

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA

**ANÁLISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA DE INVERSIÓN EN ENERGÍA DE
FUENTE SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPARTAMENTO DE JUTIAPA DE
LA REPÚBLICA DE GUATEMALA**

LIC. JORGE ALEXANDER PÉREZ MONROY

Guatemala, noviembre de 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN FINANCIERA

**ANÁLISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA DE INVERSIÓN EN ENERGÍA DE
FUENTE SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPARTAMENTO DE JUTIAPA DE
LA REPÚBLICA DE GUATEMALA**

Informe final de tesis para la obtención del Grado de Maestro en Ciencias, con base en el "Normativo de Tesis para Optar al Grado de Maestro en Ciencias", aprobado por la Honorable Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas, en la resolución contenida en el Numeral 6.1, Punto SEXTO del Acta15-2009 de la sesión celebrada el 14 de julio de 2009.

AUTOR: Lic. Jorge Alexander Pérez Monroy

ASESOR: Lic. MSc. Juan de Dios Alvarado López

Guatemala, Septiembre de 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
HONORABLE JUNTA DIRECTIVA

Decano: Lic. José Rolando Secaida Morales
Secretario: Lic. Carlos Roberto Cabrera Morales
Vocal Primero: Lic. Luis Antonio Suárez Roldán
Vocal Segundo: Lic. Carlos Alberto Hernández Gálvez
Vocal Tercero: Lic. Juan Antonio Gómez Monterroso
Vocal Cuarto: P.C. Oliver Augusto Carrera Leal
Vocal Quinto: P.C. Walter Obdulio Chigüichón Boror

JURADO EXAMINADOR QUE PRACTICÓ
EL EXAMEN PRIVADO DE TESIS

Presidente: MSc. Juan Arnoldo Borrayo Solares
Secretario: MSc. Otto René Burgos Ruíz
Vocal Examinador: Dr. José Alberto Ramírez Crespín



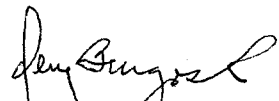
ACTA No. 30-2014

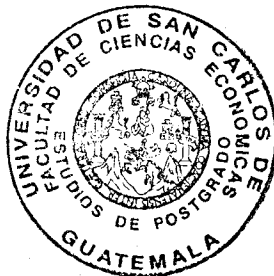
En la Sala de Reuniones en el Edificio S-11 de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de San Carlos de Guatemala, nos reunimos los infrascritos miembros del Jurado Examinador, el **24 de julio** de 2014, a las **18:00** horas para practicar el **EXAMEN GENERAL DE TESIS** del Licenciado **Jorge Alexander Pérez Monroy**, carné No. **100018742**, estudiante de la Maestría en Administración Financiera de la Escuela de Estudios de Postgrado, como requisito para optar al grado de Maestro en Administración Financiera. El examen se realizó de acuerdo con el normativo de Tesis, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ciencias Económicas en el numeral 6.1, Punto SEXTO del Acta 15-2009 de la sesión celebrada el 14 de julio de 2009.-----

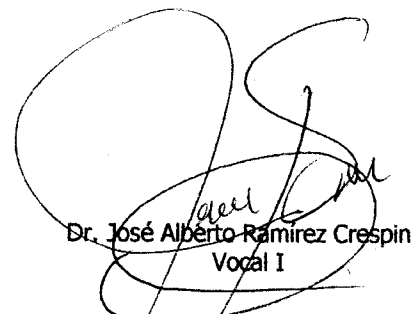
Cada examinador evaluó de manera oral los elementos técnico-formales y de contenido científico profesional del informe final presentado por el sustentante, denominado **"ANÁLISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA DE INVERSIÓN EN ENERGÍA DE FUENTE SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPARTAMENTO DE JUTIAPA DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA"**, dejando constancia de lo actuado en las hojas de factores de evaluación proporcionadas por la Escuela. El examen fue **APROBADO** con una nota promedio de **85** puntos, obtenida de las calificaciones asignadas por cada integrante del jurado examinador. El Tribunal hace las siguientes recomendaciones: Que el sustentante incorpore las enmiendas señaladas dentro de los 30 días hábiles siguientes, con el apoyo del asesor respectivo.

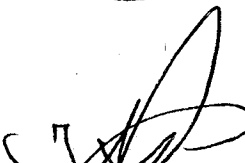
En fe de lo cual firmamos la presente acta en la Ciudad de Guatemala, a los veinticuatro días del mes de julio del año dos mil catorce.


MSc. Juan Arnaldo Borrayo Solares
Presidente


MSc. Otto René Burgos Ruiz
Secretario




Dr. José Alberto Ramírez Crespin
Vocal I


Lic. Jorge Alexander Pérez Monroy
Postulante

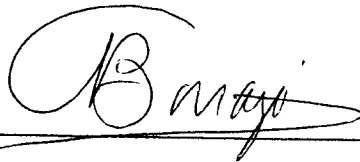


UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

ADENDUM

El infrascrito Presidente del Jurado Examinador CERTIFICA que el estudiante Jorge Alexander Pérez Monroy, incorporó los cambios y enmiendas sugeridas por cada miembro examinador del Jurado.

Guatemala, 1 de septiembre de 2014.

(f) 

MSc. Juan Arnoldo Borrayo Solares
Presidente





FACULTAD DE
CIENCIAS ECONOMICAS

Edificio "S-8"
Ciudad Universitaria, Zona 12
Guatemala, Centroamérica

**DECANATO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS.
GUATEMALA, DIÉCISEIS DE OCTUBRE DE DOS MIL CATORCE.**

Con base en el Punto QUINTO, inciso 5.1, subinciso 5.1.2 del Acta 16-2014 de la sesión celebrada por la Junta Directiva de la Facultad el 30 de septiembre de 2014, se conoció el Acta Escuela de Estudios de Postgrado No. 30-2014 de aprobación del Examen Privado de Tesis, de fecha 24 de julio de 2014 y el trabajo de Tesis de Maestría en Administración Financiera, denominado: "ANÁLISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA DE INVERSIÓN EN ENERGÍA DE FUENTE SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL DEPARTAMENTO DE JUTIAPA DE LA REPÚBLICA DE GUATEMALA", que para su graduación profesional presentó el Licenciado JORGE ALEXANDER PÉREZ MONROY, autorizándose su impresión.

Atentamente,

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"

LIC. CARLOS ROBERTO CABRERA MORALES
SECRETARIO



LIC. JOSE ROLANDO SECAIDA MORALES
DECANO



Smp.

Ingrid
ABUSALDO

AGRADECIMIENTOS

A DIOS: Por iluminarme y hacer posible mi desarrollo profesional.

A MIS PADRES: Por el apoyo brindado en el transcurso de mi vida y mi carrera.

A MI ESPOSA: Por brindarme su apoyo y comprensión.

A MIS HERMANOS: Por la confianza que siempre me han tenido.

A MI ASESOR DE TESIS: Por guiarme en el desarrollo de mi trabajo de tesis.

A MIS AMIGOS Y AMIGAS: Por la motivación y consejos que siempre me han dado para seguir adelante.

A LA UNIVERSIDAD SAN CARLOS DE GUATEMALA

CONTENIDO

RESUMEN	i
INTRODUCCION	iii
1. ANTECEDENTES	1
1.1 El Mercado Energético en Guatemala	1
1.2 Regulación y Normativa del Mercado Energético en Guatemala	4
1.2.1 Ley General de Electricidad (Decreto 93-96).....	5
1.2.2 Ley de Incentivos a la Generación con Energía Renovable (Decreto 52-2003)	6
1.3 El Sol como Fuente de Energía Eléctrica	8
1.3.1 Qué es la Energía Solar	8
1.3.2 La Energía Solar en la Historia	9
1.3.3 La Energía Solar y el Medio Ambiente	11
1.3.4 La Energía Solar en Guatemala	12
2. MARCO TEÓRICO	15
2.1 Análisis Técnico del Proyecto	15
2.1.1 Terreno	15
2.1.2 Paneles Fotovoltaicos.....	15
2.1.3 Inversores	16
2.1.4 Estructuras de Soporte	16
2.1.5 Cables y Conexiones.....	17
2.1.6 Sub-estación.....	18
2.1.7 Obras Civiles	19
2.1.8 Monitoreo.....	19
2.1.9 Protecciones.....	20
2.2 Herramientas de Evaluación Financiera	20
2.2.1 Valor Actual Neto –VAN–	20
2.2.2 Tasa Interna de Retorno –TIR–	21
2.2.3 Relación Beneficio-Costo –B/C–.....	21
2.2.4 Período de Recuperación de la Inversión	22
2.2.5 Rentabilidad de la Inversión	22

2.2.6	Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno	23
2.2.7	Tasa de Rendimiento Mínima Aceptable	24
2.3	Gestión Ambiental	25
2.3.1	Medición del Impacto Ambiental	25
2.3.2	Matrices Causa y Efecto	28
2.3.3	Impacto Ambiental en Seres Humanos	28
3.	METODOLOGÍA.....	31
3.1	Definición del Problema.....	31
3.2	Objetivos.....	33
3.2.1	Objetivo General.....	33
3.2.2	Objetivos Específicos	34
3.3	Hipótesis.....	35
3.3.1	Variable Independiente.....	35
3.3.2	Variables Dependientes.....	35
3.4	Método Científico.....	35
3.5	Instrumentos de Medición Aplicados	36
3.6	Técnicas de Investigación Aplicadas	36
3.6.1	Técnicas de Investigación Documental	36
3.6.2	Técnicas de Investigación de Campo	36
4.	ESTUDIO FINANCIERO DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	37
4.1	Determinación de la Inversión Inicial en Capital de Trabajo y de la Adquisición de Equipo y Paneles Fotovoltaicos	37
4.1.1	Terreno	38
4.1.2	Paneles Fotovoltaicos.....	39
4.1.3	Inversores	41
4.1.4	Estructuras de Soporte	42
4.1.5	Cables y Conexiones.....	43
4.1.6	Sub-estación.....	45
4.1.7	Obras Civiles	47
4.2	Análisis de la Inversión Inicial.....	48
4.2.1	Determinación de Flujos de Ingresos y Egresos	52

4.2.2	Flujo de Ingresos	52
4.2.3	Flujo de Egresos.....	58
4.2.4	Financiamiento de la Central Fotovoltaica.....	59
4.2.5	Costos Fiscales de la Central Fotovoltaica.....	61
4.2.6	Gastos no Desembolsables.....	62
4.2.7	Proyección de Flujo de Fondos	63
4.2.8	Proyección del Estado de Resultados	63
4.2.9	Proyección del Balance General	63
4.2.10	Tasa de Rendimiento Mínima Aceptable –TREMA–.....	70
4.2.11	Costo de Capital Promedio Ponderado –CCPP–	71
5.	EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA SOLAR FOTVOLTAICA	72
5.1	Proyección de Flujo de Fondos Descontado del Proyecto	72
5.1.1	Proyección de Flujo de Fondos Descontado del Préstamo	73
5.1.2	Proyección de Flujo de Fondos Descontado de los Inversionistas.....	73
5.2	Evaluación del Valor Actual Neto –VAN–	80
5.3	Evaluación de la Tasa Interna de Retorno –TIR–.....	80
5.4	Evaluación de la Relación Beneficio Costo –B/C–	82
5.5	Evaluación del Período de Recuperación de la Inversión.....	82
5.6	Evaluación de la Rentabilidad de la Inversión	83
5.7	Análisis de Resultados de la Evaluación Financiera.....	84
5.8	Análisis de Riesgos de la Inversión	85
5.9	Evaluación del Financiamiento	85
5.9.1	Flujo Neto de Fondos con Préstamo y Capital Propio	86
5.9.2	Flujo Neto de Fondos con Préstamo Bancario	86
5.9.3	Flujo Neto de Fondos con Capital Propio	87
5.9.4	Escenario de Financiamiento Óptimo.....	88
6.	EVALUACIÓN DE GESTIÓN AMBIENTAL DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA SOLAR FOTVOLTAICA.....	89
6.1	Evaluación del Impacto Ambiental.....	89
6.1.1	Identificación y Valoración de Impactos Ambientales	93
6.1.2	Análisis de los Posibles Impactos Durante la Etapa de Abandono.....	95

6.2	Evaluación de Niveles de Riesgo Ambientales y en Seres Humanos	96
CONCLUSIONES	100
RECOMENDACIONES	102
BIBLIOGRAFÍA	104
ÍNDICE DE CUADROS	113
ÍNDICE DE GRÁFICAS	115

RESUMEN

Las fuentes de energía alternativas, denominadas de energía renovable o energía verde, constituyen opciones para sustituir las fuentes de energía tradicionales que implican la quema de combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo), liberando a la atmósfera grandes cantidades de dióxido de carbono (CO_2), lo cual ha sido una de las principales causas del fenómeno conocido como calentamiento global.

La generación de energía solar, también llamada energía renovable de fuente solar fotovoltaica, aprovecha la radiación electromagnética procedente del sol y supone un enorme beneficio a largo plazo para la seguridad energética de los países, en vista de que es una fuente inagotable; además, reduce la contaminación y disminuye los costos de mitigación del cambio climático.

Guatemala, por su posición geográfica, cuenta con un potencial solar de los más altos en el mundo (promedio de 5.3 kilovatios/hora). El departamento de Jutiapa tiene una posición geográfica que le permite recibir el sol naciente, siendo uno de los más favorecidos para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos, de acuerdo a su nivel de radiación.

En vista de lo anterior se plantea el problema de evaluar la viabilidad financiera y ambiental de la inversión para la generación de energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa

La metodología utilizada en el desarrollo de la presente investigación se basa en la utilización del método científico a través de sus distintas etapas: Definición del problema, formulación de objetivo general y objetivos específicos, planteamiento de hipótesis de investigación, instrumentos de medición aplicados; así como la definición de técnicas de investigación documental y de campo, para recopilar, procesar y analizar la información para la comprobación de la hipótesis.

Los resultados más importantes y las principales conclusiones de la investigación realizada, se presentan a continuación:

El estudio financiero determinó una inversión inicial de USD 4,393,198.22, incluyendo terreno, obra civil, materiales eléctricos, paneles fotovoltaicos, estudios y licencias. La inversión inicial tendrá un financiamiento externo del 70% (USD 3,075,000) y un 30% con aportación de capital propio (USD 1,318,198). La tasa de interés bancaria para la generación de energía renovable es del 6% anual, en tanto que la tasa de rendimiento de los inversionistas se estableció en 10.29%. De lo cual se obtiene un costo de capital promedio ponderado de 7.29%.

La evaluación financiera determinó un Valor Actual Neto Positivo, VAN, de USD 3,444,550 y una Tasa Interna de Retorno, TIR, de 38.76%, lo cual demuestra que la inversión es financieramente viable, determinándose una Relación Beneficio/Costo de 1.45. El período de recuperación de la inversión también es adecuado, en vista de que la inversión se recupera en 3 años con 8 días.

Por último, la evaluación de la gestión ambiental para la generación de energía solar fotovoltaica, para el departamento de Jutiapa, determinó que los riesgos de contaminación son mínimos en el aire, suelo, flora y fauna, agua, ecología y los seres humanos, por lo que se recomienda su implementación.

INTRODUCCIÓN

El mercado de generación de energía eléctrica en Guatemala, dispone de múltiples recursos de fuentes primarias: hídricos, geotérmicos, solares, eólicos, biomédicos, petroleros y, gas natural, entre otros. A partir del año 2008, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), promulgó una normativa para abrir la oportunidad a inversionistas de proyectos de baja escala de generación en energía renovable.

Según la matriz energética del país, solamente el 40% de la energía eléctrica producida es de fuentes renovables; sin embargo, hay una creciente necesidad de investigar alternativas que disminuyan uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica.

Las opciones de generación de energía de fuentes renovables, son: eólica, solar, biomasa, mareomotriz, entre otras. La energía de fuente solar es una alternativa que aprovecha la radiación electromagnética del sol, mediante el uso de diferentes tecnologías que han evolucionado en el tiempo. En la actualidad la energía solar se puede aprovechar a través de células fotovoltaicas, transformándola en energía eléctrica o térmica.

El departamento de Jutiapa es de topografía montañosa y con un clima diverso entre templado y cálido, que tiene una posición geográfica privilegiada, la cual le permite recibir al sol naciente, por lo que puede aprovecharse para la instalación de plantas de generación de energía de fuente solar fotovoltaica.

