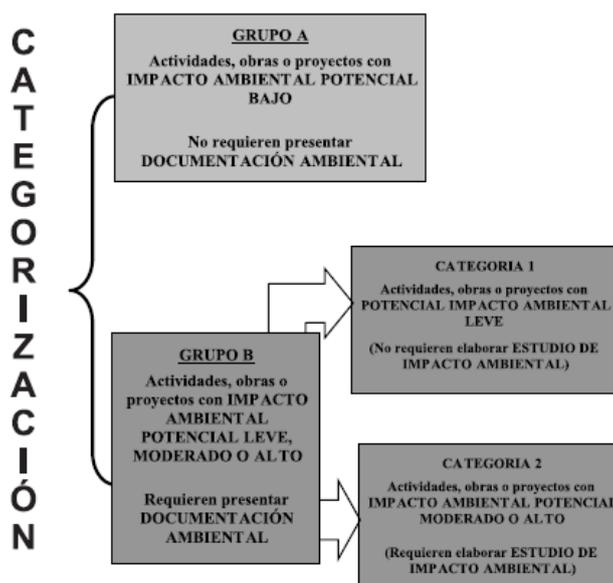


Figura 45 Esquema de la estructura de categorización de proyectos

Fuente: “Categorización de actividades, obras o proyectos conforme a la Ley de Medio Ambiente” 1era Ed, MARN

Para un proyecto de hibridación energética, como el propuesto en este estudio, se aplicó una metodología para la priorización y toma de decisiones denominada “Dean & Nishry”, con el objeto de:

- a. Priorizar criterios generales, existentes y vigentes a la fecha, para proyectos de energías renovables en El Salvador.
- b. Determinar, para la actual propuesta de planta híbrida, cual fuente energética se prevé tendrá un mayor impacto ambiental potencial respecto a las demás y por ende la totalidad de la planta propuesta debería categorizarse en función de dicho bloque energético.

Según lo planteado anteriormente en el grupo A deberían incluirse todas aquellas actividades de mantenimiento de la planta híbrida así como el mantenimiento de los diferentes bloques energéticos. Para el caso del campo solar si el fluido de trabajo no es agua deberá tomarse en cuenta el manejo, almacenamiento y transporte de sustancias peligrosas según sea el fluido a utilizar. Esto también aplica para el Isopentano en el circuito de generación.

En el caso del grupo B, categorías 1 y 2, se utiliza la metodología de comparación integral de alternativas desarrollada por Dean y Nishry, conocida como técnica de comparación en pares. Esta consiste en comparaciones entre criterios de decisión, mediante una tabulación sistemática de los resultados numéricos.

La ponderación compara cada criterio relativo con cada uno de los demás criterios sobre una base de pares y asigna un valor de “1” al criterio que se considere más importante y un valor de “0” al otro. Si dos criterios se consideran de igual importancia, se asigna un valor de “0.5” a cada factor del par.

La asignación de un valor “0” a un miembro de un par, no significa que no tenga importancia; sino, que ese es el de menor importancia en el par considerado. Adicionalmente, se incluye un criterio “nulo” llamado “nominal” con el fin de completar la calificación por pares y recibe siempre la asignación de “0” evitando que el proceso se desvirtúe. Este criterio es el menos importante en todos los pares en que participa.

En la Tabla 16 y Tabla 17 se presentan los criterios de categorización vigentes en El Salvador, mismos que son utilizados por el MARN durante el proceso de evaluación ambiental de proyectos de aprovechamiento del recurso solar y geotérmico respectivamente.

**Tabla 16 Criterios de categorización (Grupo B) para aprovechamiento del recurso solar**

Criterios	Grupo B	
	Categoría 1	Categoría 2
Área a utilizar	Hasta 5 Hectáreas	Mayor de 5 Hectáreas
Cobertura Vegetal	Pastizales, cañales y otras áreas con cobertura vegetal y/o arborea, hasta 10 árboles/Ha, con DAP igual o mayor de 20 cm.	Cobertura vegetal arborea, mayor de 10 árboles/Ha con DAP igual o mayor de 20 cm

Criterios	Grupo B	
	Categoría 1	Categoría 2
Clase de generación	Fotovoltaica o termo solar	Fotovoltaica, termo solar, térmica concentrada
Topografía	Pendiente promedio hasta 15%	Pendiente promedio mayor del 15%
Localización	Fuera de Áreas Naturales Protegidas, sus zonas de amortiguamiento y áreas de recarga acuífera	Dentro de Áreas Naturales Protegidas, sus zonas de amortiguamiento, áreas de recarga acuífera y en zona costero marina
Capacidad de generación	De más de 100 kW hasta 5 MW	Mayor de 5 MW
Generación de desechos	Si se conectan a la red, no hay generación de desechos. Si hay almacenamiento de energía, se utilizan acumuladores requiriendo un manejo ambiental adecuado.	Si se conectan a la red, no hay generación de desechos. Si hay almacenamiento de energía, se utilizan acumuladores requiriendo un manejo ambiental adecuado.
Amenaza Natural	Las amenazas naturales se han valorado como con un Grado de Amenazas Moderado (A2)	Las amenazas se han valorado por un Grado Alto (A3) o Muy Alto (A4) por lo que es necesario análisis detallado de las amenazas y presentar medidas de prevención, preparación y/o atención a la emergencia en el caso de producirse el evento esperado.

Fuente: Acuerdo 033 modificación del acuerdo 039 Ley de Medio Ambiente

Tabla 17 Criterios de categorización (Grupo B) para aprovechamiento del recurso geotérmico

Criterios	Grupo B	
	Categoría 1	Categoría 2
Emisiones atmosféricas	-Hasta 100 Ton CO2/día -Hasta 10 Ton H2S/día	-Más de 100 Ton CO2/día -Más de 10 Ton H2S/día
Localización	-Dentro del sistema campo planta dentro del área concesionada -Fuera de Áreas Naturales Protegidas y sus zonas de amortiguamiento, sitios de valor cultural.	-Fuera del sistema campo planta dentro del área concesionada -Dentro de Áreas Naturales Protegidas y sus zonas de amortiguamiento, sitios de patrimonio cultural.

Criterios	Grupo B	
	Categoría 1	Categoría 2
Área a utilizar	-Hasta 3 Ha. Si se encuentra fuera del sistema campo planta dentro del área concesionada. - Hasta 5 Ha. Si se encuentra dentro del sistema campo planta dentro del área concesionada	-Más de 3 Ha. Si se encuentra fuera del sistema campo planta dentro del área concesionada. - Más de 5 Ha. Si se encuentra dentro del sistema campo planta dentro del área concesionada
Cobertura Vegetal	Menor de 30 árboles/Ha, con DAP igual o mayor de 20 cm.	Mayor de 30 árboles/Ha con DAP igual o mayor de 20 cm
Vías de acceso	No requiere apertura de caminos (utiliza accesos existentes, los mejora o amplía) o requiere la apertura de hasta 500 m de longitud dentro del sistema campo planta con Permiso Ambiental	Requiere apertura de vías en áreas fuera del sistema campo planta o requiere apertura de vías de más de 500 m de longitud dentro del sistema campo planta.
Pendiente	Hasta 30%	Más de 30%
Número de pozos a perforar	Hasta 4 pozos en plataformas existentes	Pozos de exploración en nueva plataforma y/o pozos en plataformas existentes de campos geotérmicos en operación o en el área concesionada
Capacidad de generación	Instalación de unidades generadoras a boca pozo hasta un total máximo de 5 MW	Considera la instalación de unidades generadoras mayores de 5 MW
Amenaza Natural	Las amenazas naturales se han valorado como con un Grado de Amenazas Moderado (A2)	Las amenazas se han valorado por un Grado Alto (A3) o Muy Alto (A4) por lo que es necesario análisis detallado de las amenazas y presentar medidas de prevención, preparación y/o atención a la emergencia en el caso de producirse el evento esperado.

Fuente: Acuerdo 033 modificación del acuerdo 039 Ley de Medio Ambiente

Para el presente estudio luego de comparar el contenido de la Tabla 16 y Tabla 17 se seleccionaron como criterios de categorización generales a ser priorizados, los siguientes: Área a ocupar por los bloques energéticos, Afectación de la Actividad Humana del entorno, la Vegetación existente y posiblemente impactada en el sitio de interés por cada bloque energético, la Localización de los bloques energéticos con especial énfasis a áreas naturales protegidas, sitios con gran biodiversidad, zonas de recarga y de amortiguamiento, la Capacidad de generación por fuente de energía en función de la superficie de terreno requerida, el grado de Amenaza Natural y Topografía de los diferentes emplazamientos. Y es con estos criterios que se

construye la matriz presentada en Tabla 18, donde se tiene el cálculo del coeficiente de importancia relativa de los criterios de categorización.