La justificación de la presente investigación radica en que la generación de energía de fuente solar fotovoltaica es una energía limpia que puede contribuir a la disminución del calentamiento global, reducción de la contaminación, a la seguridad energética de Guatemala, en beneficio del sector productivo y de la población en general.

La energía de fuente solar, además de ser amigable con el medio ambiente, brinda beneficios directos al consumidor al permitir generar energía eléctrica con bajo costo y como consecuencia, el consumidor pagará menos por la energía eléctrica que consume.

En vista de lo anteriormente expuesto, el objetivo general de la presente investigación es el siguiente: Realizar una evaluación financiera y ambiental, para determinar la viabilidad de la opción de inversión en la generación de energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, a través de las herramientas de evaluación financiera: Valor Actual Neto, VAN; Tasa Interna de Retorno, TIR; Relación Beneficio-Costo, B/C; Período de recuperación de la inversión; rentabilidad de la inversión; análisis de riesgos de la inversión; y, la evaluación de la gestión ambiental.

Los objetivos específicos de investigación se describen a continuación: Determinar la inversión inicial del capital de trabajo y de la adquisición de equipo y paneles fotovoltaicos, para la generación de energía renovable de fuente solar en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala; Determinar los flujos proyectados de ingresos por ventas y los egresos por gastos de explotación, mantenimiento e impuestos de una planta de energía renovable de fuente solar en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala; Determinar el flujo de fondos proyectado para los próximos quince años; Determinar la tasa de rendimiento mínima aceptable con base en la tasa de inflación, la tasa de interés promedio local y la prima de riesgo de la inversión; Determinar el flujo de fondos descontado de la proyección a quince años; Analizar resultados de las herramientas de evaluación financiera: Valor Actual Neto, VAN; Tasa Interna de Retorno, TIR; Relación Beneficio-Costo, B/C; Período de recuperación de la inversión; rentabilidad de la inversión; Realizar un análisis de riesgos de la inversión a través del análisis de sensibilidad; así como, evaluar gestión ambiental para prevenir impactos adversos en el medio ambiente y en la vida de los seres humanos.

La hipótesis de investigación formulada es la siguiente: La evaluación financiera y ambiental, para determinar la viabilidad de la opción de inversión en la generación de energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, determinan que la inversión es viable, según lo demuestran los resultados del Valor Actual Neto, VAN; Tasa Interna de Retorno, TIR; Relación Beneficio-Costo, B/C; Período de recuperación de la inversión; rentabilidad de la inversión; y, el análisis del impacto ambiental.

La presente investigación consta de los siguientes capítulos: El capítulo Uno, Antecedentes, expone el marco referencial teórico y empírico de la investigación; el capítulo Dos, expone el marco teórico y conceptual que sirvieron de base para fundamentar la investigación; el capítulo Tres, contiene los métodos y técnicas que sirvieron de base para el desarrollo de la investigación a través del método científico y el uso de técnicas de investigación documental y de campo.

En el capítulo Cuatro, se expone el estudio financiero de la inversión en energía solar fotovoltaica, determinando la inversión inicial, los flujos de ingresos y egresos, la proyección de los flujos de fondos y la tasa de rendimiento mínima aceptada por los inversionistas. En el capítulo Cinco, se exponen los resultados de la evaluación financiera de la inversión en energía solar fotovoltaica realizada a través de las herramientas de evaluación financiera: Valor Actual Neto, VAN; Tasa Interna de Retorno, TIR; Relación Beneficio-Costo, B/C; Período de recuperación de la inversión; rentabilidad de la inversión.

En el capítulo Seis, se exponen los resultados de la evaluación de la gestión ambiental, el análisis de los posibles impactos durante la etapa de construcción, operación y abandono, así como una evaluación de los niveles de riesgo ambientales y en seres humanos.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones de la investigación realizada.

1. ANTECEDENTES

Los antecedentes exponen el marco referencial teórico y empírico de la investigación sobre la evaluación de viabilidad financiera para la opción de inversión en la generación de energía renovable de fuente solar en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, en orden lógico de lo ocurrido en el desarrollo teórico y en la práctica social, hasta llegar al momento espacial y temporal del tema desarrollado.

1.1 El Mercado Energético en Guatemala

De acuerdo a datos publicados por el Ministerio de Energía y Minas, Guatemala es un país con variadas fuentes de generación de energía eléctrica, con múltiples recursos de fuentes primarias, (hídricos, geotérmicos, solares, eólicos, biomédicos, petroleros y, gas natural entre otros), un sector energético eléctrico que es pionero en América Latina y el más desarrollado de la región centroamericana, que cuenta con un marco regulatorio que incentiva la inversión y fomenta el uso de la energía renovable.

En el año 2008, con la promulgación de la Norma Técnica para La Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable - NTGDR- y usuarios auto productores con excedentes de energía por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), se abrió una oportunidad importante para que inversionistas interesados en el sector evaluaran realizar proyectos de baja escala de generación en energía renovable, en ese mismo año (2008), la tecnología de paneles fotovoltaicos comienza con una baja de precio sostenida que va de valores de 3.5 USD/watt a 0.80 USD/watt en el 2012, Este escenario regulatorio y de mercado internacional, favoreció el uso de energía fotovoltaica en Guatemala, registrándose un interés por la generación fotovoltaica.

Adicionalmente con el alza de los precios del petróleo y teniendo Guatemala un fuerte componente de generación de energía eléctrica, basados en hidrocarburos, el Estado reafirma una política de apoyo para la generación de energía renovable, con varias finalidades, bajar los costos de energía a largo plazo, cambio de la matriz energética y promover la independencia energética.

La composición del balance energético de Guatemala ha permanecido estable en los últimos 25 años, La leña es el energético que en mayor proporción participa en el consumo nacional, seguido por los hidrocarburos y por debajo de ellos la electricidad que si bien ha tenido un notable crecimiento en los últimos 15 años, todavía no alcanza los niveles necesarios, El consumo de leña a finales del siglo pasado tuvo un leve descenso; sin embargo, en los últimos 10 años ha repuntado su consumo, colocándose casi a niveles del 60% que era los que tenía en los años 80's, con este contexto se concluye que la sociedad rural no ve otra fuente primaria de energía que no sea la leña, pueden usar electricidad, transporte impulsado por hidrocarburos en su diario vivir, pero la leña es su base energética primaria durante todo el día.

El consumo de derivados del petróleo, lo determina tradicionalmente el transporte y el sector industrial, es influyente en la economía debida a la volatilidad de los precios que en los últimos 15 años se multiplicaron hasta por 8 veces.

Por su parte la energía eléctrica, a pesar que solo es un 9% del consumo energético tiene una gran influencia en todas las actividades económicas productivas del país, lo que determina sin duda la relación entre consumo de energía eléctrica y producto interno bruto.

La generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica está regida por un marco legal estable, abierto y competitivo que lo dirige la Ley General de Electricidad que entro en vigencia en noviembre de 1996, y que desde esa fecha norma todas las actividades del sector.

La matriz energética eléctrica refleja que el 60% de fuente no renovable y el 40% renovable; con un proceso de cambio en las dos tecnologías. En la energía no renovable, la matriz se está mudando de Bunker y diesel a carbón, con adiciones de gas natural como complemento. En la energía renovable hay un fuerte crecimiento de la hidroelectricidad, con una buena proyección de geotermia, con adiciones de proyectos fotovoltaicos y eólicos que ya tienen contrato para operar en 2015. En 2011 la producción de energía fue mayoritariamente hidráulica, y en su conjunto fue 64% renovable lo que comienza a ser la ruta para los próximos años, que tiene cuatro metas impostergables:

1. Terminar de cambiar la matriz energética
2. Mantener la oferta energética sobre la demanda ya que se provee un crecimiento del PIB arriba del 5% eso significaría un crecimiento en la demanda de alrededor del 7% (150 MW anuales)
3. Aumentar el índice de cobertura eléctrica a niveles del 90%
4. La exportación de energía eléctrica que el país sea el suplidor por excelencia de los kWh de la región, sin duda el logro de estas metas redundara en precios de energía competitivos.

A pesar de todos estos esfuerzos, los precios de la energía eléctrica se mantienen entre los más altos de la región, debido principalmente a los siguientes factores: A) El porcentaje que todavía se tiene de generación con bunker y diesel, B) La no complementación de los anillos de transmisión, C) El atraso en la entrada en operación de proyectos no renovables de combustible eficiente , D) El atraso de la entrada en operación de proyectos renovables, E) La sistemática oposición que grupos sociales le hacen a proyectos hidroeléctricos, F) El bajo factor de carga que incide en las horas pico de curva de carga diaria del Sistema de Interconectado Nacional (SIN), derivado de baja eficiencia en los sistemas de iluminación residencia y público.

La tendencia mundial de los precios de los hidrocarburos es al alza, su volatilidad hace el precio impredecible, máxime en el mediano o largo plazo, la geopolítica influye decididamente en este factor, por lo que sustituir este tipo de generación es prioritario para el país.

En cuanto a la ampliación de la red de transmisión de electricidades ejecuta el PET 1, del Plan de Expansión Transmisión, dichas obras actualmente están con algunos retrasos, por motivos ajenos al contratista. De aumentarse estos retrasos esto si incidiría y se marcaría directamente en mantener precios altos de la energía, se mantendría el nivel de pérdidas y sobre todo se impediría la conectividad de nuevos proyectos de generación sobre todo de tecnología renovable.

Otro de los factores que pueden incidir en la tendencia de altos costos de energía eléctrica, es el atraso de entrada en operación de proyectos en construcción tanto No renovable como renovable, el proyecto de tecnología de carbón (Jaguar) de 275 MW que ha sido retrasado en varias ocasiones.

La oposición de grupos sociales hacia estos proyectos de generación y transmisión, atrasan el período de construcción, desmotivando las futuras inversiones que el país necesita en el sector. Por último tenemos, una fuerte carga de iluminación residencial y alumbrado público ineficiente utilizada durante las horas de máxima demanda.

1.2 Regulación y Normativa del Mercado Energético en Guatemala

El marco jurídico guatemalteco para el sector eléctrico vigente parte de la promulgación de la Ley General de Electricidad, emitida en el año de 1996, esta ley es la base para otras que intervienen en el sector y para una serie de normativa inherentes a la aplicación técnica de casos específicos de los proyectos eléctricos, como el caso de la central solar SG-FV- 3 MW , donde la normativa es

de especial interés por ser un proyecto renovable, menor de 5 MW y que se acogerá a los incentivos fiscales que la ley permite.

1.2.1 Ley General de Electricidad (Decreto 93-96)

La finalidad de la Ley General de Electricidad, es propiciar la producción, transmisión y distribución de electricidad, optimizar el crecimiento del subsector eléctrico, así como descentralizar y desmonopolizar los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica para agilizar el crecimiento de la oferta y satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes de la República de Guatemala.

Destaca en este instrumento legal lo establecido en el artículo primero que dice:

“Artículo 1. La presente ley norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, de acuerdo con los siguientes principios y enunciados:

- a) Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país;
- b) Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad;
- c) En los términos a que se refiere esta ley, el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad;

Estarán sujetos a autorización:

- a) Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a

autorización. Las transferencias de energía entre generadores, comercializadores, importadores y exportadores, que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación en los términos a que se refiere la presente ley.”

1.2.2 Ley de Incentivos a la Generación con Energía Renovable (Decreto 52-2003)

Esta Ley establece en su artículo 2 el objeto de su existencia: “Objeto. La presente Ley tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto.” La ley le da al inversionista la herramienta diferencial para que su proyecto tenga el cierre financiero, requerido por los entes becarios. Estos incentivos se detallan en el artículo 5 que dice:

“Incentivos. Las Municipalidades, el Instituto Nacional de Electrificación INDE, Empresas Mixtas, y las personas individuales y jurídicas que realicen proyectos de energía con recursos energéticos renovables gozarán de los siguientes incentivos:

- a) Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable.

Previamente a la importación de la maquinaria y equipo que sean necesarios para desarrollar los proyectos de energía renovable, en cada caso las personas individuales y jurídicas que los realicen deberán solicitar la aplicación de la exención a la Superintendencia de Administración Tributaria -SAT-, quien se encargará de calificar y autorizar la importación.

Este incentivo tendrá vigencia exclusiva durante el período de pre inversión y el período de construcción, el cual no excederá de diez años.

- b) Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha inicio de entrega, por un período de diez años.

Esta exención únicamente se otorga a las personas individuales y jurídicas que desarrollen directamente los proyectos y solamente por la parte que corresponda a dicho proyecto, la exención no aplica a las demás actividades que realicen.

- c) Exención del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias -IEMA-

Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha inicio de entrega, por un período de diez (10) años.”

1.2.3 Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable – NTGDR – y Usuarios Auto Productores con Excedentes de Energía

La industria eléctrica en sus inicios se fundamentó en la generación centralizada, es decir, la generación cercana a los sitios de consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor; sin embargo, este sistema tuvo restricciones de crecimiento a nomas de 60 kilómetros, por lo que surgió las líneas de transmisión en corriente alterna, para llevar energía a sitios lejanos de los puntos de producción. Guatemala avanza a tener una combinación de los dos sistemas: el convencional y el distribuido, para hacer más eficiente la utilización de los recursos energéticos y es por eso la norma NTGDR.

El objeto de esta Norma es establecer las disposiciones generales que deben cumplir los Generadores Distribuidos Renovables y los Distribuidores para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables.

1.3 El Sol como Fuente de Energía Eléctrica

Según las Naciones Unidas, las crecientes necesidades de energía y el aumento de la contaminación ambiental, ha desarrollado la necesidad de buscar e investigar sobre alternativas que disminuyan el uso de combustibles fósiles no renovables y contaminantes. Una de estas alternativas es la energía solar. (Combustibles fósiles se le denomina al petróleo, carbón y gas).

1.3.1 Qué es la Energía Solar

La energía solar es, sencillamente, la energía producida directamente por el sol y se recibe en la Tierra. El sol genera su energía a través de un proceso termonuclear que convierte unos 650,000,0001 de toneladas de hidrógeno en helio cada segundo. El proceso crea radiación de calor y electromagnéticos. El calor se mantiene en el sol y es fundamental para el mantenimiento de la reacción termonuclear. La radiación electromagnética (como la luz visible, luz infrarroja y radiación ultravioleta) se esparce en el espacio en todas las direcciones.

Sólo una fracción muy pequeña de la radiación total producida llega a la Tierra la cual se convierte en la fuente indirecta de casi todos los tipos de energía que se utilizan hoy en día. Incluso los combustibles fósiles deben sus orígenes al sol, pues éstos fueron una vez plantas y animales vivos cuya vida dependía del sol.

Gran parte de la energía necesaria en el mundo puede ser suministrada directamente por la energía solar. Por lo que la práctica del aprovechamiento de ésta es estudiada cada día más, así como sus ventajas e inconvenientes. Además, los usos de la energía solar son actualmente aplicados de manera frecuente.

Debido a la naturaleza de la energía solar, se requieren dos componentes para tener un generador de energía solar funcional. Estos dos componentes son:

- a. Colector: es un captador solar es decir, simplemente recoge la radiación que cae sobre él y convierte una fracción de la misma a otras formas de energía (ya sea electricidad y calor o solo calor).
- b. Unidad de almacenamiento: es necesaria debido a la naturaleza no constante de la energía solar, en ciertos momentos se recibirá sólo una cantidad muy pequeña de radiación. Por la noche o durante épocas de lluvia, la cantidad de energía producida por el colector será más pequeña. La unidad de almacenamiento puede contener el exceso de energía producida durante los períodos de máxima productividad, y se liberan cuando ésta disminuye.

En la práctica, por lo general se añade también una fuente de alimentación de respaldo, para las situaciones en las que la cantidad de energía requerida es mayor a la energía que se produce y lo que se tiene almacenado.

Los métodos de recolección y almacenamiento de la energía solar varían en función de los usos previstos para el generador solar. En general, hay tres tipos de colectores: placa plana, de enfoque y pasivos, así como muchas formas de unidades de almacenamiento.

1.3.2 La Energía Solar en la Historia

Es interesante echar la vista atrás y comprobar cómo ha sido utilizada la energía del sol en el pasado. Hasta llegar a las placas solares repletas de sensores que conocemos en la actualidad. Los paneles solares que hoy conocemos, han pasado por muchas fases y diseños desde lo más rústicos, buscando siempre aprovechar la gran cantidad de energía que emana del sol.

Saint-Gobain Thermosolar describe que la primera referencia histórica que se puede encontrar al uso de la energía solar se encuentra en la antigua Grecia con Arquímedes. Durante la batalla de Siracusa en el siglo III a.C. que enfrentó a los

romanos y los griegos, algunos escritos relatan cómo Arquímedes utilizó unos espejos hexagonales hechos de bronce para reflejar los rayos solares concentrándolos en la flota romana con el objetivo de destruirla.

Muchos siglos más tarde, Leonardo da Vinci también pensó en el uso del sol. En el año 1515 comenzó uno de sus muchos proyectos, aunque este sería uno de los que nunca llegaría a acabar. Su idea era construir un concentrador de 6 kilómetros de diámetro a base de espejos cóncavos para la producción de vapor y calor industrial.

A mediados del siglo XVIII, Georges-Louis Leclerc, Conde de Buffon, fascinado por los relatos de la guerra de Siracusa y los espejos de Arquímedes, siguió investigando en ese mismo campo. Para comenzar, utilizó 24 cristales de gafas con los que se percató de que fácilmente podía conseguir un fuego a 20 metros de distancia encendiendo un combustible mezcla de brea y polvo de carbón.

Entonces decidió construir un aparato más ambicioso en el que unió 168 piezas de cristal 15 de lado, desplazando su objetivo a 50 metros consiguiendo de nuevo su objetivo. Tras ello, creó su concentrador de energía solar definitivo con 360 piezas de cristal de 20 centímetros. Experimentando con ello se percató de que si concentraba 120 de los cristales en un combustible a 6 metros de distancia, este ardía inmediatamente. A esa misma distancia, con 45 espejos podía fundir una tinaja de arcilla y con 117 cristales podía fundir una viruta de plata.

Pero si hay alguien que realmente fue importante para el avance de la energía solar, ese fue Agustín Mouchot, desarrollando en el año 1868 los primeros sensores solares. Tras ello, serían muchos los que seguirían sus pasos, siendo especialmente destacables John Ericsson, que en 1870 diseñó un colector parabólico que se ha seguido usando durante más de 100 años, y Aubrey Eneas, quien fundó la primera empresa de energía solar en 1900, The Solar Motor Co.

Pero ninguno de todos los personajes de la historia de la energía solar fue tan ambicioso como Frank Schuman. Schuman fundó en 1911 su empresa SunPower Co., creando su primera planta solar en Tancony, Estados Unidos, en 1911, generando un total de 20kW. Tras ello, abrió su siguiente planta solar en Maadi, Egipto, en 1912, consiguiendo generar 88kW.

Pero su ambición no tenía límites, por lo que luchó por conseguir una planta solar capaz de generar toda la energía consumida por el mundo entero. Para ello, planteó construir en el Sahara 52.600 kilómetros cuadrados de colectores solares para producir 198MW, lo que hubiera sido el equivalente al consumo de energía mundial en 1909.

Schuman llegó a conseguir una subvención de 200.000 dólares para comenzar con su proyecto, pero el comienzo de la primera guerra mundial cambió todo. Sus planes fueron paralizados automáticamente y todos los trabajadores de la planta solar de Maadi regresaron a Alemania para combatir del lado de Alemania.

De todas las fuentes de energía disponibles, la energía solar es la más prometedora. Numéricamente, es capaz de producir la potencia bruta necesaria para satisfacer las necesidades energéticas de todo el planeta. Ambientalmente, es la fuente de energía menos destructiva de todas las fuentes de energía. Prácticamente, se puede ajustar el uso de la energía solar a todas las actividades que requieren energía.

1.3.3 La Energía Solar y el Medio Ambiente

La energía solar tiene dos grandes ventajas frente a los combustibles fósiles. La primera es el hecho de que es renovable, nunca se va a acabar. El segundo es su efecto sobre el medio ambiente. Mientras que la quema de combustibles fósiles presenta muchos contaminantes nocivos a la atmósfera y contribuye a los problemas ambientales como el calentamiento global y la lluvia ácida, la energía solar es totalmente no contaminante. Mientras que muchos acres de tierra deben

ser destruidos para alimentar una planta de energía de combustibles fósiles; la única tierra que debe ser destruida para una planta de energía solar es la tierra en la que se encuentran los paneles. Al incorporarse un sistema de energía solar en un negocio o vivienda, no habría tanta destrucción. Esta capacidad de descentralizar la energía solar es algo que la quema de combustibles fósiles no puede igualar.

A medida que el elemento principal de la construcción de paneles solares es el silicón, éste es considerado como el segundo elemento más común en el planeta y hay muy poca destrucción ambiental causada por la creación de paneles solares.

De hecho, la energía solar sólo causa perturbación del medio ambiente si es centralizado y producido en una escala gigantesca. Entre los recursos renovables, sólo en la energía solar encontramos la posibilidad de una fuente de energía capaz de suministrar más energía que la que es usada.

1.3.4 La Energía Solar en Guatemala

Guatemala por su posición geográfica en el planeta cuenta con un potencial solar de los más altos del mundo. A esto se suma su variada topografía que da lugar a diversos microclimas, que conlleva condiciones ideales para tener sitios con elevadas cotas de radiación solar. La evaluación del recurso solar con fines energéticos data del año 1981 por parte del Ministerio de Energía y Minas con el apoyo de la Organización Latinoamericana de Energía- OLADE-. Con datos provenientes del Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología – INSIVUMEH- y siguiendo la metodología diseñada por el Centro de Investigaciones de Ingeniería –CII-, de la Universidad de San Carlos Guatemala, esta evaluación que comprende varios estudios, basada en el análisis de información de diez estaciones, que determinan valores medios que están en los rangos de 5 a 6 kWh-m²-día, con 11.5 a 12.5 horas de aprovechamiento diario, teniendo las horas de la mañana con mayor radiación debido a que en la tarde se encuentra más nubosidad.

Actualmente, se aprovecha la existencia de proyectos de generación conectados a la red con la NTGDR, que cuentan con un dispositivo interconectado a una red pública con internet, el cual envía los datos en tiempo real de la producción energética de los paneles conectados, donde el propietario del proyecto y el distribuidor pueden chequear en cada momento el aporte energético del arreglo solar fotovoltaico. Esta información se trasladará a una base de datos del distribuidor por cada proyecto realizado y así se tendrá otro tipo de medición real del potencial solar en un punto dado, más exacto, confirma los datos del buen potencial solar del país.

En lo que se refiere al desarrollo de proyectos para el aprovechamiento de energía solar fotovoltaica, se marcan dos etapas: La primera, antes de la promulgación de la NTGDR-2008- y la segunda, después de la promulgación de la norma referida.

Antes de la promulgación de la NTGDR, a principios de los años 80's, con la crisis del petróleo de finales de los 70's, se comenzó a impulsar el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en el país, básicamente financiados por la comunidad internacional. El mercado comienza a reaccionar y abren las primeras empresas que se dedican a proveer servicios en energía solar y específicamente la que usa tecnología fotovoltaica, entre ellas, SADEESA, TRESKO, DINTERSA LUEX. Estas empresas tienen como su principal mercado el área rural, entre fincas y comunidades. En los 90's, con la finalización del conflicto armado interno en Guatemala, la comunidad internacional orientó sus esfuerzos en la ayuda a las comunidades de desplazados, repatriados y desmovilizados del conflicto, esto aunado a una política del sector energético de elevar la cobertura eléctrica del país, trajo la implementación de cientos de proyectos de electrificación rural por medio de paneles fotovoltaicos y otra vez la creación de nuevas empresas que brindaran el servicio.

En los primeros años de este siglo, el mercado de la energía solar fotovoltaica estuvo limitado a algunos proyectos impulsados por el Ministerio de Energía y

Minas (MEM) y el Fondo Nacional para la Paz (FONAPAZ). En el turismo también comienza a darse como una opción sobre todo el orientado al ecoturismo.

Después de la promulgación de la NTGDR, se ha constatado un nuevo impulso en el mercado fotovoltaico, no sólo por la norma emitida, también por los elevados precios de la energía eléctrica producida por plantas térmicas en el país, y la baja sensible en los precios de los paneles fotovoltaicos. Estos hechos han orientado al mercado energético a impulsar lo fotovoltaico como una opción técnica y económicamente rentable, donde nuevamente surgen empresas para prestar el servicio. Actualmente se observan empresas que tradicionalmente no vendían paneles fotovoltaicos, que hoy los ofrecen como un producto más. Datos de la Superintendencia de Administración Tributaria –SAT- nos muestran que cada año las importaciones de paneles crecen en un treinta y cinco por ciento (35%), lo que es señal inequívoca de que la energía solar fotovoltaica impactará en la matriz energética de Guatemala.

En la última licitación de energía eléctrica convocada por la CNEE, PEG 2 2012, se adjudicaron 55MW de Energía solar fotovoltaica a dos proyectos de 50 y 5 MW respectivamente, con esto y varios proyectos menores adicionales (menos de 2 MW) la energía solar fotovoltaica en esta década sin duda será la de mayor crecimiento en el país.

El departamento de Jutiapa, es de topografía montañosa, su clima es muy diverso entre cálido y templado, con una extensión territorial de 3.219 km², su posición geográfica le permite recibir al sol naciente, por ello es que este departamento es llamado “la cuna del Sol”; no obstante, a pesar de las ventajas descritas, en Jutiapa no se han desarrollado inversiones de carácter energético, especialmente en el tema de energía de fuente solar fotovoltaica.

2. MARCO TEÓRICO

El Marco Teórico expone las teorías científicas que contribuyen a fundamentar el problema de investigación relacionado con la evaluación financiera para determinar la viabilidad de la inversión en energía renovable de fuente solar en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala.

2.1 Análisis Técnico del Proyecto

A continuación se detalla el análisis técnico del proyecto y sus elementos para instalar una planta de energía de fuente solar fotovoltaica:

2.1.1 Terreno

El terreno en el que se instalará la central es de 28,526.61 metros cuadrados, orográficamente es una ladera con pendientes al inicio en dirección sur este-oeste suave que pueden ir de los 5 grados a los 12 grados, circunstancia que se considera muy ventajosa para la orientación de los paneles fotovoltaicos. La diferencia de altura de un extremo al otro del terreno no es mayor de 7 metros.

2.1.2 Paneles Fotovoltaicos

En el mercado mundial existe una diversidad de paneles solares fotovoltaicos; sin embargo, para este tipo de proyectos se usan los de mayor potencia, debido a que se obtienen mejores resultados en cuanto a eficiencia eléctrica y eficiencia en instalación. Por lo señalado se decidió que el panel de 300 Wp por potencia, tamaño, manejo y respaldo es el más indicado para instalarse en el departamento de Jutiapa.

Los paneles que se deben instalar tienen los certificados de calidad requeridos por el mercado europeo y norteamericano, que garantizan sus curvas de eficiencia en corriente y temperatura, su durabilidad y sus características mecánicas para su instalación. Otra característica eléctrica que fue decisiva para la elección, es la

confiabilidad de sus parámetros $\pm 3\%$, lo que reflejan que son los mejores del mercado, circunstancia que para el proyecto SOLEIL FV 2.5 MW es determinante a la hora del cálculo de entrega de energía.

La instalación de los paneles se compondrá de cinco fases, 4 de 1,666 y una de 1670 paneles conectados entre sí en serie y paralelo en 7 cadenas de 238 paneles, que son sub-módulos. Cada sistema llegara a un inversor que luego alimentara la sub-estación.

La vida útil efectiva, definida por la longitud de tiempo en que los paneles solares pueden razonablemente esperarse a que funcionen antes de convertirse económicamente en razonable para reemplazarla, abarca un período considerado entre los 25 a los 30 años, aunque la vida útil de funcionamiento es de más de medio siglo.

2.1.3 Inversores

Los inversores son los dispositivos que transforman la corriente continua o directa en corriente alterna, con la amplitud y frecuencia requerida por el usuario final de la corriente que usualmente es el distribuidor. En el diseño de la central SOLEIL FV 2.5 MW, se ha planificado disponer 5 inversores de 500kW, de potencia, uno por cada fase del proyecto, se buscó una marca que fuera compatible con las características técnicas descritas en las normas eléctricas que requieren parámetros de forma de onda, frecuencia, frecuencia de fases, eficiencia y exactitud entre fases, como mínimo.

2.1.4 Estructuras de Soporte

Un elemento que pasa desapercibido es la estructura de soporte. A estas, por las condiciones de humedad y por el viento del sitio de la central SOLEIL FV 2.5 MW se le debe realizar un tratamiento anticorrosivo. Además, se ha previsto que la estructura sea fija, de 3 paneles, por lo que se estima instalar 2778 estructuras, las

que estarán fijadas por zapatas que sostendrán las estructuras que se ubicarán en distintas profundidades según la inclinación del terreno; sin embargo, no sobrepasaran los 60 cm., de acuerdo a lo indicado en el esquema.

2.1.5 Cables y Conexiones

Para dimensionar la sección necesaria de los cables, se seguirán las indicaciones de la normativa vigente en el país que apliquen sobre esta materia. Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

El tipo de cable debe ser resistente al cambio de temperaturas, un delta de 25 grados, resistente a rayos ultravioleta, resistente al ozono, al agua, resistente al desgarro y al impacto, a la acción de roedores, no debe propagar incendios, de baja emisión de gases corrosivos, y además de estas características, su vida útil no debe ser menor de veinticinco (25) años.

Se emplearán conductores unipolares de cobre con aislamiento de PVC salvo que se indique lo contrario. Los dos criterios fundamentales para el cálculo de la sección de los conductores se exponen a continuación:

El conductor deberá tener una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente que pueda circular por él. La sección mínima no tendrá que permitir una caída de tensión de más del 1.5%, debe de ser de cobre clase 5, para servicio fijo, con polietileno reticulado de aislamiento y con elastómero termoestable de recubierta.

El generador se diseña de tal modo que por cada ramal no pueda circular corriente procedente de otros ramales. Se disponen fusibles de seguridad a la salida de

cada ramal con un valor de 1,3 veces de la corriente máxima en condiciones estándar de medida.

La cantidad de cables y conectores que se utilizarán en la central SOLEIL FV 2.5 MW será de aproximadamente 16 mil metros, en al menos seis (6) tipos de tramos de instalaciones. Se han seleccionado los cables que tengan las características idóneas para realizar trabajo en intemperie. La dimensión de cada cable será de acuerdo al uso que se le dé en la planta. Para el cálculo de la sección de cable, se toma el criterio que el conductor deberá tener una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente que pueda circular, además la caída de tensión máxima que se producirá en el cable será inferior al valor que se especifica en el pliego técnico del fabricante.

Para el cálculo se adopta la distancia del módulo más alejado de cada ramal, a su caja de conexión, esta será la longitud de cálculo.

2.1.6 Sub-estación

Por definición, la sub-estación es la parte de la red eléctrica que transforma la tensión o voltaje para su uso eficiente, en el caso de la central SOLEIL FV 2.5 MW está planificada la sub-estaciones de 2.5 MW ,480v a 13.8 kv. Que representan el voltaje de salida de los inversores y el voltaje de entrega de energía a las líneas de transmisión. La sub-estación está formada por varios circuitos eléctricos conectados por un sistema de barras conductoras. Cada circuito eléctrico está compuesto a su vez por interruptores, transformadores y seccionadores. El interruptor es el dispositivo de desconexión que puede asegurar la “puesta en servicio” o “puesta fuera de servicio” de un circuito eléctrico y que, simultáneamente, está capacitado para garantizar la protección de la instalación en la que han sido montados contra los efectos de las corrientes de cortocircuito.

Estos dispositivos deben ser capaces de cortar la intensidad máxima de corriente de cortocircuito, para su selección se consideró la potencia del corto circuito. Los

transformadores, de intensidad y tensión, dan la información necesaria al circuito, para detectar la falla y actuar sobre ella, además los dispositivos de protección necesitan de estos datos para actuar eficazmente. Por último, los seccionadores son los dispositivos capaces de aislar eléctricamente los diferentes elementos, componentes o tramos de una instalación o circuito, con el fin de realizar labores de mantenimiento con la seguridad adecuada, también son utilizados como selectores de barras o como “by-pass” para aislar a algún equipo fuera de servicio.

El diseño que se propone de sub estación, cuenta con todos los elementos necesarios para un funcionamiento eficiente y seguro, aunque en el mercado existen algunas variantes respecto a la automatización sobre todo en la parte de medición y protección que en el momento de ordenar el proyecto se pueden encargar.