**Tabla 18 Cálculo coeficiente de importancia relativa de los criterios de categorización**

	Área a ocupar	Actividad Humana	Vegetación	Localización	Capacidad	Amenaza Natural	Topografía	Nominal	Sumatoria	CIR
Área a ocupar	0.5	0.5	0.5	0	0.5	0	1	1	3.5	0.125
Actividad Humana	0.5	0.5	0.5	0	1	0.5	1	1	4.5	0.16071429
Vegetación	0.5	0.5	0.5	0.5	1	0.5	1	1	5	0.17857143
Localización	1	1	0.5	0.5	1	0.5	1	1	6	0.21428571
Capacidad	0.5	0	0	0	0.5	0	0	1	1.5	0.05357143
Amenaza Natural	1	0.5	0.5	0.5	1	0.5	1	1	5.5	0.19642857
Topografía	0	0	0	0	1	0	0.5	1	2	0.07142857
Nominal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
									28	1
CIR: Coeficiente de importancia relativa										

De la Tabla 18 se aprecia que el criterio de localización es el que obtiene mayor coeficiente de importancia relativa (resaltado en color rojo de mayor intensidad), lo que significa que la localización del proyecto adquiere gran significancia para el esquema de aprovechamiento propuesto, dicho criterio define si el proyecto está ubicado dentro o fuera de áreas naturales protegidas, zonas de recarga hídrica y zonas de amortiguamiento. De lo anterior se concluye que un proyecto con energías renovables que incluya hibridación debería estar ubicado idealmente fuera de las áreas naturales protegidas, de sitios con gran biodiversidad, de zonas de recarga hídrica y de zonas de amortiguamiento, con el objeto de validar la concepción de ser energías limpias y un modelo eficiente en la generación de electricidad.

En segundo lugar de importancia se encuentra el grado de amenaza natural, que tiene que ver con la vulnerabilidad/riesgo a la que se expone la futura planta y su entorno próximo. Algo peculiar observado de la matriz es que el último criterio en orden de importancia ambiental es la capacidad de generación, esto debido a que en los proyectos de hibridación energética existe una relación directamente proporcional entre capacidad de generación y espacio requerido, siendo este último un criterio que adquiere una importancia relativa elevada si se analiza por separado. Es decir, la actual forma de categorización en El Salvador castiga doblemente un proyecto con los criterios de área a utilizar y capacidad de generación, ya que al sumar los valores de la Tabla 18 para ambos criterios tendríamos un efecto combinado que catapultaría la importancia de estos al cuarto lugar en orden descendente.

Al comparar luego los bloques energéticos de la planta propuesta y utilizando los coeficientes de importancia relativa de los criterios de categorización (Tabla 18), se presentan de la Tabla 19 a la Tabla 25 las matrices de comparación sobre la base de un solo criterio de dichos bloques energéticos. Estas matrices valoran que opción es ambientalmente más amigable por cada criterio de evaluación en base al coeficiente según alternativas (CSA).

Tabla 19 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio del área a ocupar

AREA A OCUPAR	Geotermia	Solar Térmica	Biomasa	Nominal	Sumatoria	CSA
Geotermia		1	1	1	3	0.5
Solar Térmica	0		1	1	2	0.33333333
Biomasa	0	0		1	1	0.16666667
Nominal	0	0	0		0	0
					6	1
CSA: Coeficiente según alternativas						
¿Cuál bloque energético utiliza menor área para su emplazamiento?						

De la Tabla 19 se extrae que el bloque energético de la geotermia para el caso de la planta híbrida propuesta es el más amigable con el Medio Ambiente, esto debido a que el aporte de esta fuente de energía proviene del agua de separación de los pozos productores, que a futuro podrían aportar vapor a una planta a condensación, emplazada al interior del Campo Geotérmico San Vicente. Utilizando la menor cantidad de superficie en el arreglo de la planta híbrida propuesta.

En la Tabla 20 se aprecia que tanto la energía geotérmica y solar térmica, a utilizar en la planta propuesta, impactan en menor medida la actividad humana del sitio, ya que en el caso de la geotermia el impacto se circunscribe a la servidumbre de la línea de acarreo a campo travesía de agua geotérmica considerada en el desarrollo de una posible planta a condensación. Y para el campo solar se prevé que actividades como el pastoreo de ganado, así como la siembra de alguna clase de cultivo en los espacios disponibles entre los helióstatos pueda realizarse, esto luego de la capacitación de las personas que se muestren interesadas en utilizar dichas áreas. Incluso puede ser la misma empresa desarrolladora la que brinde empleo a lugareños para la utilización de esas áreas de terreno disponibles.

Tabla 20 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio de la actividad humana a impactar

ACT. HUMANA	Geotermia	Solar Térmica	Biomasa	Nominal	Sumatoria	CSA
Geotermia		0.5	1	1	2.5	0.41666667
Solar Térmica	0.5		1	1	2.5	0.41666667
Biomasa	0	0		1	1	0.16666667
Nominal	0	0	0		0	0
					6	1
CSA: Coeficiente según alternativas						
¿Cuál bloque energético modifica en menor medida la actividad humana del lugar del emplazamiento?						

De Tabla 21 se concluye que el campo solar impactará en menor medida la vegetación existente en la zona del emplazamiento propuesto.

Tabla 21 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio de la vegetación a eliminar

VEGETACIÓN	Geotermia	Solar Térmica	Biomasa	Nominal	Sumatoria	CSA
Geotermia		0	1	1	2	0.33333333
Solar Térmica	1		1	1	3	0.5
Biomasa	0	0		1	1	0.16666667
Nominal	0	0	0		0	0
					6	1
CSA: Coeficiente según alternativas						
¿Cuál bloque energético requiere la eliminación de menos vegetación?						

En Tabla 22 se observa que los valores del coeficiente según alternativas son iguales, debido a que el criterio de localización está orientado a la ubicación del proyecto fuera de las áreas naturales protegidas. Para la presente propuesta se consideran emplazamientos fuera de zonas de protección.

Tabla 22 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio de localización del proyecto

LOCALIZACION	Geotermia	Solar Térmica	Biomasa	Nominal	Sumatoria	CSA
Geotermia		0.5	0.5	1	2	0.33333333
Solar Térmica	0.5		0.5	1	2	0.33333333
Biomasa	0.5	0.5		1	2	0.33333333
Nominal	0	0	0		0	0
					6	1
CSA: Coeficiente según alternativas						
¿Qué bloque térmico presenta la mejor ubicación?						

En la Tabla 23 se comparan los bloques energéticos en función de la capacidad de generación propuesta y el área de tierra a utilizar. Se apunta que la geotermia será la que aporte mayor capacidad en menor superficie utilizada (para este caso), seguida de la solar térmica y quedando relegada la biomasa pues se requieren cerca de 5 km<sup>2</sup> para el aporte contemplado en la propuesta de la planta híbrida.

Tabla 23 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio de capacidad de generación

CAPACIDAD	Geotermia	Solar Térmica	Biomasa	Nominal	Sumatoria	CSA
Geotermia		1	1	1	3	0.5
Solar Térmica	0		1	1	2	0.33333333
Biomasa	0	0		1	1	0.16666667
Nominal	0	0	0		0	0
					6	1
CSA: Coeficiente según alternativas						
¿Qué bloque energético tiene la mayor capacidad de generación en el menor espacio posible de utilización?						

En la Tabla 24 se presenta la comparación de los bloques de geotermia, solar térmica y biomasa bajo el supuesto de la vulnerabilidad y riesgo bajo la cual operarían en la zona de San Vicente. El que resultó menos susceptible es la biomasa pues se considera que utilizará menos infraestructura en comparación con las otras fuentes de energía analizadas.

Tabla 24 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio de amenaza natural

AMENAZA NATURAL	Geotermia	Solar Térmica	Biomasa	Nominal	Sumatoria	CSA
Geotermia		0.5	0	1	1.5	0.25
Solar Térmica	0.5		0	1	1.5	0.25
Biomasa	1	1		1	3	0.5
Nominal	0	0	0		0	0
					6	1
CSA: Coeficiente según alternativas						
¿Cuál bloque energético es menos susceptible a catástrofes naturales?						

Para las fuentes energéticas consideradas y los sitios en la zona de interés se observa que la biomasa al requerir mayor superficie de terreno los valores de pendientes promedio decrecen, lo que se refleja en la Tabla 25 donde se aprecia que es para esta fuente energética que se presentan menores pendientes y por ende menores probabilidades de deslizamiento y erosión.

Finalmente, se obtiene para cada bloque energético la sumatoria del producto de los CIR (de cada criterio) por el CSA (por bloque) por Criterio. Y el mayor valor obtenido representa al bloque más amigable con el ambiente, priorizando las opciones de mayor a menor según este indicador. En Tabla 26 se aprecia que la fuente de energía renovable más amigable con el ambiente según propuesta actual es la geotermia con un valor de 0.36, seguida de la solar térmica con 0.35 aproximadamente y concluyendo con la biomasa con un 0.29.

Los valores obtenidos son bastante cercanos unos de otros, lo que implica que el aprovechamiento de las tres fuentes de energía podrían causar impactos ambientales similares en magnitud, extensión, duración, reversibilidad y por ende en significancia. Sin embargo; la biomasa merece, para este caso, un especial interés pues se considera la parte del proyecto menos amigable con el ambiente y se convierte en el marco de referencia para la categorización del proyecto en su totalidad.