2.1.7 Obras Civiles

Dentro del diseño se presentan elementos constructivos que servirán de apoyo para un funcionamiento apto de la central fotovoltaica: espacio para la ubicación de la sub-estación, construida por block, losa prefabricada. Servicio Sanitario para uso de las personas que visiten el área para mantenimiento de la misma, Una bodega para el almacenamiento de las herramientas a usar en el lugar. Se plantea el desarrollo de dos calles para la circulación de vehículos, para lograr dar servicio y mantenimiento al área.

2.1.8 Monitoreo

En la actualidad, todas las plantas están sujetas al monitoreo por internet. Para realizar esta tarea en el mercado existen varios equipos. En este sentido se debe adquirir el equipo que sea afín a las características del monitoreo del sistema SCADA del distribuidor, y a su vez al sistema del Administrador del Mercado Mayorista -AMM-. El sistema, además deberá monitorear parámetros

meteorológicos y elementos de seguridad propios de la planta como seguridad eléctrica y posible vandalismo.

2.1.9 Protecciones

Las protecciones eléctricas son esenciales para el proyecto, básicamente consiste en poner a tierra tanto las estructuras metálicas de soporte de los paneles como el panel mismo, para reducir las cargas estáticas, con esta medida se limita la tensión que con respecto a la tierra producen las masas metálicas y permitir el paso a tierra de corrientes producidas por fenómenos atmosféricos.

La puesta a tierra de los módulos debe realizarse con conductores unidos a los marcos de manera preferentemente atornillada, con conductores de 6mm de sección.

2.2 Herramientas de Evaluación Financiera

Para la evaluación financiera de una opción de inversión en la generación en energía renovable de fuente solar en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, es necesario utilizar herramientas de evaluación financiera tales como: Valor Actual Neto –VAN; Tasa Interna de Retorno –TIR; Relación Beneficio-Costo –B/C; Período de recuperación de la inversión; rentabilidad de la inversión, Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno.

2.2.1 Valor Actual Neto –VAN–

Scott Besley et al. (2008) en su libro Fundamentos de la Administración financiera describe que el valor de un activo puede ser determinado calculando el valor presente de los flujos de efectivo que se espera se generen durante su vida. Si se resta el precio de compra de activo al valor presente de los flujos de efectivo futuros previstos, el resultado será el valor neto en dinero o el beneficio neto que representa a la empresa la compra del activo.

El valor actual neto muestra cuánto aumentará el valor de la empresa y por tanto cuánto se incrementará la riqueza de los accionistas, siempre que sea positivo.

2.2.2 Tasa Interna de Retorno –TIR–

Scott Besley et al. (2008) en su libro Fundamentos de la Administración financiera determinan que la tasa interna de retorno es la tasa de descuento que fuerza el valor presente de los flujos de efectivo esperados de un proyecto para que sea igual a su costo inicial.

En tanto que la tasa interna de retorno del proyecto, que es su rendimiento esperado, sea mayor que la tasa de rendimiento requerida por la empresa para dicha inversión, el proyecto es aceptable.

2.2.3 Relación Beneficio-Costo –B/C–

La relación beneficio-costo, es la lógica o razonamiento basado en el principio de obtener los mayores y mejores resultados al menor esfuerzo invertido.

El análisis de costo-beneficio es una técnica importante dentro del ámbito de la teoría de la decisión. Pretende determinar la conveniencia de un proyecto mediante la enumeración y valoración posterior en términos monetarios de todos los costos y beneficios derivados directa e indirectamente de dicho proyecto.

La relación beneficio-costo es también llamado "índice de rendimiento". En un método de evaluación de proyectos de inversión, que se basa en el valor presente y consiste en dividir el valor presente de los ingresos entre el valor presente de los egresos.

Si este Índice es mayor que 1 se acepta el proyecto; si es inferior que 1 no se acepta, debido a que significa que la rentabilidad del proyecto es inferior al costo del capital.

2.2.4 Período de Recuperación de la Inversión

El criterio más utilizado para medir la liquidez de una inversión es su período de recuperación, el cual se describe como el plazo de tiempo que transcurre hasta que la inversión se paga a sí misma. Un proyecto tendrá mayor liquidez, cuanto menor sea el período de recuperación.

El período de recuperación sirve para aceptar o rechazar proyectos que se pasan de un período de recuperación impuestos con anterioridad, y entre estos, los que sean más rentables.

2.2.5 Rentabilidad de la Inversión

Se entiende como rentable aquella inversión en la que el valor de los rendimientos que proporciona es superior al de los recursos que utiliza. Para determinar la rentabilidad de una inversión, o para decidir entre varias inversiones alternativas en términos de rentabilidad, se emplean indicadores de rentabilidad tales como el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Rentabilidad o el periodo de retorno.

El Valor Actual Neto (VAN) surge de sumar los flujos de fondos que tienen lugar durante el horizonte de la inversión incluyendo el desembolso inicial actualizados según una tasa de interés determinada. De este modo se mide la riqueza que aporta el proyecto medida en moneda del momento inicial.

La regla de decisión es $VAN > 0$ implica proyecto rentable, $VAN < 0$ proyecto no rentable, y cuanto mayor es el VAN más rentable es el proyecto. El VAN mide la rentabilidad en términos monetarios.

La Tasa Interna de Rentabilidad es la tasa de interés tal que para un proyecto de inversión determinado hace su VAN sea nulo. La regla de decisión es aceptar como rentables los proyectos con $TIR > i$ siendo i la tasa de interés previamente definida.

El periodo de retorno es el tiempo que tarda en conseguirse que la suma de movimientos de fondos actualizados sea nula.

2.2.6 Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno

El valor actual neto es un indicador de impacto global en la evaluación financiera de proyectos. La tasa interna de retorno, evalúa impactos locales que no necesariamente impactan globalmente a la empresa como un sistema, con el objetivo de ganar más dinero. La tasa interna de retorno es importante para calcular la rentabilidad de los recursos del proyecto en cuestión. El valor actual neto, permite realizar análisis de factibilidad, cuando sea positivo este indicador los proyectos son atractivos y además permite optimizar los recursos cuando el proyecto tenga un mayor valor actual neto que otros.

La tasa interna de retorno, solamente permite evaluar la factibilidad, cuando esta sea mayor que la tasa de oportunidad, pero definitivamente no permite optimizar los recursos. Cuando estamos evaluando proyectos para sistemas empresariales con fines de lucro, el criterio a emplear, es el valor actual neto. En empresas sin fines de lucro, el criterio apropiado puede ser la tasa interna de retorno, porque permite identificar la factibilidad financiera y la optimización de los recursos, corresponde a los criterios o indicadores de evaluación social, donde el dueño del proyecto, que es la población lo requiera con mayor necesidad y urgencia.

De lo anterior se deduce que un proyecto de inversión, un determinado flujo de fondos puede ser aceptable para una empresa e inaceptable para otra: aunque los flujos de fondos esperados de una determinada inversión sean exactamente iguales para distintas empresas, no todas tienen el mismo costo de capital; y por lo tanto no seleccionaran el mismo proyecto.

También se muestra, que a diferencia del valor actual neto, normalmente existe una sola tasa interna de retorno y la misma se puede relacionar cuando en la

fórmula del valor actual neto se utiliza como tasa de descuento la TIR entonces el VAN se hace cero.

2.2.7 Tasa de Rendimiento Mínima Aceptable

Ruiz Martínez (2008) define a la tasa de rendimiento mínima aceptable –TREMA, la tasa que representa una medida de rentabilidad, la mínima que se le exigirá al proyecto de tal manera que permita cubrir:

- La totalidad de la inversión inicial
- Los egresos de operación
- Los intereses que deberán pagarse por aquella parte de la inversión financiada con capital ajeno a los inversionistas del proyecto
- Los impuestos
- La rentabilidad que el inversionista exige a sus propio capital invertido

Para determinar la tasa de rendimiento mínima aceptable se consideran las siguientes dos opciones:

Un índice inflacionario + una tasa de interés promedio local + una prima (por decirlo así: un premio) por incurrir en el riesgo de invertir el dinero en el proyecto.

TREMA = índice inflacionario + tasa de interés promedio local + prima de riesgo

De manera alterna se puede calcular con la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio, la cual está libre de riesgo (TIIE), más una prima de riesgo.

TREMA = TIIE + prima de riesgo

La tasa de rendimiento mínima aceptable –TREMA se considera como un medio de comparación que se utiliza para medir los resultados obtenidos del proyecto; sin embargo, posee las siguientes desventajas:

La estimación de la TREMA se realiza de manera intuitiva con criterio de experto y basándose en el conocimiento del entorno económico.

El resultado es sumamente sensible a la TREMA utilizada. Esto quiere decir que se puede descartar un buen proyecto debido a una exigencia desmedida, condicionalmente, entre mayor sea la TREMA que se exija al proyecto, menor será el valor monetario del VAN y viceversa.

2.3 Gestión Ambiental

Angelaccio (2008) define al medio ambiente como el entorno vital, o sea el conjunto de elementos físicos, biológicos, económicos, sociales, culturales y estéticos que interactúan entre sí, con el individuo y con la comunidad en la que vive, determinando su forma, carácter, comportamiento y supervivencia.¹

La gestión ambiental es aquella parte de la gestión encaminada a lograr la máxima racionalidad en el proceso de decisión relativo a la conservación, defensa, protección y mejora del medio ambiente. La gestión ambiental es por tanto una parte inherente de todos los modelos de excelencia ya que está relacionada con el impacto de las organizaciones con su comunidad y con las partes interesadas. La gestión ambiental es también uno de los tres pilares de la gestión sostenible: resultados a largo plazo con respeto ambiental y responsabilidad social.

2.3.1 Medición del Impacto Ambiental

El impacto ambiental es definido como la alteración que la ejecución de un proyecto introduce en el medio, expresada por la diferencia entre la evolución de

¹ Martín Angelaccio, Carlos. Evaluación de Impacto Ambiental. Universidad Nacional de la Plata. 2008, Buenos Aires, Argentina

uno o más parámetros de calidad ambiental "sin" y "con" proyecto. Puede resultar positivo o negativo.²

Resulta evidente que el desarrollo de una región involucra una serie de cambios a nivel económico, social y ambiental; y si bien el objetivo último de las acciones de desarrollo apunta a generar cambios positivos, su implementación suscita habitualmente conflictos.

Hasta un pasado reciente, y en muchos países aún en la actualidad, la promoción del crecimiento económico ha sido el único motor para llevar a cabo acciones de desarrollo, demostrándose escasa sensibilidad a los impactos de tipo social y de tipo ecológico.

En este contexto, la necesidad de conocer estos impactos negativos y asegurar los beneficios a largo plazo de las acciones de desarrollo ejecutadas, dieron base al concepto de sustentabilidad. Este concepto es aceptado como una cualidad fundamental del desarrollo con el objeto de incrementar el bien común y aumentar la equidad en la satisfacción de las necesidades básicas de las generaciones actuales y futuras.

Es así que a partir de la década de los años 70, con el objeto de predecir los impactos ambientales de las actividades antrópicas (en especial las acciones de desarrollo) y brindar una oportunidad de mitigar los efectos negativos y maximizar los positivos, se crean los procedimientos de evaluación de impactos ambientales.

Existen, a modo de definición, un gran número de formas de caracterizar este proceso. Por ejemplo, según FAO, la evaluación de impactos ambientales es "el proceso formal para predecir los impactos ambientales de cualquier actividad de desarrollo humano y planificar las medidas adecuadas para eliminar o reducir sus efectos adversos y aumentar los positivos".

² Ídem

Los conflictos ambientales quedan definidos por tres elementos: causa, efecto y actores implicados. Ante estos problemas se puede actuar de dos formas: a) de manera preventiva o b) de manera "curativa", único tipo de procedimiento que podrá adoptarse ante actuaciones ya realizadas. La tendencia actual más generalizada es actuar de acuerdo con (a), asumiendo un cierto grado de conformismo con la situación ambiental presente y centrándose en las acciones futuras. El criterio de actuación (b) está siendo utilizado por los es públicos y actores económicos alentando acciones de restauración o mejoramiento de procesos, impulsados mediante la vía de ayudas económicas "blandas" o subvenciones.

Las políticas preventivas pueden adoptar formas directas o indirectas.

- Directas:

Normativa estricta y específica en materia de calidad ambiental, imponiendo los pasos a seguir en el desarrollo de proyectos y planes (Directivas del BIRF, BID, Directivas CE).

Planificación como proceso racional para la toma de decisión, integrando adecuados estudios del entorno territorial y sus recursos (ordenación territorial y planificación integral).

Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) como proceso encaminado a identificar, predecir, interpretar, prevenir y comunicar, de manera preventiva, los efectos de un proyecto sobre el medio ambiente.

- Indirectas:

Investigación básica, educación ambiental, sensibilización social, desarrollo de tecnologías limpias, entre otros. Evidentemente estas políticas operan a más largo plazo no constituyéndose en herramientas de acción ambiental inmediata o coyuntural.

2.3.2 Matrices Causa y Efecto

La elaboración de matrices causa y efecto pueden llevarse a cabo con la recolección de información técnica y ecológica. Requiere de la familiaridad con el área de influencia y naturaleza del proyecto.

Las matrices de causa y efecto consisten en un listado de acciones y otro de indicadores de impacto ambiental, que se relacionan en un diagrama matricial. Es de gran utilidad en proyectos que prevén grandes impactos ambientales. La matriz sirve para identificar impactos y su origen, permite valorar la importancia y magnitud de los impactos ambientales.

Las matrices de causa y efecto consisten en una tabla de doble entrada, en la cual en la primera columna se indican las actividades o acciones del proyecto y en cada una de las otras columnas se indica los factores ambientales que pueden ser afectados por la acción respectiva.

De esta forma, en la intersección de una fila de la primera columna (acciones) con una de las otras columnas (factores ambientales), se puede indicar, según el caso, características cualitativas de un impacto ambiental.

2.3.3 Impacto Ambiental en Seres Humanos

En una gran mayoría de los casos, la concreción de proyectos o planes (en particular de desarrollo) genera sus efectos más importantes sobre la población directamente afectada por el mismo. Si bien los objetivos básicos de los proyectos apuntan a aumentar la calidad de vida de los usuarios o beneficiarios, la falta de conocimiento de las características del proyecto y su cabal entendimiento por parte de la sociedad puede generar importantes consecuencias negativas, las que pueden verse magnificadas en caso de existir divergencias de criterio entre las autoridades promotoras del proyecto (a nivel nacional o sectorial) y la población

local. En particular, para el ámbito de competencia y características de los proyectos donde la participación de la comunidad en la implementación de los mismos juega un rol fundamental, esta participación pública debe ser garantizada para lograr el éxito de cualquier iniciativa.

Ante estas situaciones, los estudios de impacto ambiental constituyen un foro ideal para verificar si la población afectada ha sido adecuadamente consultada y su opinión tenida en cuenta durante la preparación del proyecto.

El nivel de consulta necesario variará en función del tipo y complejidad del proyecto propuesto, requiriéndose máxima participación en aquellos en los cuales se contemplan reubicaciones de población o utilización de territorio o recursos comunitarios.

Dado que la valoración de las ventajas ambientales de un proyecto no resultan absolutas, la definición de las mismas deberá ser fijada por consenso mediante este tipo de mecanismos, pudiendo la consulta pública suministrar nueva información, o nuevas alternativas a ser tenidas en cuenta. Sin este mecanismo, puede resultar dificultoso legitimar la necesidad del proyecto, generándose conflictos que pueden llevar a la no sustentabilidad o rechazo del mismo.

La comunidad no sólo debe ser consultada sino que puede ser involucrada activamente en las cuestiones ambientales. Existen mecanismos difundidos por la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza que proponen el concepto de "Cuidado Ambiental Primario" en manos de las comunidades campesinas con asesoramiento mediante servicios de extensión, responsabilizando a los mismos del gerenciamiento ambiental de esos recursos.

Cuanto más temprana sea la participación pública, mayores serán los réditos por ella aportados. La situación ideal sería implementar estos mecanismos en forma previa a la elaboración del perfil del proyecto o al menos antes de que esté totalmente conformado.

Por último, no debe olvidarse que los procesos de participación pública y difusión de información deben ser cuidadosamente planificados y presupuestados. El responsable de los aspectos sociales del equipo del estudio de impacto ambiental deberá ser quien defina las estrategias, las que podrán incluir importantes trabajos de campo.

3. METODOLOGÍA

La Metodología contiene la explicación en detalle de las etapas específicas realizadas para resolver el problema de la investigación sobre el análisis de la viabilidad financiera de inversión en energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala.

La metodología comprende: Definición del problema, objetivo general y objetivos específicos, hipótesis y especificación de las variables, método científico, instrumentos de medición aplicados, técnicas de investigación documental y de campo utilizadas. En general, la metodología presenta el resumen del procedimiento usado en el desarrollo de la investigación.