Tabla 25 Matriz de comparación de los bloques energéticos para el criterio de topografía

TOPOGRAFIA	Geotermia	Solar Térmica	Biomasa	Nominal	Sumatoria	CSA
Geotermia		1	0	1	2	0.33333333
Solar Térmica	0		0	1	1	0.16666667
Biomasa	1	1		1	3	0.5
Nominal	0	0	0		0	0
					6	1
CSA: Coeficiente según alternativas						
¿Cuál bloque energético se encuentra en menores pendientes?						

**Tabla 26 Matriz de resultados de comparación por pares (Dean&Nishry) para las fuentes de energía geotérmica, solar térmica y biomasa**

Criterio	CIR	CSA de bloques energéticos			CIR X CSA		
		Geotermia	Solar Térmica	Biomasa	Geotermia	Solar Térmica	Biomasa
AREA A OCUPAR	0.125	0.5	0.33333333	0.16666667	0.0625	0.04166667	0.02083333
ACT. HUMANA	0.16071429	0.41666667	0.41666667	0.16666667	0.06696429	0.06696429	0.02678571
VEGETACIÓN	0.17857143	0.33333333	0.5	0.16666667	0.05952381	0.08928571	0.0297619
LOCALIZACION	0.21428571	0.33333333	0.33333333	0.33333333	0.07142857	0.07142857	0.07142857
CAPACIDAD	0.05357143	0.5	0.33333333	0.16666667	0.02678571	0.01785714	0.00892857
AMENAZA NATURAL	0.19642857	0.25	0.25	0.5	0.04910714	0.04910714	0.09821429
TOPOGRAFIA	0.07142857	0.33333333	0.16666667	0.5	0.02380952	0.01190476	0.03571429
Sumatoria	1			Sumatoria	0.36011905	0.34821429	0.29166667

En conclusión y bajo el supuesto anterior, la planta híbrida propuesta con tres fuentes de energía renovable debe ser categorizada como B2: "Requiere elaborar estudio de impacto ambiental". Y la viabilidad ambiental del proyecto dependerá de los resultados de dicho estudio así como de las medidas de adecuación ambiental que surjan, pues deberá llevar un buen componente de medidas de compensación por eliminación de vegetación, medidas de prevención y medidas de atenuación de impactos como generación de ruido, polvo, emisiones, entre otros.

En el siguiente apartado se presenta una propuesta de Términos de Referencia Tipo para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental correspondiente.

## **8.2 Propuesta de términos de referencia tipo para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de la planta con hibridación energética a partir de tres fuentes de energías renovables, Geotermia, Solar Térmica y Biomasa.**

El contenido del Estudio de Impacto Ambiental, deberá cumplir con lo dispuesto en los artículos 23 y 24 del Reglamento General de la Ley del Medio Ambiente. Y al menos con lo que se plantea en este apartado, que incluye parte de los TdR tipo del MARN para proyectos energéticos renovables. Los TdR oficiales son obtenidos al momento de ingresar el proyecto al sistema de evaluación ambiental en el MARN.

### *8.2.1 Descripción, caracterización y cuantificación del Medio Ambiente actual.*

Se deberá realizar la caracterización ambiental actual del área donde se ubica el proyecto y su entorno, es decir, se deberá describir la condición del medio sin proyecto. Dicha caracterización deberá hacerse de forma cualitativa y cuantitativamente y es importante incluir la adecuada presentación cartográfica a escala apropiada, con relación al área y a las variables ambientales a evaluar.

#### Ubicación del proyecto:

Se deberá realizar la ubicación general del proyecto y actividades asociadas en términos de:

- Ubicación exacta del proyecto,
- Ubicación geopolítico-administrativa haciendo uso de mapas.
- Accesos al sitio del proyecto (carretera y caminos).

- Calificación de lugar y línea de construcción. Mapas de la zona del proyecto que muestren la ubicación y distribución en plantas. Mapas de colindancia y actividades a las que se dedican.
- Mapas de la zona de influencia: zona directamente afectada, área de influencia directa, área de influencia indirecta.

#### Medio físico:

Para la descripción del medio físico se deberá hacer uso del enfoque de cuenca, por lo que se debe hacer una interpretación del terreno del proyecto circunscrito en la cuenca o microcuenca a la que pertenece. Para los siguientes items se deben de acompañar de cartografía en la escala adecuada para un mayor detalle de las descripciones.

- Clima: Clasificación climática, información histórica de precipitación (precipitación total, intensidad y duración de las precipitaciones), dirección y velocidad del viento, radiación solar, tasas de evaporación, presión barométrica, humedad relativa y variaciones de temperatura. Indicando la estación o estaciones de referencia tomadas para los datos a presentar.
- Aire: para el establecimiento de la línea base de calidad de aire, deberá considerarse: Inventario de la Calidad del aire considerando fuentes fijas y móviles en el área de influencia del proyecto (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y ruido), identificando las fuentes generadoras y sus emisiones. Hacer muestreos de las inmisiones en el área de influencia directa. Medir los niveles de ruido en el área del proyecto, dentro y en los alrededores de los hábitats vulnerables y las zonas de asentamientos humanos. Reportar el Nivel equivalente tanto para el horario diurno como el nocturno. Además para el caso de la biomasa corresponderá lo establecido en el artículo 9 del Reglamento Especial de Normas Técnicas de Calidad Ambiental: dióxido de azufre, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, ozono, partículas inhalables PM10, partículas inhalables PM2.5 y partículas totales suspendidas. La metodología de medición por muestra efectiva deberá de definirse en correspondencia a lo establecido en el Anexo A, de la Norma NSO 13.11.01:01 Calidad de aire ambiental, inmisiones atmosféricas. Establecimiento de estaciones de muestreo de calidad de aire. Las estaciones de muestreo, deberán ser georeferenciadas junto con una breve descripción de la relevancia de las mismas. La localización de estas, se definirá en función de los puntos de mayor concentración de emisiones, derivados del modelaje de dispersión de contaminantes. Así mismo deberán de incluirse, como parte de los sitios de monitoreo, centros poblados, bosques salados, y cualquier otro sitio con posible afectación.
- Suelo y Edafología: Describir el uso actual y potencial del suelo en la cuenca o microcuenca. Tipos de suelos y clasificación agroecológica; composición química, potencial de erosión y sedimentación de los suelos. Generar datos para poder modelar la escorrentía (coeficientes de infiltración) y el transporte de sedimentos. Descripción de la geología local (Litología su naturaleza, composición, textura y propiedades de las rocas) y estructural, así mismo, se incorporará información de las características

geotécnicas y sismológicas del área (la frecuencia y la intensidad de los terremotos y temblores, el terremoto máximo creíble y el terremoto máximo probable). Se debe hacer una descripción de la configuración topográfica (relieve y pendientes) del área de estudio con la finalidad de conocer los procesos y sus riesgos asociados.

- Hidrología: Se debe evaluar la red de drenaje pluvial de la microcuenca o zona de estudio en la que se encuentra ubicado el sistema, delimitando, los elementos o áreas del proyecto que poseen riesgo de inundación. Para manantiales que se encuentren en las márgenes del río se deberán determinar el caudal máximo probable proyectado en la sección hidráulica del canal de flujo, indicando la posición de las obras a construir respecto a dicha sección. Presentar mapa hidrológico de la zona de influencia, que permita identificar (humedales: ríos, quebradas, embalses, lagos, etc). Indicar si estos son de carácter permanente o estacional. Georreferenciar puntos de toma de agua y descarga, que se realicen sobre cuerpos de agua superficiales. En caso de encontrarse algún/os río/s o quebrada/s, dentro del área de influencia del proyecto, o vinculados a los potenciales impactos del mismo, para cada uno: Determinar caudal del río o quebrada para distintos periodos de retorno (tormentas ordinarias y extraordinarias), y el análisis hidráulico de secciones topográficas transversales al cauce del río, incluyendo ambas márgenes, en las que se determine nivel de cauce perenne y de avenida máximo para los caudales estimados en el estudio hidrológico. Sobre las secciones hidráulicas, indicar la posición las obras a construir respecto a dicha sección. Curva de duración de flujo (curva de excedencia de flujo) indicando las estaciones en las que se registró la información. Delimitación de cuencas hidrográficas y el patrón de drenaje de agua en el área de influencia. Escorrentía característica de las cuencas hidrográficas. Los inventarios de los usos consuntivos y no consuntivos
- Hidrogeología: Realizar un inventario de manantiales y pozos (artesanales y perforados), determinar niveles de agua, Dirección del flujo de agua subterráneo. Para los pozos perforados, debe presentarse información de su profundidad y construcción. Determinar los tipos de acuíferos y parámetros hidrogeológicos. Mapear la zona de recarga y descarga; y las influencias que presentan las estructuras geológicas (fallas, contactos, fracturación del lecho rocoso, etc.) y cuerpos de agua (ríos). Presentar el balance hídrico de la zona de estudio, que incluya la descripción del método utilizado y que contenga la estimación del volumen de agua subterránea aprovechable anualmente en la cuenca hidrogeológica de donde se extraerá el recurso.
- Calidad de agua: Muestreo y análisis adicional: Información de la calidad de agua en las cercanías de las áreas previstas para el almacenamiento de combustibles, almacenamiento de sustancias y desechos peligrosos, y toma de agua de refrigeración. Se deberá proporcionar datos de calidad de agua para diversos puntos a diferentes distancias radiales desde el área de afectación. En caso de prever descarga en cursos de aguas superficiales deberán de presentarse datos de calidad de agua, tanto aguas arriba como aguas abajo, de los puntos de descarga. Diseño de programa de monitoreo

### Medio biológico:

- Flora y fauna:
  - a. Descripción del ecosistema natural, flora y fauna asociada. Es necesario determinar y cuantificar las especies de vegetación y fauna existentes en el área a desarrollar, considerando como mínimo el nombre y número por especie y poniendo especial atención a la presencia de especies amenazadas, endémicas o en peligro de extinción.
  - b. Para las especies faunísticas, deberá especificarse: La clasificación de las especies (endémicas, migratorias, exóticas, amenazadas, en peligro, etc.) Áreas de criaderos, áreas de criadero, áreas de apareamiento y empollado Corredores migratorios Áreas importantes para la fauna
    - Ecosistemas: Se presentará las características y clasificación (natural o artificial, lénticos o lóticos) y condición respecto a la convención RAMSAR, de los ecosistemas presentes en el área de influencia del proyecto y que pueden verse afectados por el mismo, ya sea por la extracción de agua, descarga de aguas residuales, generación de emisiones atmosféricas o por el almacenamiento de gas. Mapa de ecosistemas.
    - Áreas naturales protegidas y áreas frágiles: Delimitación de áreas naturales protegidas, sus zonas de amortiguamiento área de influencia y áreas de conservación en la zona de influencia del proyecto. Condición de prioridad del área natural protegida y de los servicios ecosistémicos que presta.

### Medio socioeconómico y cultural:

- Aspectos territoriales: División política (hacer uso de mapas), organización administrativa, características de las comunidades del área de influencia del proyecto, su composición, estructura organizacional de la población y participación ciudadana. Incluir mapa de ubicaciones vivienda, industria y comercio. Georreferenciar las viviendas cercanas al proyecto en un radio de 500 m. Presencia Institucional es decir que otros actores se encuentran en la zona. Incluir mapas que muestren la ubicación de todos los caminos, patrones de tráfico. En la ruta hacia el proyecto incluir los niveles de seguridad, problemas actuales de circulación, señalización y capacidad.
- Aspectos sociodemográficos: Cantidad de población total, población urbana, rural, distribución geográfica, densidad poblacional, tendencia de crecimiento, composición por edad y sexo; migración (nacional y extranjera). Caracterización de la estructura familiar (tipo, tamaño).

- Indicadores sociales:

Salud: Correspondientes al área donde se implementará el proyecto, detalles sobre enfermedades en la zona (incluyendo fuente de datos y la metodología para recopilar y analizar los datos). Práctica existentes para la evaluación de la salud y percepciones locales del proyecto propuesto enfocado en el tema salud. Tasa de Mortalidad, Esperanza de Vida al Nacer, Morbilidad y causas.

Educación: Correspondientes al área de estudio, detalles sobre niveles de escolaridad, porcentaje de analfabetismo y deserción escolar.

Oferta de mano de obra en la zona: Número de profesionales/Técnicos por área y número de personas por oficios.

Infraestructura: Descripción de la infraestructura de servicios sociales y básicos (Salud, Educación e identificar principales medios de transporte y rutas de transporte público). Determinar la existencia de lugares de interés arqueológico, histórico y/o cultural local y regional con el fin de determinar las áreas de manejo especial.

Servicios Básicos: Información sobre los servicios existentes de salud pública y privada, servicios de comunicación (telefonía, periódico, servicios de internet, etc.), gasolineras, suministro eléctrico, servicios de agua potable, alcantarillado y seguridad pública.

Violencia: Incluir información niveles de violencia (robos, homicidios, violaciones, extorsiones, etc.).

- Aspectos económicos: Es necesario incluir todos aquellos aspectos orientados a conocer el comportamiento económico de la población en la zona de estudio, entre los cuales se encuentra:
  - Dinámica de la economía local y regional

Origen y nivel de ingresos; tipo y tasa de empleo actual, sus tendencias sin el proyecto y empleo a generar por el proyecto. Estructura de la propiedad y uso del suelo. Información sobre estructura de la propiedad. Caracterización del mercado laboral. Condiciones de la población, y sus medios de vida; descripción de oferta de recursos del área de estudio tales como: agua, materiales pétreos, materiales férricos y zonas de disposición legalmente autorizadas.
  - Condición de Vida y Pobreza

Indicadores sobre las condiciones de vida como: Cantidad de remesas recibidas, población económicamente activa, población en edad activa; y niveles de canasta básica rural y urbana.
  - Actividades agrícolas, industriales, turísticas y recreativas.

Información sobre tipos de producción agrícola y cantidades producidas; tipos de industria en la zona; sobre lugares turísticos, festividades y flujo turístico en la zona de estudio.
- Aspectos culturales y paisajísticos: Incluir número, ubicaciones, fechas y eventos importantes en la zona, así como también datos de relevancia para los pobladores en referencia al área de estudio, levantamientos de mapas con puntos de importancia histórica y cultural para los pobladores.

Prospección arqueológica: Objetivos, metodología empleada y sitios arqueológicos identificados.

Paisajes: Caracterización del paisaje natural y modificado. Incorporar representaciones gráficas del paisaje con y sin el proyecto. La ubicación de las vistas y paisajes (montañas, líneas de horizontes incluyendo amaneceres y puestas de sol, y estructuras culturales, arqueológicas e históricas). Presentar inventario fotográfico de vistas panorámicas desde puntos de observación estratégicos, como comunidades, carreteras, y miradores panorámicos designados, estas fotos pueden ser utilizadas para establecer las vistas sin las instalaciones y proporcionar una línea de base sobre la cual sobreponer las instalaciones.

Es importante incluir la opinión de la población colindante y proyectos vecinos con relación a la construcción y funcionamiento del proyecto, por lo que es necesario incluir estudios de opinión de estos al análisis de impacto ambiental. El mecanismo de recopilación de información, puede ser mediante encuestas, entrevistas u otro mecanismo que asegure la inclusión de los potenciales afectados.

### 8.2.2 Descripción del proyecto y alternativas

Todas las alternativas del proyecto que sean razonables y viables que coadyuven a satisfacer la necesidad a la que responde el proyecto propuesto, se identificarán y se resumirán en esta sección. Como parte del análisis de alternativas, podrá incluirse: lugares alternativos, combustibles alternativos, configuración alternativa de los elementos del proyecto, tamaño y capacidad de generación. El análisis de alternativas, deberá orientarse a la implementación de las mejores tecnologías y prácticas disponibles, que prevengan o atenúen los impactos adversos al medio ambiente físico, biológico, económico y/o socio cultural.

- Localización del proyecto. Indicar la localización del proyecto que incluya: kilómetro de carretera principal, acceso, cantón, municipio y departamento.
- Descripción del Proyecto: Presentar la descripción del proyecto, capacidad de producción de energía, indicando el área a ocupar por el mismo que deberá coincidir con el área del inmueble. Deberá acompañar un plano legible y a escala apropiada, de la distribución y localización de las diferentes áreas del proyecto, con el cuadro de distribución de componentes y áreas en metros cuadrados. Debe asegurarse que la suma de las áreas parciales del proyecto tanto las detalladas en el documento, como las incluidas en el plano sean consistentes y conforme al área total del proyecto.

Indicar los colindantes del terreno y las actividades a las que se dedican, a efecto de determinar la interacción que el proyecto tendrá con su entorno y viceversa.

Descripción detallada de cada una de las Etapas del proyecto y de las Actividades a desarrollar dentro de las mismas, así como el cronograma de ejecución.

Descripción del sistema de producción de energía eléctrica y un diagrama de flujo.

Descripción de la actividad de terracería que incluya: volumen de corte y relleno, especificaciones técnicas de conformación y estabilización de taludes, medidas de protección, así como los planos respectivos a escala adecuada.

Caracterización físico-química del fluido Isopentano, clasificación según grado de peligrosidad, transporte, manejo, uso, riesgo de fuga en el proceso.

Análisis del área a impermeabilizar, infiltración de agua (sin y con proyecto), disminución, medida de compensación. Presentar aprobación de cambio de uso del suelo, que emita la autoridad competente.

Propuesta de separación en la fuente de desechos sólidos comunes y peligrosos, que se generen en el proceso; sitio de disposición final autorizado por institución competente.

Indicar la cantidad de trabajadores previstos, de forma temporal y permanente.

Deberá incluir la descripción cualitativa y cuantitativa (esto último en la medida de lo posible) de cada uno de los servicios básicos y de infraestructura necesarios para el funcionamiento del proyecto, en cada una de sus etapas, entre los que se incluirá lo relativo a: vías de acceso, incluyendo ubicación, tamaño y tipo de material de la superficie de rodamiento.