3.1 Definición del Problema

La composición del balance energético de Guatemala ha permanecido estable en los últimos 25 años, La leña es el energético que en mayor proporción participa en el consumo nacional, seguido por los hidrocarburos y por debajo de ellos la electricidad que si bien ha tenido un notable crecimiento en los últimos 15 años, todavía no alcanza los niveles necesarios, El consumo de leña a finales del siglo pasado tuvo un leve descenso; sin embargo, en los últimos 10 años ha repuntado su consumo, colocándose casi a niveles del 60% que era los que tenía en los años 80's, con este contexto se concluye que la sociedad rural no ve otra fuente primaria de energía que no sea la leña, pueden usar electricidad, transporte impulsado por hidrocarburos en su diario vivir, pero la leña es su base energética primaria durante todo el día.

El consumo de derivados del petróleo, lo determina tradicionalmente el transporte y el sector industrial, es influyente en la economía debida a la volatilidad de los precios que en los últimos 15 años se multiplicaron hasta por 8 veces.

Por su parte la energía eléctrica, a pesar que solo es un 9% del consumo energético tiene una gran influencia en todas las actividades económicas productivas del país, a un precio de Q1.69 el kilovatio/hora, lo que determina sin duda la relación entre consumo de energía eléctrica y Producto Interno Bruto.

La generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica está regida por un marco legal estable, abierto y competitivo que lo dirige la Ley General de Electricidad que entró en vigencia en noviembre de 1996, y que desde esa fecha norma todas las actividades del sector.

La energía solar tiene dos grandes ventajas frente a los combustibles fósiles: la primera es el hecho de que es renovable e inagotable; y la segunda ventaja es que es amigable con el medio ambiente. Mientras que la quema de combustibles fósiles presenta muchos contaminantes nocivos a la atmósfera y contribuye a los problemas ambientales como el calentamiento global y la lluvia ácida, la energía solar es totalmente no contaminante.

El departamento de Jutiapa, con una topografía montañosa, y diversidad de climas, cuenta con una extensión territorial es de 3.219 km², en la que destaca su ventaja geográfica de recibir al sol naciente, por lo que es posible generar energía eléctrica de fuente solar fotovoltaica, prácticamente todo los días del año. En la época de verano es posible generar el 57% de la energía eléctrica anual, en un patrón de horario de las 6 a las 18 horas, con generación plena de entre 10 y 15 horas diarias. En invierno la generación plena oscila entre 9 y 13 horas diarias³.

A pesar de las ventajas descritas, en el Departamento de Jutiapa no se han desarrollado inversiones de carácter energético, especialmente en el tema de energía de fuente solar fotovoltaica. En vista de lo anterior, se presenta la oportunidad de analizar viabilidad financiera y ambiental de la inversión en una

³ Datos obtenidos de los estudios realizados por el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología –INSIVUMEH. Datos tomados del 2003 al 2013, en colaboración con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE–.

planta solar fotovoltaica en el Departamento de Jutiapa, específicamente en el municipio de Jutiapa, aprovechando las características de radiación alta, que brindan una capacidad de generación de 2.5 MW. (Ver Anexo III)

Para realizar el análisis de viabilidad financiera de la inversión en energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, es necesaria la aplicación de las herramientas de evaluación financiera: Valor Actual Neto, VAN; Tasa Interna de Retorno, TIR; Relación Beneficio-Costo, B/C; Período de recuperación de la inversión; rentabilidad de la inversión.

Para el análisis y evaluación del impacto ambiental es necesario tomar como base elementos de gestión ambiental tales como: aire, suelo, flora, fauna y paisaje, para prevenir el deterioro del medio ambiente y el riesgo en los seres humanos.

3.2 Objetivos

Los objetivos constituyen los propósitos o fines que se pretenden alcanzar con la investigación relacionada con el análisis de la viabilidad financiera para una opción de inversión en la generación de energía renovable de fuente solar en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala. Los objetivos que se plantean son los siguientes:

3.2.1 Objetivo General

Realizar una evaluación financiera y ambiental, para determinar la viabilidad de la opción de inversión en la generación de energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, a través de un estudio que implica las herramientas de evaluación financiera: Valor Actual

Neto, VAN; Tasa Interna de Retorno, TIR; Relación Beneficio-Costo, B/C; Período de recuperación de la inversión; rentabilidad de la inversión; y, la evaluación de la gestión ambiental.

3.2.2 Objetivos Específicos

1. Determinar el monto de la inversión inicial de capital en la adquisición de equipo y paneles fotovoltaicos, para la generación de energía renovable de fuente solar en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala por un período de quince años.
2. Determinar los flujos proyectados de ingresos por ventas y los egresos por gastos de generación, mantenimiento e impuestos de una planta de energía renovable de fuente solar en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala por un período de quince años.
3. Determinar la tasa de rendimiento mínima aceptable con base en la tasa de inflación, la tasa de interés promedio local y la prima de riesgo de la inversión.
4. Analizar los resultados de las herramientas de evaluación financiera: Valor Actual Neto, VAN; Tasa Interna de Retorno, TIR; Relación Beneficio-Costo, B/C; Período de Recuperación de la inversión; rentabilidad de la inversión.
5. Realizar un análisis de riesgos de la inversión a través del análisis de sensibilidad.
6. Evaluar la gestión ambiental para prevenir impactos adversos en el medio ambiente y en la vida de los seres humanos.
7. Determinar la viabilidad del proyecto a través del análisis financiero.

3.3 Hipótesis

La evaluación financiera y ambiental, para determinar la viabilidad de la opción de inversión de energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, para lo cual es necesario utilizar herramientas de evaluación financiera tales como: Valor Actual Neto, VAN; Tasa Interna de Retorno, TIR; Relación Beneficio-Costo, B/C; Período de Recuperación de la inversión; rentabilidad de la inversión; análisis de riesgos de la inversión; y, el análisis del impacto ambiental.

3.3.1 Variable Independiente

Evaluación financiera para determinar la viabilidad de la opción de inversión en energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala.

3.3.2 Variables Dependientes

Valor Actual Neto, VAN; Tasa Interna de Retorno, TIR; Relación Beneficio-Costo, B/C; Período de recuperación de la inversión; rentabilidad de la inversión y análisis del impacto ambiental

3.4 Método Científico

La metodología científica, fue la utilizada en el desarrollo de este trabajo de investigación, para conocimiento y medición de la viabilidad de la opción de inversión de energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala. La formulación de objetivos, justificación de la investigación, análisis del marco teórico y formulación de hipótesis siguieron el proceso metodológico investigativo, se llevó a cabo el trabajo de campo respectivo con el propósito de realizar la comprobación científica con base en los hallazgos realizados y presentar los resultados de la investigación a través de la presente tesis.

3.5 Instrumentos de Medición Aplicados

Los instrumentos de medición utilizados en el presente trabajo de investigación fueron: el flujo neto de efectivo, estados de resultados proyectados, relación beneficio-costos, tasa mínima requerida por el inversionista, valor presente neto, tasa interna de retorno y período de recuperación de la inversión.

3.6 Técnicas de Investigación Aplicadas

En el presente trabajo se utilizaron las siguientes técnicas de investigación documental y de campo:

3.6.1 Técnicas de Investigación Documental

Consistió en la revisión de fuentes bibliográficas obtenidas de libros, diccionarios, enciclopedias, tesis, páginas web, entre otras, para la construcción del marco teórico de la investigación. Las técnicas para la revisión bibliográfica fueron el fichaje, resumen, subrayado, entre otras.

3.6.2 Técnicas de Investigación de Campo

Se recopiló información a través de entrevistas a ejecutivos y operadores de empresas nacionales del sector de energía solar, asistencia a presentaciones, seminarios y capacitaciones de empresas internacionales expertas en energía solar (EE.UU, Canadá y China), realización de cotizaciones a Canadian Solar Inc., Solectria Inc., Grupo Cobra, Yingli Solar, Grupo Ortiz Energía y Gran Solar.

Las preguntas claves utilizadas y desarrolladas en las entrevistas realizadas se describen en el Anexo I y II.

Se realizó una visita a la primera planta de generación de energía solar en Guatemala denominada "SIBO", que genera 50 kilovatios, siendo la más grande en Centro América.

4. ESTUDIO TÉCNICO DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA SOLAR FOTVOLTAICA

El estudio técnico incluye la determinación de la inversión inicial, los costos y beneficios por un período de quince años, derivados de los aspectos técnicos o de la ingeniería del proyecto solar fotovoltaico.

4.1 Determinación de la Inversión Inicial en Capital de Trabajo y de la Adquisición de Equipo y Paneles Fotovoltaicos

Para el desarrollo de la opción de inversión denominada SOLEIL FV 2.5 MW se debe contar con el terreno, los paneles fotovoltaicos, las estructuras de soporte, los inversores, las conexiones eléctricas, la sub-estación y la línea de transmisión. Además, se requieren algunos elementos perimetrales como seguridad y el monitoreo de la planta. Básicamente el esquema a seguir es el siguiente:

FIGURA 1

Esquema de la Planta Solar Fotovoltaica



Fuente: www.solesfero.com

Los elementos a colocar en la central solar fotovoltaica se describen a continuación:

CUADRO 1
Elementos de la Central Solar Fotovoltaica

ELEMENTOS	CANTIDAD
Terreno	28,526.61 mts.
Paneles fotovoltaicos 300 Wp	8,334 unidades
Inversores de 500 Kw	5 unidades
Estructuras de soporte	2,777 unidades
Cables y conexiones	16,000 mts.
Sub-estación 480v/13.8 Kv	1 unidad
Línea de transmisión 13.8 Kv	200 mts.
Protecciones eléctricas a tierra	4 unidades
Monitoreo	2 unidades
Muro perimetral	1,600 mts.
Bodega, oficina y centro de mando	27 mts. ²

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Grupo Cobra Guatemala

4.1.1 Terreno

El terreno en el que se instalará la central es de 28,526.61 metros cuadrados, orográficamente es una ladera con pendientes al inicio en dirección sur este -oeste suave que pueden ir de los 5 grados a los 12 grados, circunstancia que se considera muy ventajosa para la orientación de los paneles fotovoltaicos. La diferencia de altura de un extremo al otro del terreno no es mayor de 7 metros, lo cual es aceptable.

Derivado de la pendiente que posee el terreno y tomando en cuenta la constante recepción de radiación en el lugar, se utilizarán paneles fotovoltaicos estáticos y no móviles, ya que estos últimos utilizan energía solar para la movilización.

4.1.2 Paneles Fotovoltaicos

En el mercado mundial existe una diversidad de paneles solares fotovoltaicos; sin embargo, para este tipo de proyectos se usan los de mayor potencia, debido a que se obtienen mejores resultados en cuanto a eficiencia eléctrica y eficiencia en instalación. Por lo señalado se decidió que el panel de 300 Wp por potencia, tamaño, manejo y respaldo es el más indicado para instalarse en la central SOLEIL FV 2.5 MW.

Los paneles que se deben instalar tienen los certificados de calidad requeridos por el mercado europeo y norteamericano⁴, que garantizan sus curvas de eficiencia en corriente y temperatura, su durabilidad y sus características mecánicas para su instalación. Otra característica eléctrica que fue decisiva para la elección, es la confiabilidad de sus parámetros $\pm 3\%$, lo que reflejan que son los mejores del mercado, circunstancia que para la central SOLEIL FV 2.5 MW es determinante a la hora del cálculo de entrega de energía.

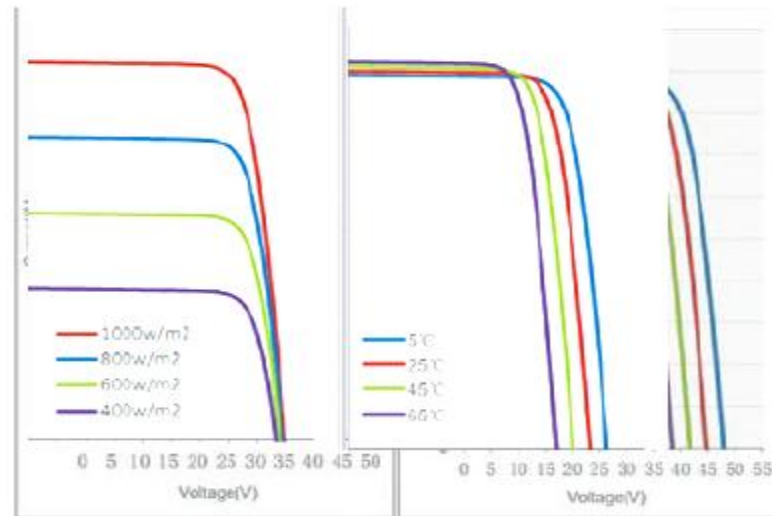
La instalación de los paneles se compondrá de cinco fases, 4 de 1,666 y una de 1,670 paneles conectados entre sí en serie y paralelo en 7 cadenas de 238 paneles, que son sub-módulos. Cada sistema llegará a un inversor que luego alimentará la sub-estación.

La vida útil efectiva, definida por la longitud de tiempo en que los paneles solares pueden razonablemente esperarse a que funcionen antes de ser objeto de reemplazo, abarca un período considerado entre los 25 a los 30 años, aunque la vida útil de funcionamiento es de más de medio siglo. Por lo anterior, no se tiene contemplado realizar un reemplazo durante los primeros 15 años de operación.

Las curvas de las características del panel se describen a continuación:

⁴ Marquez, Alonso. Era Solar “Sistemas Fotovoltaicos: Introducción al Diseño y Dimensionado de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica”. Madrid, 2001.

FIGURA 2
Curvas del Panel Fotovoltaico



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Canadian Solar

Las características del panel solar fotovoltaico se describen a continuación:

CUADRO 2
Características Mecánicas del Panel Fotovoltaico

ELEMENTOS	CARACTERÍSTICAS
Tipo de celda	Policristalino 156 x 156 mm.
Disposición de celdas	72 (6 x 12)
Dimensiones	1954 x 982 x 40 mm.
Peso	23 Kgs. (50.7 libras)
Cubrimiento frontal	3.2 mm vidrio templado
Material de la estructura	Aleación de aluminio anodizado
J-BOX	IP 65, 3 diodos
Cable	4 mm ² (IEC) / 12 AWG(UL)
Conectores	MC4 o MC4 comparable
Embalaje estándar	24 piezas
Piezas de módulo por contenedor	528 piezas (40´HQ)

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Canadian Solar

4.1.3 Inversores

Los inversores son los dispositivos que transforman la corriente continua o directa en corriente alterna, con la amplitud y frecuencia requerida por el usuario final de la corriente que usualmente es el distribuidor. En el diseño de la central SOLEIL FV 2.5 MW, se ha planificado disponer de 5 inversores de 500kW, de potencia, uno por cada fase del proyecto.

El modelo pre-seleccionado es el SIRIO 500kW HV MT, fabricado por AROS de Italia, con una potencia 500 kW, con dos entradas, y un rendimiento del 97.5 % de los más altos en su tipo. Un peso de 1400 kilos y dimensiones de 1.5 x 1 x 1.9 metros. Las curvas de trabajo son ideales para el patrón de carga de nuestra planta, están certificadas tanto en Europa como en Norteamérica. Los inversores son los dispositivos que transforman la corriente continua o directa en corriente alterna, con la amplitud y frecuencia requerida por el usuario final de la corriente que usualmente es el distribuidor.

FIGURA 3

Inversor Sirio 500 kW HV MT



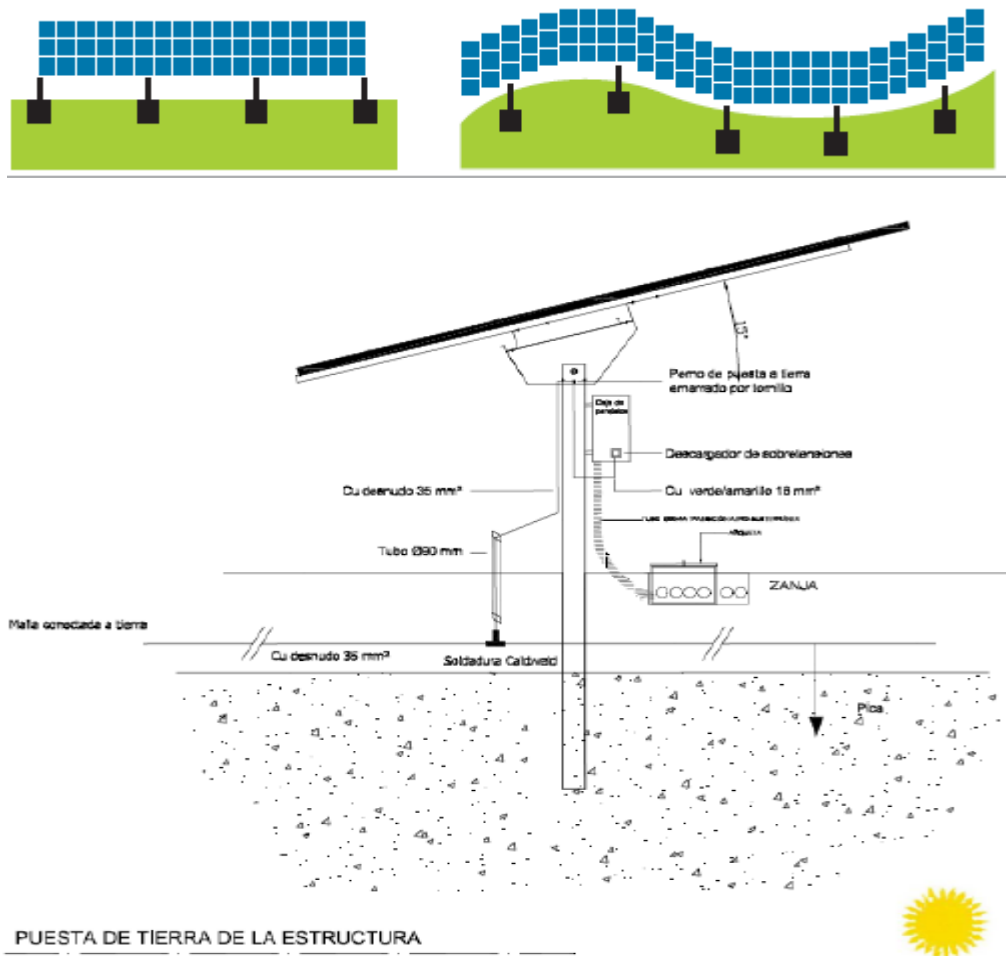
Fuente: www.ensolar.com

4.1.4 Estructuras de Soporte

Por las condiciones de humedad y por el viento del sitio de la central SOLEIL FV 2.5 MW se le debe realizar un tratamiento anticorrosivo. Además, se ha previsto que la estructura sea fija, de 3 paneles, por lo que se estima instalar 2,778 estructuras, las que estarán fijadas por zapatas que sostendrán las estructuras que se ubicarán en distintas profundidades según la inclinación del terreno; sin embargo, no sobrepasarán los 60 cm, de acuerdo a lo indicado en el esquema.

FIGURA 4

Posición y Estructura de los Paneles Fotovoltaicos



Fuente: www.ensolar.com

4.1.5 Cables y Conexiones

Para dimensionar la sección necesaria de los cables, se siguieron las indicaciones de la normativa vigente en el país que aplican sobre esta materia. Los cables de conexión están dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública, no es superior al 1,5%, para la intensidad nominal.⁵

El tipo de cable es resistente al cambio de temperaturas, un delta de 25 grados, resistente a rayos ultravioleta, resistente al ozono, al agua, resistente al desgarramiento y al impacto, a la acción de roedores, no propaga incendios, de baja emisión de gases corrosivos, y además de estas características, su vida útil no es menor de veinticinco (25) años, similar a la vida útil del panel fotovoltaico a utilizar en la planta solar fotovoltaica.

Se emplearon conductores unipolares de cobre con aislamiento de PVC salvo que se indique lo contrario. Los dos criterios fundamentales para el cálculo de la sección de los conductores se exponen a continuación:

El conductor tiene una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente que pueda circular por él. La sección mínima no permite una caída de tensión de más del 1.5%, es de cobre clase 5, para servicio fijo, con polietileno reticulado de aislamiento y con elastómero termoestable de recubierta.

El generador se diseñó de tal modo que por cada ramal no puede circular corriente procedente de otros ramales. Se disponen fusibles de seguridad a la salida de

⁵ Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala. Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable –NTGDR– y Usuarios Auto-productores con Excedentes de Energía. Guatemala, 2008.

cada ramal con un valor de 1,3 veces de la corriente máxima en condiciones estándar de medida.

La cantidad de cables y conectores que se utilizaron en la central SOLEIL FV 2.5 MW es de aproximadamente 16 mil metros, en al menos seis (6) tipos de tramos de instalaciones. Se han seleccionado los cables que tengan las características idóneas para realizar trabajo en intemperie. La dimensión de cada cable es de acuerdo al uso específico en la planta. Para el cálculo de la sección de cable, se tomó el criterio que el conductor tiene una corriente máxima admisible superior a la máxima corriente que pueda circular, además la caída de tensión máxima que se produce en el cable es inferior al valor que se especifica en el pliego técnico del fabricante.

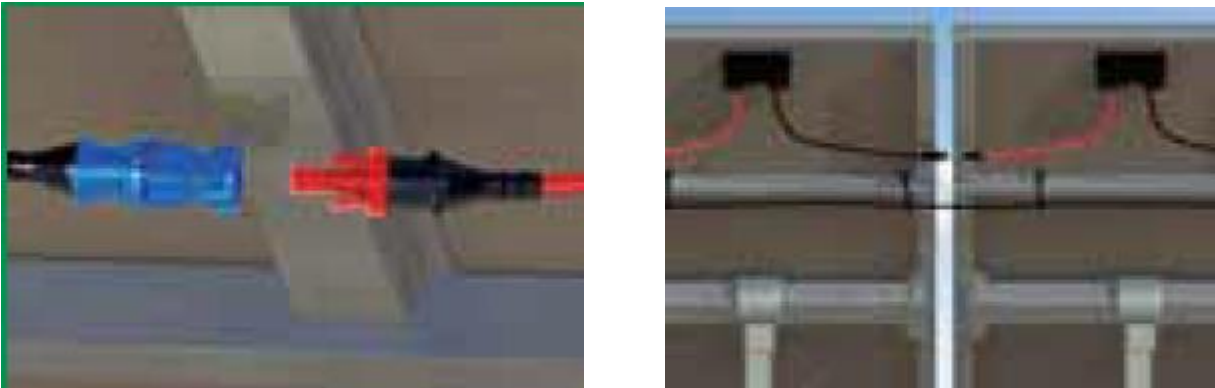
Para el cálculo se adopta la distancia del módulo más alejado de cada ramal, a su caja de conexión, esta será la longitud de cálculo. Al realizar los cálculos nos aporta estas secciones mínimas.

CUADRO 3
Tipos de Cable Eléctrico

TIPO DE CABLE	DIMENSIÓN
Cables entre ramales	6 mm
Cables de ramales a inversor	25 mm
Cables en inversor y sub-estación	25 mm
Cables de protección	Igual medidas

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE-

FIGURA 5
Tipos de Cable Eléctrico



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE–.

4.1.6 Sub-estación

Por definición, la sub-estación es la parte de la red eléctrica que transforma la tensión o voltaje para su uso eficiente, en el caso de la central SOLEIL FV 2.5 MW está planificada la sub-estaciones de 2.5 MW ,480v a 13.8 Kv. Que representan el voltaje de salida de los inversores y el voltaje de entrega de energía a las líneas de transmisión. La sub-estación está formada por varios circuitos eléctricos conectados por un sistema de barras conductoras. Cada circuito eléctrico está compuesto a su vez por interruptores, transformadores y seccionadores. El interruptor es el dispositivo de desconexión que puede asegurar la “puesta en servicio” o “puesta fuera de servicio” de un circuito eléctrico y que, simultáneamente, está capacitado para garantizar la protección de la instalación en la que han sido montados contra los efectos de las corrientes de cortocircuito.

Estos dispositivos deben ser capaces de cortar la intensidad máxima de corriente de cortocircuito, para su selección se consideró la potencia del corto circuito. Los transformadores, de intensidad y tensión, dan la información necesaria al circuito, para detectar la falla y actuar sobre ella, además los dispositivos de protección

necesitan de estos datos para actuar eficazmente. Por último, los seccionadores son los dispositivos capaces de aislar eléctricamente los diferentes elementos, componentes o tramos de una instalación o circuito, con el fin de realizar labores de mantenimiento con la seguridad adecuada, también son utilizados como selectores de barras o como “by-pass” para aislar a algún equipo fuera de servicio.

El diseño que se propone de sub estación, cuenta con todos los elementos necesarios para un funcionamiento eficiente y seguro, aunque en el mercado existen algunas variantes respecto a la automatización sobre todo en la parte de medición y protección que en el momento de ordenar el proyecto se pueden encargar.

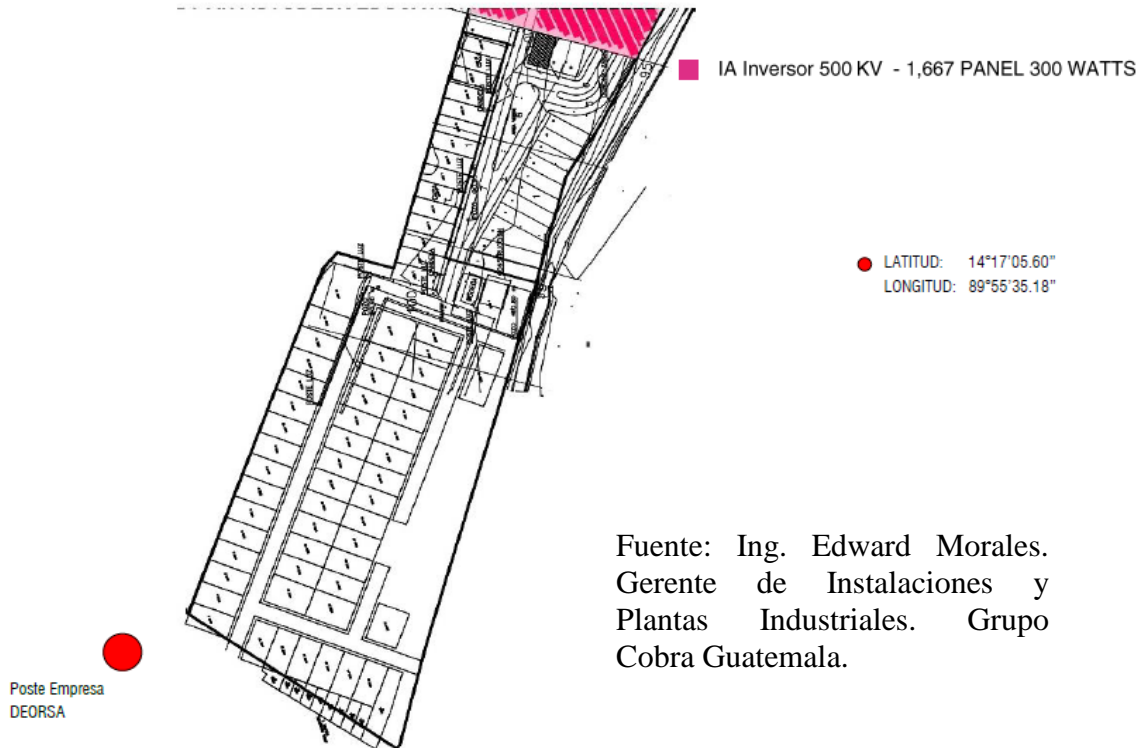
FIGURA 6
Diseño de la Sub-estación



Fuente: www.electrical-engineering-portal.com

El punto de interconexión de la central SOLEIL FV 2.5 MW con la distribuidora DEORSA, se realiza en el punto que se muestra a continuación con coordenadas:

FIGURA 7
Plano del Punto de Interconexión



Fuente: Ing. Edward Morales.
 Gerente de Instalaciones y
 Plantas Industriales. Grupo
 Cobra Guatemala.

4.1.7 Obras Civiles

Dentro del diseño se presentan elementos constructivos que servirán de apoyo para un funcionamiento apto de la central fotovoltaica: espacio para la ubicación de la sub-estación, construida por block, losa prefabricada. Servicio Sanitario para uso de las personas que visiten el área para mantenimiento de la misma, Una bodega para el almacenamiento de las herramientas a usar en el lugar. Se plantea el desarrollo de dos calles para la circulación de vehículos, para lograr dar servicio y mantenimiento al área. El plano arquitectónico se detalla a continuación:

FIGURA 8
Plano Arquitectónico



Fuente: Ing. Edward Morales. Gerente de Instalaciones y Plantas Industriales. Grupo Cobra Guatemala.

4.2 Análisis de la Inversión Inicial

El análisis económico se inicia con la determinación del costo o de la inversión inicial de la opción de inversión. Esta tarea se hizo mediante la solicitud de cotizaciones a distintos proveedores de equipos y servicios. La integración de costo se describe a continuación:

CUADRO 4
Inversión en Terreno
Expresado en USD

DESCRIPCIÓN	MONTO
Cantidad de metros cuadrados	28,526.61 mts. ²
Precio por metro cuadrado	30.00
TOTAL	855,798.30

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del Ing. Guillermo Medrano. Valuador Autorizado.

CUADRO 5
Inversión en Obra Civil
Expresado en USD

DESCRIPCIÓN	MONTO
Cerco	125,000.00
Movimiento de tierra	35,000.00
Caseta cuarto de control	11,000.00
Cimentación de inversores	10,000.00
Cajas de registro	12,000.00
Guardianía y servicios	10,600.00
Equipo de seguridad	60,000.00
TOTAL	263,600.00

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Grupo Cobra Guatemala

CUADRO 6
Inversión en Materiales Eléctricos
Expresado en USD

DESCRIPCIÓN	MONTO
Interconexión eléctrica	77,000.00
Medición y monitoreo AMM	60,000.00
Cables, conectores y cajas	208,600.00
Sub-Estación	300,000.00
TOTAL	645,600.00

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Grupo Cobra Guatemala

CUADRO 7
Inversión en Paneles Fotovoltaicos
Expresado en USD

DESCRIPCIÓN	MONTO
Paneles fotovoltaicos	1,624,000.00
Inversores	400,000.00
Estructura metálica	130,000.00
Perforado de bases y cimentación	130,000.00
TOTAL	2,284,000.00

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Grupo Cobra Guatemala

CUADRO 8
Estudios y Licencias
Expresado en USD

DESCRIPCIÓN	MONTO
Estudio de suelos	5,000.00
Licencia de construcción	20,000.00
Licencia de caminos y trámites	5,000.00
Licencias ambientales	15,000.00
Gastos de logística	50,000.00
Grúa	30,000.00
Montacargas	10,000.00
TOTAL	135,000.00

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Grupo Cobra Guatemala

El costo total de la opción de inversión de energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, se describe a continuación:

CUADRO 9
Inversión Inicial Total
Expresado en USD

DESCRIPCIÓN	MONTO
Terreno	855,798.30
Obra civil	263,600.00
Materiales eléctricos	645,600.00
Paneles fotovoltaicos	2,284,000.00
Estudios y licencias	135,000.00
SUB-TOTAL	4,183,998.30
Imprevistos (5%) (Inflación Banguat)	209,199.92
TOTAL	4,393,198.22

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Grupo Cobra Guatemala

El costo total de la central solar fotovoltaica SOLEIL FV 2.5 MW asciende a la cantidad de USD 4,393,198.22. El monto a ser financiado será de 70% de la inversión total y los socios aportaran un 30%, se establece con la entidad financiera una tasa de interés del 6% anual y que la primera amortización a capital será al final del segundo año, el plazo es de 15 años y se realizarán 14 pagos anuales por concepto de abonos a capital. El pago de intereses será de manera anual, al final de cada año.

El régimen de ISR a usar será el Régimen Opcional Simplificado Sobre Ingresos de Actividades Lucrativas, el cual establece un porcentaje del 5% sobre los primeros Q30,000 de ingresos y el 7% sobre los ingresos brutos adicionales a partir del 2013, esto con base en el análisis que se efectuó el cual reflejo que el régimen general, considerando gastos y depreciaciones no es de gran beneficio.

La opción de inversión se desarrollará dentro del marco de la Ley de Incentivos a la Generación con Energía Renovable, Decreto No. 52-2003, del Congreso de la República de Guatemala, por lo que gozará de los siguientes beneficios fiscales:

- a) Exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el impuesto al Valor Agregado -IVA-, cargas y derechos consulares sobre la importación de maquinaria y equipo, utilizados exclusivamente para la generación de energía en el área donde se ubiquen los proyectos de energía renovable.
- b) Exención del pago del Impuesto Sobre la Renta. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha inicio de entrega, por un período de diez (10) años.
- c) Exención del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias -IEMA-. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha inicio de entrega, por un período de diez (10) años.