Abastecimiento de agua potable: Describir la forma de abastecimiento de agua potable prevista para el proyecto, en las etapas de construcción y funcionamiento. Si se prevé hacerlo a través de a) conexión a algún sistema de red existente, deberá presentar la Factibilidad de conexión al mismo, emitida por la autoridad que administra el recurso e indicar su punto de conexión. Si se trata de b) un sistema autoabastecido, a través cualquier otra fuente de a manantial o río), deberá demostrar con los estudios correspondientes, la disponibilidad del recurso a utilizar tanto actual como futura, cuidando de no poner en riesgo el abastecimiento de los actuales usuarios de la fuente que utilice, el punto de conexión previsto y los análisis de la calidad del recurso, conforme norma establecida por el Ministerio de Salud Pública; y presentar carta de No afectación de la Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados (ANDA).

Manejo y disposición final de las aguas residuales de tipo ordinario (aguas negras y grises), indicar los volúmenes de aguas residuales a generar por el proyecto; en las etapas del proyecto; el tipo de sistema a utilizar, localización; considerando normativa del Ministerio de Salud Pública. Indicar la ubicación de las trampas de grasa, manejo y limpieza de las mismas. Manejo de los desechos sólidos comunes, especiales que genere el proyecto. Describir el tipo, volumen/cantidad y manejo de los desechos a generarse en las etapas del proyecto; presentar la Factibilidad por parte de la Alcaldía municipal de la zona, ya sea de prestación del servicio de recolección o la autorización para la disposición final de los desechos, tanto comunes como especiales.

Manejo de las aguas de escorrentía superficial, presentar una descripción completa de manejo y control de las aguas de escorrentía superficial, prevista a realizar, considerando no solo los caudales generados del área del proyecto, sino también, las aguas que ingresen al sitio, incluyendo las obras de infraestructura en las vías de circulación para encauzarlas y las obras de protección realizadas y/o proyectadas internamente y en los puntos de descarga. Indicar en un plano la localización de los puntos de descarga y las obras proyectadas.

Es necesario el apoyo de mapas a escala apropiada cada uno de los apartados antes descritos, a fin de poder interpretar la información contenida en ellos.

Según la Categorización de Actividades, Obras o Proyectos conforme a la Ley de Medio Ambiente, deberá incluir el Estudio de Riesgo y Plan de contingencia.

## **9 EVALUACION ECONOMICA PRELIMINAR**

La evaluación económica es la parte final de este estudio. Mediante ésta se concluirá sobre la factibilidad económica de la planta propuesta.

Los métodos de evaluación económica considerados para este estudio son: el cálculo del VAN (valor actual neto) y la TIR (tasa interna de retorno o rentabilidad). El primero permitirá considerar los flujos de caja que se dan en momentos específicos a lo largo de la vida económica del proyecto mientras que el segundo, también conocido como tasa de descuento, permitirá comparar la inversión inicial con los futuros flujos de caja para un mismo año de referencia o año cero.

Por lo tanto, el criterio a seguir para la evaluación económica es el siguiente: se aceptará la inversión siempre y cuando el VAN sea mayor o igual a cero y la TIR sea positiva y mayor que la TMAR (tasa de descuento o tasa mínima aceptable de retorno del promotor del proyecto), exigida para la inversión. Por último se presentará el análisis de sensibilidad del proyecto mediante el cual se determinará la incidencia que tienen algunos indicadores económicos sobre el VAN y la TIR y por lo tanto en la rentabilidad del proyecto.

### **9.1 Determinación del flujo de caja del proyecto**

Éste representa el balance general tanto ingresos como egresos y por lo tanto sus ganancias netas proyectadas para cada periodo de tiempo durante la vida económica del proyecto. Para el caso se ha estimado 20 años. Para la elaboración del flujo de caja se debe tener en cuenta la información como la TMAR, interés bancario, porcentaje de aporte bancario a la inversión inicial, entre otros.

#### *9.1.1 Cálculo de la TMAR*

Para este cálculo es necesario conocer previamente algunos indicadores económicos tales como la variación en el nivel de precios o inflación y la tasa de interés a la que el banco presta su dinero a la industria.

Por tanto, según datos del Banco Central de Reserva de El Salvador [20], la inflación en el último año se ha mantenido inferior a 2%, consecuentemente, este será el valor a emplear en el análisis. Por otro lado, el interés para préstamos a la industria con plazos superiores a un año, para lo que va del año 2014 ha oscilado entre 7.07% y 9.45%.

Por tanto, la TMAR se calcula empleando la ecuación 10 [21].

$$i_n = [(1 + i_r) * (1 + p)] - 1 \quad (10)$$

Dónde:

$i_n$  : es la tasa de descuento mínima aceptable para la inversión

$i_r$  : es la tasa de interés bancario para préstamo (promedio de 8%)

$p$  : es la inflación (2%)

Resolviendo para la ecuación 10, la tasa de descuento mínima o de referencia tiene un valor de 10.16 %. Con la tasa de referencia del resultado anterior únicamente se obtendrían ganancia para cubrir los compromisos financieros adquiridos con el banco y para absorber la inflación proyectada del dinero en el tiempo.

Una empresa generadora de energía eléctrica, generalmente, para obtener una utilidad adicional exige un valor superior a dicha tasa de descuento de la inversión calculada, como mínimo una TMAR superior al 13%. No obstante, debido al riesgo de la inversión el accionista exigiría una rentabilidad mayor al valor antes mencionado y estará en función del apalancamiento de la banca, entre otras variables. Para el presente análisis se considera inicialmente un valor de TMAR del 15% como mínimo para aceptar el proyecto propuesto.

### 9.1.2 Estimación preliminar de los costos de la planta híbrida propuesta

Para la realización de la evaluación económica que se presenta a continuación se consideran como componentes principales de la planta los que se listan a continuación:

- Circuito de agua geotérmica: conexión de tubería de acarreo desde línea de reinyección.
- Campo solar térmico: estructura de torre y soportes de helióstatos, helióstatos autónomos (reflector más seguimiento solar en dos ejes), absorbedor, tubería de transporte de fluido y circuito para intercambio de calor.
- Bloque térmico a base de biomasa: caldera, pre-tratamiento de biomasa, circuito para intercambio de calor, tubería de transporte de fluido.
- Casa de máquinas con turbina, generador, sala de control, grúa viajera, sistema de aire comprimido, y otros servicios. Incluye torre de enfriamiento húmedo, etc.
- Subestación eléctrica 46 kV.

A continuación de Tabla 27 a Tabla 30 se presentan las estimaciones de costos de los sistemas térmicos a montar, planta ORC y subestación. Para efectos de estimación del costo, algunas potencias de equipo se han ajustado a un valor estándar en el mercado.

Tabla 27 Costo estimado para sistema de biomasa (5 MW<sub>th</sub>)

Elemento	Costo específico	Potencia (kW <sub>th</sub> )	Costo
Cardera de biomasa	\$200.00/kW <sub>th</sub>	5000	\$1,000,000.00
Pre-tratamiento de biomasa	-	-	\$500,000.00
Costo total:			\$1,500,000.00

Tabla 28 Costo estimado para sistema solar (17MW<sub>th</sub> y 48,000 m<sup>2</sup> de área de apertura) [22]

Elemento	Costo específico	Costo
Costo de campo de helióstatos	\$70.00/m <sup>2</sup>	\$3,360,000.00
Torre y receptor	\$96.00/kW <sub>th</sub>	\$1,632,000.00
Costo total:		\$4,992,000.00

**Tabla 29 Costo estimado ciclo ORC (10MW<sub>e</sub>)**

Elemento	Costo específico	Costo
Costo ORC	\$3,100.00/kW <sub>e</sub>	\$31,000,000
Costo total:		\$31,000,000

Para el cálculo del costo estimado de la subestación eléctrica mostrado en la Tabla 30 se ha considerado una potencia de generador de 11,000 kVA.

**Tabla 30 Costo estimado de subestación eléctrica**

Elemento	Costo específico	Costo
Costo de subestación	\$50.00/kVA	\$550,000.00
línea de transporte (500 m)		\$30,000.00
Costo total:		\$580,000.00

La Tabla 31 presenta el costo total estimado de la planta propuesta, y se obtiene un valor aproximado de US\$ 44,100,000.00

**Tabla 31 Costo total estimado de la planta propuesta**

Elemento	Costo
Sistema solar (17MW <sub>th</sub> )	\$5,000,000.00
Sistema de biomasa (5MW <sub>th</sub> )	\$1,500,000.00
Sistema geotérmico de transporte de fluido	\$2,000,000.00
Sistema ORC (10MW <sub>e</sub> nominales)	\$31,000,000.00
Obra civil y terrenos	\$4,000,000.00
Subestación eléctrica (11 kVA a 46 kV)	\$600,000.00
Total de la inversión:	\$44,100,000.00

La producción de energía eléctrica anual se estima en 56GWh/año, valor promedio tomado de la producción eléctrica del Ciclo Binario en Berlín. El precio base de venta de la energía eléctrica se ha estimado en \$160/MWh<sub>e</sub>; sin embargo, al final de este apartado se presenta en la Figura 46, Figura 47 y Figura 48 la sensibilidad de los parámetros de VAN y TIR con respecto a la variación del precio de venta de la energía, el porcentaje de aporte de capital propio y la tasa de interés bancaria respectivamente.

### 9.1.3 Flujo de caja del proyecto

En la Tabla 32 se presenta el flujo de caja del proyecto para un horizonte económico de 20 años, una tasa de interés de 7%, valor de inflación igual a 2%, Tasa Mínima Aceptable de Retorno de la inversión de 15% y apalancamiento de la banca de 50%.

Por tanto, para las variables anteriormente indicadas, el proyecto obtiene una VAN de US\$11,289,192.17 y una TIR de 21.7%.

El periodo de recuperación de la inversión (PRI=1/TIR) es de 5 años, y la ganancia bruta del proyecto (GBP) se calcula según ecuación 11:

$$\begin{aligned}
 \text{GBP} &= (\text{inversión inicial}) \cdot (1 + \text{TIR}) + \text{VAN} \quad (11) \\
 &= (44,100,000.00) \cdot (1 + 0.217) + 11,289,192.17 \\
 \text{GBP} &= \text{US\$ } 64,958,892.17 \text{ (al año cero)}
 \end{aligned}$$

La ganancia neta del proyecto (GNP), se obtiene al restar la inversión inicial de las ganancias brutas, siempre para el año cero.

$$\text{GNP} = \text{GBP} - (\text{inversión inicial}) \quad (12)$$

$$\text{GNP} = (64,958,892.17) - (44,100,000.00) = \text{US\$ } 20,858,892.17$$

Con base a los criterios antes expuestos, la propuesta de planta híbrida se considera viable dado que el VAN es positivo y la TIR del proyecto es superior que la TMAR (15%) exigida a la inversión, es decir que éste proyecto permite recuperar la inversión en 5 años y además genera ganancias. Sin embargo, deberá realizarse un análisis económico con mayor detalle para determinar con una mayor certeza la rentabilidad del proyecto.

## 9.2 Análisis de sensibilidad

Para determinar la dependencia del flujo de caja con respecto a la variación de parámetros económicos, en el presente apartado se presenta tres figuras que muestran la sensibilidad del VAN y TIR del proyecto propuesto respecto al precio de venta de la energía, el aporte de capital propio y la tasa de interés bancario.

Los únicos ingresos a ser percibidos por la planta serán por la venta de energía eléctrica a mercado y recibiendo un precio marginal por la misma. El análisis actual parte de la base de que cada kWh<sub>e</sub> será vendido a US\$0.16, de la Figura 46 se aprecia que el precio de venta límite para que el proyecto sea rentable es de US\$0.13/ kWh<sub>e</sub>; además éste deberá ser constante para todas las programaciones horarias que se inyecte energía a la red.

La gráfica de la Figura 46 muestra también que la relación existente entre los precios de la energía y la rentabilidad del proyecto es directa. Lo que significa que al incrementar el precio de la energía también lo hace la rentabilidad del proyecto.

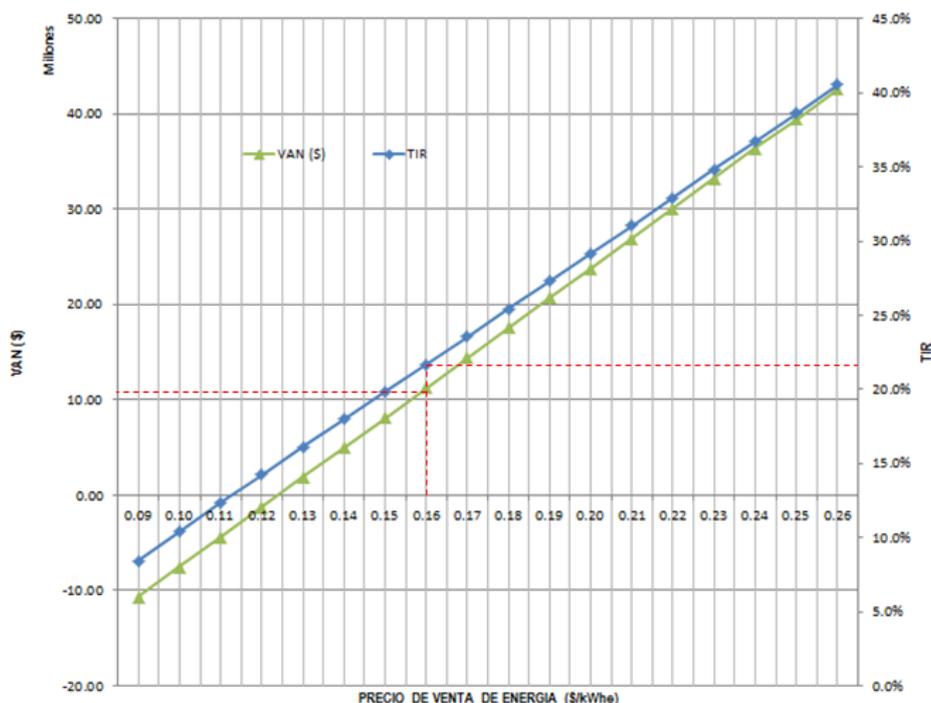


Figura 46 Gráfico de sensibilidad del VAN y TIR respecto al precio de venta de la energía

El gráfico de la Figura 47 presenta que el proyecto será más rentable en la medida que un mayor financiamiento por parte del banco es logrado. Lo anterior se debe a que el dinero aportado por los bancos es de menor riesgo de devaluación. En términos financieros, el aporte de la banca a la inversión del proyecto se conoce como “apalancamiento” y para el caso de la Banca Salvadoreña, este podría estar entre 60 o 70%, de la inversión total. Para el presente estudio según se muestra en la Figura 47, el proyecto resulta rentable para dichos porcentajes de apalancamiento.

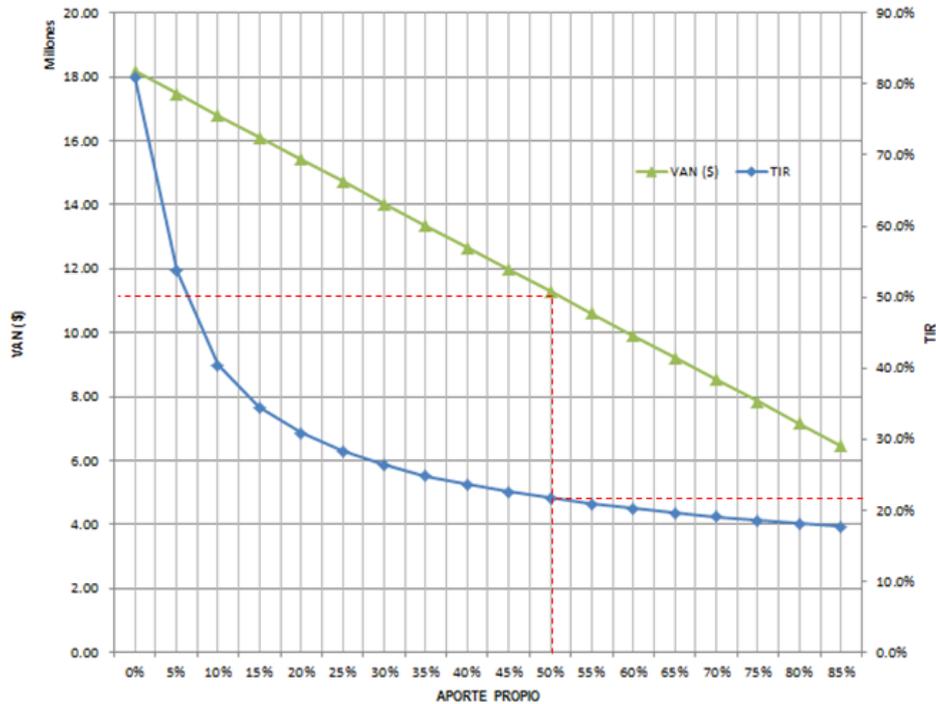


Figura 47 Gráfico de sensibilidad del VAN y TIR respecto al aporte de inversión propio

Respecto a la tasa de interés bancario, conviene que sea la más baja del mercado (Ver Figura 48), ya que entre menor sea dicho valor mayor es la rentabilidad obtenida para el proyecto. Para lo que va del 2014 el interés bancario para préstamos a la industria con plazos superiores a un año, ha oscilado entre 7.07% y 9.45%; y depende del grado de riesgo del proyecto que, para el caso de las energías renovables, es de moderado a bastante alto. Según lo anterior, puede apreciarse en Figura 48 que la planta híbrida propuesta podría resultar rentable en ese rango de intereses de la banca.