Por lo anterior, la empresa gozará de exención de impuestos por un período de 10 años, contados a partir de la emisión de la resolución de exención por parte de la Superintendencia de Administración Tributaria –SAT–.

4.2.1 Determinación de Flujos de Ingresos y Egresos

Siguiendo con el análisis, a continuación se determinan los ingresos y costos operativos de la central solar fotovoltaica SOLEIL FV 2.5 MW.

4.2.2 Flujo de Ingresos

Con la radiación horaria estimada y con el diseño de planta propuesto se procede a la cuantificación de la energía que el proyecto generará en forma mensual y anual (Ver Anexo IV). Posteriormente, se calculan las pérdidas técnicas, para obtener la energía real que la central fotovoltaica SOLEIL FV 2.5 MW aportará a la red (Sistema Interconectado Nacional).

La producción de energía anual de la central fotovoltaica se describe a continuación:

CUADRO 10
Generación Neta de Energía Anual
Expresada en Kilovatios Hora

MES	Generación Bruta	Pérdidas (6%)	Generación Neta
Enero	480,048	28,803	451,245
Febrero	477,621	28,657	448,964
Marzo	516,554	30,993	485,561
Abril	485,125	29,108	456,018
Mayo	462,521	27,751	434,770
Junio	407,852	24,471	383,381
Julio	437,021	26,221	410,800
Agosto	473,046	28,383	444,663
Septiembre	372,007	22,320	349,687
Octubre	437,178	26,231	410,947
Noviembre	433,703	26,022	407,681
Diciembre	446,732	26,804	419,928
TOTAL	5,429,408	325,764	5,103,644

Fuente: Elaboración propia con datos proporcionados por Ing. Edward Morales. Gerente de Instalaciones y Plantas Industriales de Grupo Cobra Guatemala

Para determinar la cantidad de energía entregada a la red, se debe calcular aquella con las pérdidas del sistema en conjunto. Esa pérdida es la sumatoria de una serie de pérdidas técnicas y no técnicas energéticas de cada elemento como:

- a) La pérdida básica, que es la pérdida de diseño de los fabricantes de paneles solares, que en la actualidad oscila entre +- 3%. Todos los fabricantes ofrecen ese rango de pérdida; sin embargo, por razones de norma se tiene que diseñar con la potencia nominal.
- b) Pérdidas por conexión, debido a que en la central SOLEIL FV 2.5 MW, se instalarán una gran cantidad de paneles en serie, al conectar paneles que no tengan el mismo amperaje por milésimas, y se observarán circunstancias parecidas con la tensión en módulos en paralelo. Técnicamente a estas pérdidas se les denomina mismatch.

- c) Pérdidas por la acción del polvo o la suciedad, que no son pérdidas técnicas, pero son muy frecuentes y se pueden minimizar con un buen mantenimiento.
- d) Pérdidas óhmicas, por las características del cableado. Estas se originan por la caída de tensión en el arreglo de cables. Estas pérdidas no tiene que ser superiores al 1.5% en cualquier tramo del conjunto solar fotovoltaico.
- e) Las pérdidas por temperatura, o gradiente térmico, que normalmente se calculan en un 4% por cada 10 grados de variabilidad. En la central solar los gradientes térmicos son menores y lentos, lo que hace que el panel no sufra cambios bruscos de temperatura.
- f) Pérdidas por Inversor, produce elevadas pérdidas en conjunto; sin embargo, se ha elegido un inversor cuya curva de carga es la más eficiente para SOLEIL FV 2.5 MW.
- g) Por último, también producen pérdidas los tiempos en que los equipos de la planta no funcionen por fallas o averías atribuibles a la operación de la planta.

CUADRO 11
Pérdidas de Energía Anual

TIPO DE PÉRDIDA	%
Fabricante	1.50%
Temperatura	0.25%
Mantenimiento	0.25%
Conexiones	0.25%
Cables	1.00%
Inversores	1.75%
Fallas o averías	0.50%
Otras	0.50%
TOTAL	6.00%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Grupo Cobra Guatemala

Como se muestra en el cuadro No. 11 anterior, con un porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas del 6%, la producción de energía entregable a la red (Sistema Interconectado Nacional) de la central fotovoltaica SOLEIL es de 5,103,644 kWh anual.

El precio promedio del megavatio es de USD 155.00 con un crecimiento anual del 2.36% en el precio, de acuerdo con las bases de la Licitación Abierta de Energía denominada PEG-3-2013 (Potencia y Energía de Guatemala) de la Empresa Eléctrica de Guatemala y sus compañías afiliadas.

Los factores de generación de ventas se describen a continuación:

CUADRO 12
Generación de ventas

Precio promedio proyectado Inicial	USD 155.00
Generacion anual total Bruta en MW	5,103.64
Pérdida en rendimiento Paneles Solares	0.25%
Crecimiento de precio	102.36%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de la Licitación Abierta de Energía PEG-3-2013

La central fotovoltaica Soleil FV 2.5 MW, suministrará energía a la Distribuidora de Electricidad de Oriente Sociedad Anónima, a un precio de USD 155.00 por megavatio. El precio de la energía generada es atractivo debido a que la energía generada será completamente renovable y amigable con el medio ambiente. Acorde a la Licitación Abierta de Energía PEG-3-2013, el precio del megavatio generado tendrá un aumento del 2.36% anual.

Como se muestra en el cuadro No. 10 descrito anteriormente, el total de energía generada durante el primer año será de 5,103.64 megavatios. La energía generada tendrá una disminución del 0.25% cada año derivado de la pérdida en el rendimiento de los paneles fotovoltaicos.

Derivado de las pérdidas en rendimiento de los paneles solares, es importante calcular la generación de energía anual por los siguientes quince años, tal y como se detalla a continuación:

CUADRO 13
Generación de Energía Real
Expresado en Megavatios

Mes	Rendimiento Paneles	Generación en MW
2017	100.00%	5,103.644
2018	99.75%	5,090.885
2019	99.50%	5,078.126
2020	99.25%	5,065.367
2021	99.00%	5,052.608
2022	98.75%	5,039.848
2023	98.50%	5,027.089
2024	98.25%	5,014.330
2025	98.00%	5,001.571
2026	97.75%	4,988.812
2027	97.50%	4,976.053
2028	97.25%	4,963.294
2029	97.00%	4,950.535
2030	96.75%	4,937.776
2031	96.50%	4,925.016

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Solectria Inc., y Grupo Cobra Guatemala

Durante el primer año de operación (2017), los paneles solares tendrán un rendimiento del 100% por lo cual será factible generar energía equivalente a 5,103.644 megavatios.

En 2031, durante el quinceavo año de operación, los paneles solares tendrán un rendimiento del 96.50% por lo que únicamente se generarán 4,925.016 megavatios de energía solar.

5. ESTUDIO FINANCIERO DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El estudio financiero incluye la determinación de los flujos de ingresos y egresos, proyección del flujo de fondos a quince años y determinación de la tasa de rendimiento mínima aceptable.

5.1.1 Flujo de Ingresos

Después de haber calculado la generación bruta de energía por los primeros quince años de operación de la central fotovoltaica SOLEIL FV 2.5 MW, tomando en cuenta que el precio inicial por megavatio es de USD 155.00 con un aumento en el precio que equivale al 2.36% anual de acuerdo con el contrato de suministro y venta de energía eléctrica pactado con la Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, se procede a realizar el cálculo de los ingresos netos a obtener durante los primeros 15 años de operación.

CUADRO 14
Ingresos Netos por 15 Años
Expresado en USD

Año	Generación Bruta MW	Precio Anual	Ingresos Netos
2017	5,103.644	155.000	791,065
2018	5,090.885	158.658	807,710
2019	5,078.126	162.402	824,699
2020	5,065.367	166.235	842,041
2021	5,052.608	170.158	859,742
2022	5,039.848	174.174	877,810
2023	5,027.089	178.284	896,252
2024	5,014.330	182.492	915,075
2025	5,001.571	186.799	934,287
2026	4,988.812	191.207	953,897
2027	4,976.053	195.720	973,911
2028	4,963.294	200.339	994,340
2029	4,950.535	205.067	1,015,190
2030	4,937.776	209.906	1,036,470
2031	4,925.016	214.860	1,058,189
Fuente: Elaboración propia			13,780,677

Como se muestra en el cuadro No. 14 anterior, los megavatios generados serán de 5,103.644 durante el primer año de operación, los cuales serán vendidos a un precio de USD 155.00 el megavatio, generando ingresos para el año 2017 por un total de USD 791,065.

Los megavatios producidos tendrán una disminución del 0.25% cada año, tal y como se describió anteriormente, debido a la pérdida en el rendimiento de los paneles fotovoltaicos.

El precio del megavatio tendrá un incremento de 2.36% cada año, de acuerdo con el contrato de suministro y venta de energía pactado con la Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, y al final de los quince años se tendrán ingresos por generación de energía de fuente solar equivalentes a USD 13,780,677.

5.1.2 Flujo de Egresos

Los costos operativos de la Central fotovoltaica SOLEIL FV 2.5 MW son bajos y representan pocos rubros. Los costos operativos anuales se detallan a continuación:

CUADRO 15
Costos Operativos Anuales
Expresado en USD

DESCRIPCIÓN	MONTO
Gastos de operación	7,000.00
Gastos de mantenimiento	7,000.00
Gastos de oficina	5,000.00
Seguros	5,000.00
Misceláneos	1,000.00
TOTAL	25,000.00

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Grupo Cobra Guatemala

Los gastos de operación incluyen a una persona que se encargará del monitoreo de la energía generada y tendrá como tarea secundaria ayudar en la debida y constante limpieza de los paneles solares.

Los gastos de mantenimiento incluyen a una persona que tendrá como única tarea estar continuamente limpiando los paneles solares con el objeto de que la captación de la radiación sea uniforme.

Los gastos de oficina incluyen el pago de los servicios básicos tales como: energía eléctrica, agua potable, teléfono, internet y otros., además de gastos de papelería, tinta para impresora y utensilios de limpieza.

Las primas de seguro a cubrir son por concepto de seguro contra incendio y seguro de mobiliario y equipo instalado. En adición, se tiene contemplado un monto de USD 1,000 para soportar gastos misceláneos.

El detalle por rubro de los gastos de operación se encuentra en el Anexo V.

Los costos operativos tendrán un aumento del 3% anual, según lo establece el contrato de suministro y venta de energía eléctrica, pactado con la Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, en relación con el año inmediato anterior, en relación con la tasa de inflación promedio de Guatemala, publicada por el Banco de Guatemala.

5.1.3 Financiamiento de la Central Fotovoltaica

El costo total de la central solar fotovoltaica SOLEIL FV 2.5 MW asciende a la cantidad de USD 4,393,198.22.

El monto a ser financiado será del 70% de la inversión total y los socios aportaran un 30%, se establece con la entidad financiera que la primera amortización a capital será al final del segundo año, el plazo es de 15 años y se realizarán 14 pagos anuales por concepto de abonos a capital e intereses.

Se utilizará financiamiento de fuente externa, un banco del sistema nacional. El monto total del préstamo será de USD 3,075,000 equivalente al 70% de la inversión total, con una tasa de interés del 6% anual.

La tasa de interés que se maneja en los bancos del sistema local, para este tipo de proyectos de inversión, oscila entre el 6% y 7% en dólares, obteniendo mayor aceptación los proyectos de inversión en energía renovable, a los cuales se les ha otorgado una tasa de interés anual del 6%, de acuerdo con consultas realizadas a los dos bancos más grandes del país.

El costo total anual por financiamiento es una cuota nivelada de préstamo de USD 330,823.60, que incluye amortización a capital y el pago de intereses.

El detalle de los costos por financiamiento se describe a continuación:

CUADRO 16
Costos por Financiamiento
Expresado en USD

Año	Saldo Inicial	Pago	Intereses	Amortización	Saldo Final
2017	3,075,000.00	184,500.00	184,500.00	-	3,075,000.00
2018	3,075,000.00	330,823.60	184,500.00	146,323.60	2,928,676.40
2019	2,928,676.40	330,823.60	175,720.58	155,103.01	2,773,573.39
2020	2,773,573.39	330,823.60	166,414.40	164,409.19	2,609,164.20
2021	2,609,164.20	330,823.60	156,549.85	174,273.74	2,434,890.46
2022	2,434,890.46	330,823.60	146,093.43	184,730.17	2,250,160.29
2023	2,250,160.29	330,823.60	135,009.62	195,813.98	2,054,346.31
2024	2,054,346.31	330,823.60	123,260.78	207,562.82	1,846,783.50
2025	1,846,783.50	330,823.60	110,807.01	220,016.59	1,626,766.91
2026	1,626,766.91	330,823.60	97,606.01	233,217.58	1,393,549.33
2027	1,393,549.33	330,823.60	83,612.96	247,210.64	1,146,338.70
2028	1,146,338.70	330,823.60	68,780.32	262,043.27	884,295.42
2029	884,295.42	330,823.60	53,057.73	277,765.87	606,529.55
2030	606,529.55	330,823.60	36,391.77	294,431.82	312,097.73
2031	312,097.73	330,823.60	18,725.86	312,097.73	-
		Q4,816,030.33	Q1,741,030.33	Q3,075,000.00	

Fuente: Elaboración propia

5.1.4 Costos Fiscales de la Central Fotovoltaica

El régimen de Impuesto Sobre la Renta a usar será el Régimen Opcional Simplificado Sobre Ingresos de Actividades Lucrativas, descrito en el Decreto No. 10-2012 del Congreso de la República de Guatemala, el cual establece un porcentaje del 5% sobre los primeros Q30,000 (USD 3,750) de ingresos y el 7% sobre los ingresos adicionales obtenidos, a partir del 2014.

La opción de inversión se desarrollará dentro del marco de la Ley de Incentivos a la Generación con Energía Renovable, Decreto No. 52-2003, del Congreso de la República de Guatemala, por lo que gozará de exención del pago del Impuesto Sobre la Renta. Este incentivo tendrá vigencia exclusiva a partir de la fecha inicio de entrega, por un período de diez (10) años.

La exención antes mencionada, únicamente se otorga a las personas individuales y jurídicas que desarrollen directamente los proyectos y solamente por la parte que corresponda a dicho proyecto, la exención no aplica a las demás actividades que realicen.

La central fotovoltaica SOLEIL FV 2.5 MV, se dedicará única y exclusivamente a la generación de energía renovable, por lo que podrá acceder a este incentivo sin mayor complicación.

Por lo anterior, la central fotovoltaica SOLEIL FV 2.5 MV, únicamente pagará Impuesto Sobre la Renta durante los últimos cinco años de la proyección estimada. Los costos fiscales por concepto de Impuesto Sobre la Renta se detallan a continuación en el cuadro No. 17:

CUADRO 17
Costos Fiscales (ISR)
Expresado en USD

Año	Ingresos Netos	ISR a Pagar
2,017	791,064.820	-
2,018	807,709.615	-
2,019	824,699.453	-
2,020	842,041.349	-
2,021	859,742.458	-
2,022	877,810.076	-
2,023	896,251.643	-
2,024	915,074.748	-
2,025	934,287.126	-
2,026	953,896.669	-
2,027	973,911.421	68,098.80
2,028	994,339.588	69,528.77
2,029	1,015,189.534	70,988.27
2,030	1,036,469.791	72,477.89
2,031	1,058,189.056	73,998.23

Fuente: Elaboración propia

5.1.5 Gastos no Desembolsables

Los gastos no desembolsables de la planta solar fotovoltaica SOLEIL FV 2.5 MW, los constituyen la depreciación de los activos fijos y la amortización de los activos intangibles.

Los gastos no desembolsables anuales de la planta solar fotovoltaica asciende a USD 133,128, correspondiente a USD 127,728 por concepto de depreciaciones y USD 5,400 por concepto de amortizaciones

Los gastos no desembolsables por concepto de depreciaciones y amortizaciones se describen a continuación:

CUADRO 18
Depreciaciones y Amortizaciones
Expresado en USD

DESCRIPCION	MONTO	VIDA UTIL	MONTO ANUAL
Obra civil	263,600.00	25	10,544.00
Materiales eléctricos	645,600.00	25	25,824.00
Paneles fotovoltaicos	2,284,000.00	25	91,360.00
Estudios y licencias	135,000.00	25	5,400.00
TOTAL	3,328,200.00		133,128.00

Fuente: Elaboración propia

Los activos fijos, estudios y licencias, se les consideran un período de vida útil de 25 años, tomando en cuenta que los paneles fotovoltaicos son los activos que tendrán mayor depreciación y su vida útil a nivel internacional oscila entre los 25 y 30 años.