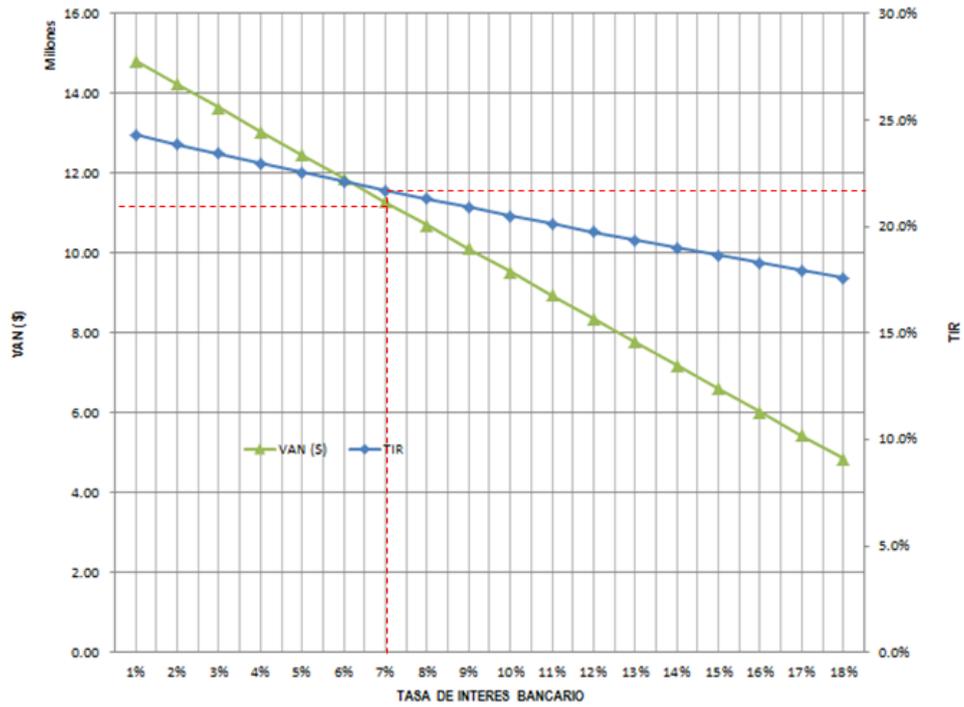


Figura 48 Gráfico de sensibilidad del VAN y TIR respecto a la tasa de interés bancaria

Tabla 32 Flujo de caja del proyecto para un horizonte económico de 20 años

BALANCE ECONOMICO PLANTA 3HS+ORC										
Inversión	44100000.00	\$	Tasa de interés	7%		Vida del proy: 20 años				
Aportación 50%	22050000.00	\$	Tasa de inflación	2.0%						
Financiación	22050000.00	\$	Tasa (TMAR)	15%						
Período de amortización	10.00	años	Depreciación	20	año					
Producción anual	56000000.00	kWh/año	Impuestos	20%						
Precio de venta kWh	0.16	\$/kWh	O&M&W	784000.00	\$					
Amortización por año	2205000.00	\$	Depreciación por año	2205000.00	\$					

Año	Ingresos	O&M	Financiación			Beneficio				Flujo de caja	VAN	TIR	Flujo Acumulado
			Cap. Pendiente	Interés	Amortización	Depreciación	Beneficio Bruto (Al)	Impuestos	Beneficio neto				
0	-22050,000.00		22050,000.00							-22050,000.00	\$ 11289,192.17	21.7%	-22050,000.00
1	8960,000.00	784,000.00	19845,000.00	1543,500.00	2205,000.00	2205,000.00	4427,500.00	885,500.00	3542,000.00	3542,000.00			-18508,000.00
2	9139,200.00	799,680.00	17640,000.00	1389,150.00	2205,000.00	2205,000.00	4745,370.00	949,074.00	3796,296.00	3796,296.00			-14711,704.00
3	9321,984.00	815,673.60	15435,000.00	1234,800.00	2205,000.00	2205,000.00	5066,510.40	1013,302.08	4053,208.32	4053,208.32			-10658,495.68
4	9508,423.68	831,987.07	13230,000.00	1080,450.00	2205,000.00	2205,000.00	5390,986.61	1078,197.32	4312,789.29	4312,789.29			-6345,706.39
5	9698,592.15	848,626.81	11025,000.00	926,100.00	2205,000.00	2205,000.00	5718,865.34	1143,773.07	4575,092.27	4575,092.27			-1770,614.12
6	9892,564.00	865,599.35	8820,000.00	771,750.00	2205,000.00	2205,000.00	6050,214.65	1210,042.93	4840,171.72	4840,171.72			3069,557.60
7	10090,415.28	882,911.34	6615,000.00	617,400.00	2205,000.00	2205,000.00	6385,103.94	1277,020.79	5108,083.15	5108,083.15			8177,640.75
8	10292,223.58	900,569.56	4410,000.00	463,050.00	2205,000.00	2205,000.00	6723,604.02	1344,720.80	5378,883.21	5378,883.21			13556,523.96
9	10498,068.05	918,580.95	2205,000.00	308,700.00	2205,000.00	2205,000.00	7065,787.10	1413,157.42	5652,629.68	5652,629.68			19209,153.64
10	10708,029.41	936,952.57	0.00	154,350.00	2205,000.00	2205,000.00	7411,726.84	1482,345.37	5929,381.47	5929,381.47			25138,535.12
11	10922,190.00	955,691.63	0.00	0.00	0.00	2205,000.00	7761,498.38	1552,299.68	8414,198.70	8414,198.70			33552,733.82
12	11140,633.80	974,805.46	0.00	0.00	0.00	2205,000.00	7960,828.35	1592,165.67	8573,662.68	8573,662.68			42126,396.49
13	11363,446.48	994,301.57	0.00	0.00	0.00	2205,000.00	8164,144.91	1632,828.98	8736,315.93	8736,315.93			50862,712.42
14	11590,715.41	1014,187.60	0.00	0.00	0.00	2205,000.00	8371,527.81	1674,305.56	8902,222.25	8902,222.25			59764,934.67
15	11822,529.72	1034,471.35	0.00	0.00	0.00	2205,000.00	8583,058.37	1716,611.67	9071,446.69	9071,446.69			68836,381.37
16	12058,980.31	1055,160.78	0.00	0.00	0.00	2205,000.00	8798,819.53	1759,763.91	9244,055.63	9244,055.63			78080,436.99
17	12300,159.92	1076,263.99	0.00	0.00	0.00	2205,000.00	9018,895.92	1803,779.18	9420,116.74	9420,116.74			87500,553.73
18	12546,163.12	1097,789.27	0.00	0.00	0.00	2205,000.00	9243,373.84	1848,674.77	9599,699.07	9599,699.07			97100,252.81
19	12797,086.38	1119,745.06	0.00	0.00	0.00	2205,000.00	9472,341.32	1894,468.26	9782,873.06	9782,873.06			106883,125.86
20	13053,028.11	1142,139.96	0.00	0.00	0.00	2205,000.00	9705,888.15	1941,177.63	9969,710.52	9969,710.52			116852,836.38
												PRI	5

## 10 CONCLUSIONES

1. En El Salvador se ha iniciado un esfuerzo por realizar un cambio profundo en la política energética nacional, orientada a maximizar el uso de las fuentes de energía renovable como son: Geotermia, Biomasa, Solar, entre otras. Las acciones realizadas hasta la fecha han logrado que durante los últimos tres años, la generación de energía eléctrica a partir de este tipo de recursos supere el 50% de la generación total por año. Sin embargo, cerca del 47% de la potencia nacional instalada corresponde a la térmica, siendo superior a las renovables: Biomasa, Geotérmica e inclusive a la Hidroeléctrica individualmente. Al considerar un crecimiento del 3.6% anual en la demanda energética nacional para el futuro a corto plazo, el incrementar la capacidad instalada a base de fuentes renovables se vuelve un reto importante y en este sentido el estudio realizado se une al esfuerzo por promover y lograr un desarrollo eficaz en el uso de las energías renovables.
2. Previo a cualquier análisis que tenga por objetivo el diseño y montaje de una planta de generación eléctrica es necesario el conocimiento y cuantificación del recurso disponible que puede considerarse existente en un punto geográfico específico. Para el presente estudio se realizó una estimación de las tres fuentes energéticas planteadas, obteniendo como resultado un flujo de agua disponible de 335.6 kg/s al combinar las tres tecnologías. Dicho flujo debe ingresar al intercambiador de calor del ciclo ORC a una temperatura de 184 °C y salir aproximadamente a 140 °C. Los flujos de agua estimados corresponden a 254 kg/s provenientes del bloque de geotermia, 13.6 kg/s al de biomasa y 68 kg/s del solar. De modo que con los recursos disponibles en la zona del valle de San Vicente podría instalarse una planta híbrida con una potencia nominal de hasta 14.5 MW<sub>e</sub>.
3. Dado que el flujo de agua total es una estimación, misma que se recomienda verificar y actualizar según el desarrollo del Campo Geotérmico San Vicente previo al diseño de detalle, la potencia nominal de la planta propuesta se fija en un valor conservador de 10 MW<sub>e</sub> nominales, utilizando un flujo de agua total de 240 kg/s. El aporte por tecnología, en orden descendente, es: Geotermia 6.90 MW<sub>e</sub> (67%), Solar 2.90 MW<sub>e</sub> (28%) y Biomasa 0.56 MW<sub>e</sub> (5%); lo que podría llegar a mejorar la generación de energía eléctrica en el Campo Geotérmico San Vicente.
4. El uso de las tres fuentes de energía térmica para alimentar el ciclo orgánico Rankine, según los porcentajes planteados en la presente propuesta, se considera una forma eficiente y práctica de aprovechar los recursos disponibles provenientes de diferentes fuentes de energía primaria en el valle de San Vicente. Lo anterior debido a que la hibridación energética permite por una parte el aprovechamiento en cascada del recurso geotérmico disponible en la región paracentral de El Salvador, al utilizar agua geotérmica de separación con temperaturas relativamente "frías" ( $150^{\circ}\text{C} < T < 180^{\circ}\text{C}$ ) que no son utilizables (residuales) en un proceso de generación con plantas convencionales a condensación; y por otra parte permite incorporar al proceso de generación eléctrica fuentes energéticas cuya disponibilidad varía a lo largo del año como lo es la solar y

otras como la biomasa que requieren grandes extensiones de terreno para generar por si sola un potencial atractivo de inversión.

5. Para el caso de la biomasa, recurso menos abundante según estimación inicial, se deberá plantar un bosque energético de Madrecacao (*G. Sepium*) que garantice el abastecimiento de 1000 t/mes al convertidor termoquímico para la producción de agua caliente, sin vaporización. Lo anterior es asumiendo que la caldera trabaja a máxima carga las 24 horas al día, sin embargo la biomasa aportará el total de 0.56 MWe (máxima carga) exclusivamente durante el período de mayor demanda energética (hora pico). Además toda biomasa adicional que se consiga en la zona (desechos forestales) podrá ser aprovechada siempre y cuando tenga características químicas similares a las del bosque energético.
6. En cuanto a la radiación solar, el aprovechamiento se propone sea mediante un campo solar circular de torre central en donde se ubicará la caldera que, al igual que la de biomasa, se calentará agua en un circuito cerrado entre el receptor central y un sistema de intercambio de calor donde transmitirá su energía al fluido del ciclo ORC.
7. Para el caso de la geotermia el aporte propuesto en este estudio es de 6.9 MWe correspondiente a un flujo de agua de 159 kg/s que es aproximadamente un 47% del flujo total estimado para el caso más probable según simulación probabilística Monte Carlo (45MWe). Se propone utilizar este flujo al considerar que el primer desarrollo del proyecto geotérmico de San Vicente puede incluir la instalación de una planta a condensación de 30 MWe. En definitiva, el aporte final de la geotermia para una futura planta híbrida con ORC dependerá de la actualización de las variables de entrada para la estimación del recurso geotérmico del campo, en función del desarrollo que se tenga y de la confirmación del potencial del recurso tras la perforación de nuevos pozos.
8. Particularmente y de forma general con base a los criterios seleccionados en el presente estudio, para la propuesta de planta híbrida se obtiene un VAN positivo (US\$11,289,192.17) y la TIR del proyecto (21.7%.) es superior que la TMAR (15%) exigida a la inversión, es decir que éste permite recuperar la inversión en 5 años y además genera ganancias.
9. Para que el proyecto sea rentable y bajo las condiciones de este estudio (su  $VAN > 0$  y  $TIR > TMAR$ ), el precio de venta de la energía no deberá ser menor que \$135/MWh<sub>e</sub>, dado que con este valor se obtiene una TIR de 16.1% la cual es mayor que 15% exigida para el proyecto.
10. El costo específico calculado del proyecto es de \$4.4MM/MW<sub>e</sub> instalados, este costo es global para las tres tecnologías instaladas en el emplazamiento.
11. Actualmente no existen criterios de categorización ambiental para proyectos de este tipo, por lo que en el presente estudio se determina que bloque energético es el menos amigable con el medio ambiente, mediante la metodología de comparación en pares; y en función de los criterios vigentes para dicha tecnología se categoriza el proyecto en general. De este modo la construcción y montaje de una planta híbrida con tres fuentes

de energía y un ORC requiere la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental, a partir del cual se podrá determinar la viabilidad ambiental del proyecto planteado.

12. Con base a todo lo anterior y tomando en cuenta la experiencia que se tiene actualmente, en el Campo Geotérmico Berlín, en la operación de una planta de ciclo binario con Isopentano como fluido de trabajo y de una capacidad similar a la que se propone en este estudio, se concluye que para el valle de San Vicente la utilización del recurso geotérmico de media entalpía, biomasa y radiación solar de concentración para la producción de energía eléctrica a través de un ciclo termodinámico tipo ORC, puede resultar factible siempre y cuando se garanticen, estudien a detalle y se fijen las condiciones de temperatura, presión y flujo del fluido que transmite su energía al ciclo ORC.

## 11 RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar una estimación detallada del costo por el transporte y pre-tratamiento (secado y astillado) de la biomasa a utilizar, identificando zonas donde se pueda plantar el bosque energético (4.8 km<sup>2</sup>) de modo que resulte viable el manejo y transporte del recurso. Será necesario realizar un estudio adicional donde se defina un radio de distancia a partir de la planta para el cual los costos sean aceptables para el proyecto. Deberá además contemplarse la opción de utilizar biocombustibles en los equipos y camiones a operar, de modo que el concepto del bloque de biomasa sea integralmente “verde”.
2. Entre los aspectos importantes que se recomiendan para la implementación del campo solar se pueden mencionar: previo a la ubicación definitiva de cada heliostato se tendrá que levantar topográficamente la zona y optimizar su posición respecto al punto focal donde se ubicará la caldera, previa a la instalación del sistema solar (etapa de factibilidad) se debe instalar una estación meteorológica completa que mida durante un año como mínimo la radiación solar directa (DNI) en la zona de interés para complementar los datos de radiación solar satelital obtenidos para la zona de estudio.
3. Las condiciones termodinámicas necesarias para el funcionamiento de la planta híbrida pueden ser suplidas ya sea por el agua geotérmica de separación o por agua geotérmica proveniente de pozos en un sistema geotérmico de baja o media entalpía. En cualquier caso deberán realizarse estudios químicos que permitan determinar la temperatura más baja a la que se puede llevar el agua geotérmica durante el proceso de intercambio de calor, minimizando los problemas de incrustación que pudieran ocurrir durante la reinyección de dicho fluido.
4. Deberá realizarse un análisis económico con mayor detalle para determinar con una mayor certeza la rentabilidad del proyecto.

## 12 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. (s.f.). *Consejo Nacional de Energía*. Obtenido de <http://www.cne.gob.sv>
2. CNE. (2013). *Actualización del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012-2026*.
3. SIGET. (2010). *Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 12*.
4. CTAER. (2014). *Áreas de Investigación*. Obtenido de <http://www.ctaer.com/>
5. Abantia. (2013). *Noticias y prensa*. Obtenido de <http://www.abantia.com/>
6. EGP. (2012). *Enel Green Power*. Obtenido de <http://www.enelgreenpower.com>
7. JICA. (2012). *Plan Maestro para el desarrollo de Energías Renovables*.
8. Axelsson, G., & Gunnlaugsson, E. (Mayo de 2000). Long-term Monitoring of High- and Low-enthalpy Fields under Exploitation. *International Geothermal Association, World Geothermal Congress 2000 Short Course*, 3-10. Kokonoe, Kyushu District, Japan.
9. Anuta, J. (2006). *Probing Question: What Heats the Earth's Core*.
10. Grant, M. A., Donaldson, I. G., & Bisley, P. F. (1982). *Geothermal Reservoir Engineering*. Academic Press.
11. Powicki, C., & Hooper, E. (2010). Geothermal Power. *EPRI Technology Innovation White Paper*.
12. Barrero, A. (s.f.). *Energía Geotérmica y del Mar. Energías Renovables para todos*.
13. Sánchez Maza, M. Á. (2008). *Energía Solar Fotovoltaica*. México D.F.: Limusa.
14. Gallego, B., & Poliafico, M. (2014). Torres de CSP y Chile-Parte2: Tecnología. *Chilesol2014*. Chile: CSP Today.
15. CATIE, C. (1991). *Madero negro (Garisidia Sepium) un árbol de uso múltiple en América Central*.
16. Nogués, F., Galindo, D., & Rezeau, A. (2010). *Energía de la Biomasa (vol I)*. Zaragoza.
17. World Geothermal Congress. (2010). *Estudios TDEM y MT complementarios en el Campo Geotérmico San Vicente*.
18. Abe, H., Katayama, A., & Sah, B. P. (2007). *Potential for rural electrification based on biomass gasification in Cambodia*. Elsevier Scientific Publishing.
19. Estévez, J. R. (2012). *Geothermal Power Plant Projects in Central America: Technical and Financial Feasibility Model Assessment*. Reykjavík: University of Iceland.
20. BCR. (2014). *Banco Central de Reserva*. Obtenido de <http://www.bcr.gob.sv/esp/>
21. Urbina, G. B. (2006). *Evaluación de Proyectos*. Ciudad de México: McGraw-Hill Interamericana.
22. Vogel, W., & Kalb, H. (2010). *Large-Scale Solar Thermal Power*. Wiley-VCH.