5.1.6 Proyección de Flujo de Fondos

Después de analizar la inversión inicial total de la central fotovoltaica SOLEIL FV 2.5 MV y determinar los ingresos y costos operativos de la presente opción de inversión, a continuación se describe la proyección de flujo de fondos de los primeros quince años de operación, la cual se detalla en el cuadro No. 19.

5.1.7 Proyección del Estado de Resultados

El estado de resultados que incluye los ingresos y egresos de operación de la central solar fotovoltaica, así como los gastos por concepto de depreciaciones, amortizaciones, pago de intereses y pago de impuesto sobre la renta, por los primeros quince años de operación, se detalla en el cuadro No. 20.

5.1.8 Proyección del Balance General

El Balance general por los primeros 15 años de operación de la central solar fotovoltaica, se detalla en el cuadro No. 21.

CUADRO 19
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO (0-8 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

DESCRIPCIÓN	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
INGRESOS									
Financiamiento	3,075,000	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondos propios	1,318,198	-	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos por ventas	-	791,065	805,685	824,699	839,920	859,742	877,810	896,252	915,075
Total Ingresos	4,393,198	791,065	805,685	824,699	839,920	859,742	877,810	896,252	915,075
EGRESOS									
Inversión inicial	(4,393,198)	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos operativos	-	(25,000)	(25,750)	(26,523)	(27,318)	(28,138)	(28,982)	(29,851)	(30,747)
Intereses	-	(184,500)	(184,500)	(175,721)	(166,414)	(156,550)	(146,093)	(135,010)	(123,261)
Abonos a capital	-	-	(146,324)	(155,103)	(164,409)	(174,274)	(184,730)	(195,814)	(207,563)
Impuestos (7%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Egresos	(4,393,198)	(209,500)	(356,574)	(357,346)	(358,142)	(358,961)	(359,805)	(360,675)	(361,570)
Saldo de Caja Anual	-	581,565	449,112	467,353	481,779	500,781	518,005	535,577	553,504
Saldo de Caja Acumulado	-	581,565	1,030,677	1,498,030	1,979,808	2,480,590	2,998,594	3,534,171	4,087,675

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 19 (...CONTINÚA)
FLUJO DE FONDOS PROYECTADO (9-15 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

DESCRIPCIÓN	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	ACUMULADO
	9	10	11	12	13	14	15	
INGRESOS								
Financiamiento	-	-	-	-	-	-	-	3,075,000
Fondos propios	-	-	-	-	-	-	-	1,318,198
Ingresos por ventas	934,287	953,897	973,911	994,340	1,015,190	1,036,470	1,058,189	13,776,532
Total Ingresos	934,287	953,897	973,911	994,340	1,015,190	1,036,470	1,058,189	18,169,730
EGRESOS								
Inversión inicial	-	-	-	-	-	-	-	(4,393,198)
Costos operativos	(31,669)	(32,619)	(33,598)	(34,606)	(35,644)	(36,713)	(37,815)	(464,973)
Intereses	(110,807)	(97,606)	(83,613)	(68,780)	(53,058)	(36,392)	(18,726)	(1,741,030)
Abonos a capital	(220,017)	(233,218)	(247,211)	(262,043)	(277,766)	(294,432)	(312,098)	(3,075,000)
Impuestos (7%)	-	-	(68,099)	(69,529)	(70,988)	(72,478)	(73,998)	(355,092)
Total Egresos	(362,493)	(363,443)	(432,520)	(434,958)	(437,456)	(440,015)	(442,637)	(10,029,293)
Saldo de Caja Anual	571,794	590,454	541,391	559,381	577,734	596,455	615,552	8,140,437
Saldo de Caja Acumulado	4,659,470	5,249,923	5,791,314	6,350,696	6,928,429	7,524,884	8,140,437	-

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 20
ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO (0-8 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

DESCRIPCIÓN	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingresos	-	791,065	805,685	824,699	839,920	859,742	877,810	896,252	915,075
(-) Costos operativos	-	(25,000)	(25,750)	(26,523)	(27,318)	(28,138)	(28,982)	(29,851)	(30,747)
(-) Depreciaciones	-	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)
(+) Aporte de los accionistas	1,318,198	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo bancario	3,075,000	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Inversión inicial	(4,393,198)	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) UAI	-	632,937	646,807	665,049	679,474	698,477	715,700	733,272	751,200
(-) Intereses	-	(184,500)	(184,500)	(175,721)	(166,414)	(156,550)	(146,093)	(135,010)	(123,261)
(=) UAI	-	448,437	462,307	489,328	513,060	541,927	569,607	598,263	627,939
(-) Impuestos (7%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Utilidad Neta	-	448,437	462,307	489,328	513,060	541,927	569,607	598,263	627,939

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 20 (...CONTINÚA)
ESTADO DE RESULTADOS PROYECTADO (9-15 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

DESCRIPCIÓN	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	ACUMULADO
	9	10	11	12	13	14	15	
Ingresos	934,287	953,897	973,911	994,340	1,015,190	1,036,470	1,058,189	13,776,532
(-) Costos operativos	(31,669)	(32,619)	(33,598)	(34,606)	(35,644)	(36,713)	(37,815)	(464,973)
(-) Depreciaciones	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(1,996,920)
(+) Aporte de los accionistas	-	-	-	-	-	-	-	1,318,198
(+) Préstamo bancario	-	-	-	-	-	-	-	3,075,000
(-) Inversión inicial	-	-	-	-	-	-	-	(4,393,198)
(=) UAll	<u>769,490</u>	<u>788,149</u>	<u>807,186</u>	<u>826,606</u>	<u>846,418</u>	<u>866,628</u>	<u>887,246</u>	<u>11,314,639</u>
(-) Intereses	<u>(110,807)</u>	<u>(97,606)</u>	<u>(83,613)</u>	<u>(68,780)</u>	<u>(53,058)</u>	<u>(36,392)</u>	<u>(18,726)</u>	<u>(1,741,030)</u>
(=) UAI	<u>658,683</u>	<u>690,543</u>	<u>723,573</u>	<u>757,825</u>	<u>793,360</u>	<u>830,237</u>	<u>868,520</u>	<u>9,573,609</u>
(-) Impuestos (7%)	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(68,099)</u>	<u>(69,529)</u>	<u>(70,988)</u>	<u>(72,478)</u>	<u>(73,998)</u>	<u>(355,092)</u>
(=) Utilidad Neta	<u>658,683</u>	<u>690,543</u>	<u>655,474</u>	<u>688,297</u>	<u>722,372</u>	<u>757,759</u>	<u>794,522</u>	<u>9,218,517</u>

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 21
BALANCE GENERAL PROYECTADO (0-8 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
DESCRIPCIÓN	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Caja y bancos	209,200	790,765	1,239,876	1,707,230	2,189,008	2,689,789	3,207,794	3,743,371	4,296,875
Terrenos	855,798	855,798	855,798	855,798	855,798	855,798	855,798	855,798	855,798
Obra civil	263,600	263,600	263,600	263,600	263,600	263,600	263,600	263,600	263,600
Materiales eléctricos	645,600	645,600	645,600	645,600	645,600	645,600	645,600	645,600	645,600
Paneles fotovoltaicos	2,284,000	2,284,000	2,284,000	2,284,000	2,284,000	2,284,000	2,284,000	2,284,000	2,284,000
Estudios y licencias	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000
Depreciación acumulada	-	(133,128)	(266,256)	(399,384)	(532,512)	(665,640)	(798,768)	(931,896)	(1,065,024)
TOTAL ACTIVO	4,393,198	4,841,636	5,157,621	5,491,847	5,840,499	6,208,153	6,593,030	6,995,480	7,415,857
Préstamo por pagar	3,075,000	3,075,000	2,928,676	2,773,573	2,609,164	2,434,890	2,250,160	2,054,346	1,846,783
Capital contable	1,318,198	1,766,636	2,228,944	2,718,274	3,231,334	3,773,262	4,342,870	4,941,134	5,569,074
TOTAL PASIVO + CAPITAL	4,393,198	4,841,636	5,157,621	5,491,847	5,840,499	6,208,153	6,593,030	6,995,480	7,415,857

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 21 (...CONTINÚA)
BALANCE GENERAL PROYECTADO (9-15 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
DESCRIPCIÓN	9	10	11	12	13	14	15
Caja y bancos	4,868,669	5,459,123	6,000,514	6,559,896	7,137,629	7,734,084	8,349,637
Terrenos	855,798	855,798	855,798	855,798	855,798	855,798	855,798
Obra civil	263,600	263,600	263,600	263,600	263,600	263,600	263,600
Materiales eléctricos	645,600	645,600	645,600	645,600	645,600	645,600	645,600
Paneles fotovoltaicos	2,284,000	2,284,000	2,284,000	2,284,000	2,284,000	2,284,000	2,284,000
Estudios y licencias	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000	135,000
Depreciación acumulada	(1,198,152)	(1,331,280)	(1,464,408)	(1,597,536)	(1,730,664)	(1,863,792)	(1,996,920)
TOTAL ACTIVO	7,854,525	8,311,851	8,720,116	9,146,370	9,590,977	10,054,305	10,536,730
Préstamo por pagar	1,626,767	1,393,549	1,146,339	884,295	606,530	312,098	-
Capital contable	6,227,758	6,918,302	7,573,777	8,262,075	8,984,447	9,742,207	10,536,730
TOTAL PASIVO + CAPITAL	7,854,525	8,311,851	8,720,116	9,146,370	9,590,977	10,054,305	10,536,730

Fuente: Elaboración propia.

5.1.9 Tasa de Rendimiento Mínima Aceptable –TREMA–

La tasa de rendimiento mínima aceptada por los inversionistas (TREMA) para el porcentaje de capital que aportan es del 10.29% y se encuentra estructurada de la siguiente manera:

CUADRO 22
Cálculo de TREMA -Inversionistas

DESCRIPCIÓN	%
Tasa libre de riesgo	1.50%
Riesgo país	5.80%
Tasa de mercado	4.40%
Beta	1.3
Tasa promedio	2.10%
TOTAL	10.29%

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del del Capital Assets Price Model (CAPM) de Solectria

A la tasa de mercado se le resta la tasa promedio y el resultado es multiplicado por el beta. Al resultado obtenido de la operación anterior, se le suma la tasa libre de riesgo y el riesgo país, obteniendo como resultado una tasa de rendimiento mínima aceptable –TREMA– de 10.29%.

El criterio para el cálculo del Beta, considera que el mercado energético de Guatemala posee un Beta de 1.0, debido a que se encuentra fuertemente regulado y posee leyes específicas de generación, distribución y venta. En adición, se aumenta un 30% (0.3) derivado de las condiciones climáticas que posee Guatemala en relación con la radiación obtenida y las dos estaciones marcadas en el año (invierno y verano), según lo reflejan los estudios realizados por el Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología (INSIVUMEH), el Ministerio de Energía y Minas (MEM), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

(CNEE) y la Organización Mundial del Medio Ambiente (OMMA) a lo largo de los últimos veinte años.

5.1.10 Costo de Capital Promedio Ponderado –CCPP–

Existen dos fuentes de capital disponibles para la realización de la planta solar fotovoltaica, la primera fuente de capital es a través de un préstamo, el cual se otorga a una tasa del 6% anual, el préstamo es gestionado en dólares y es el equivalente al 70% de la inversión requerida, la otra fuente es la aportación por parte de los socios, los cuales contribuyen con el 30% de la inversión inicial; asimismo, los socios requieren una tasa de rendimiento por su aporte como mínimo de un 10.29% (TREMA), al efectuar el método de costos de capital promedio ponderado, resulta una tasa requerida de rendimiento para la opción de inversión de 7.29%, tal y como se detalla a continuación:

CUADRO 23
Costo de Capital Promedio Ponderado

Fuente de Financiamiento	Estructura del capital	% esperado	Tasa ponderada
Aporte de los socios	30.00%	10.29%	3.087%
Financiamiento externo	70.00%	6.00%	4.200%
COSTO DE CAPITAL PROMEDIO PONDERADO			7.29%

Fuente: Elaboración propia.

6. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para la evaluación financiera de una opción de inversión en energía renovable de fuente solar en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, es necesario utilizar herramientas de evaluación financiera tales como: Valor Actual Neto, VAN; Tasa Interna de Retorno, TIR; Relación Beneficio-Costo, B/C; Período de recuperación de la inversión; rentabilidad de la inversión, Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno.

6.1 Proyección de Flujo de Fondos Descontado del Proyecto

En el cuadro No. 24 se muestra la proyección de flujo de fondos descontado, la cual incluye el monto del préstamo bancario y monto del capital propio. Asimismo, muestra la información correspondiente a los ingresos y egresos de la operación de la planta solar fotovoltaica, durante los primeros quince años, los costos fiscales y de financiamiento, así como los flujos de efectivo que se generan.

La tasa de rendimiento mínima aceptable es del 7.29% que corresponde al Costo de Capital Promedio Ponderado (CCPP) calculado, derivado que para llevar a cabo la opción de inversión se poseen dos fuentes de ingresos: la primera es por financiamiento externo, a través de un préstamo bancario que cobra una tasa de interés del 6% y la segunda es por aportes de capital de los socios que esperan una Tasa de Rendimiento Mínima del 10.29%.

La proyección de flujo de fondos descontado del proyecto por un período de quince años, a una tasa de descuento del 7.29%, acorde al Costo de Capital Promedio Ponderado, tiene como resultado un Valor Actual de USD 4,762,748 y un Valor Actual Neto (VAN) de USD 3,444,550. La Tasa Interna de Retorno (TIR) es del 38.76%.

6.1.1 Proyección de Flujo de Fondos Descontado del Préstamo

Al recurrir a un préstamo bancario para financiar la opción de inversión, es necesario asumir el costo financiero que está asociado a todo proceso de otorgamiento de créditos, por tal motivo se muestra en el cuadro No. 25 el flujo neto de fondos correspondiente únicamente a la porción del financiamiento.

Para ello se utiliza como tasa de rendimiento mínima aceptable, la tasa de interés que cobra la institución bancaria que brinda el préstamo, la cual es del 6%. En este flujo neto de fondos no se incluyen aportes de capital de los inversionistas.

6.1.2 Proyección de Flujo de Fondos Descontado de los Inversionistas

Si la inversión inicial fueran aportes de los inversionistas, es decir, la opción de inversión se financiara con capital propio, es necesario calcular el rendimiento de la inversión y compararla con la tasa de rendimiento mínima aceptada por los inversionistas. En el cuadro No. 26 se detalla el flujo neto de fondos correspondiente cuando la inversión inicial es financiada con capital propio de los inversionistas.

Para ello se utiliza como tasa de rendimiento mínima aceptable, la tasa del 10.29%, la cual es la mínima requerida por los inversionistas en esta opción de inversión. En este flujo neto de fondos no se incluyen los fondos del préstamo bancario.

CUADRO 24
PROYECCIÓN FLUJO DE FONDOS DESCONTADO -PROYECTO (0-8 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

DESCRIPCIÓN	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingresos	-	791,065	805,685	824,699	839,920	859,742	877,810	896,252	915,075
(-) Costos operativos	-	(25,000)	(25,750)	(26,523)	(27,318)	(28,138)	(28,982)	(29,851)	(30,747)
(-) Depreciaciones	-	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)
(=) UAI	-	632,937	646,807	665,049	679,474	698,477	715,700	733,272	751,200
(-) Intereses	-	(184,500)	(184,500)	(175,721)	(166,414)	(156,550)	(146,093)	(135,010)	(123,261)
(=) UAI	-	448,437	462,307	489,328	513,060	541,927	569,607	598,263	627,939
(-) Impuestos (7%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Utilidad Neta	-	448,437	462,307	489,328	513,060	541,927	569,607	598,263	627,939
(+) Depreciaciones	-	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128
(-) Inversión inicial	(4,393,198)	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo bancario	3,075,000	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-	(146,324)	(155,103)	(164,409)	(174,274)	(184,730)	(195,814)	(207,563)
(=) Flujo de Fondos Anual	(1,318,198)	581,565	449,112	467,353	481,779	500,781	518,005	535,577	553,504
(=) Flujo de Fondos Acumulado	(1,318,198)	(736,633)	(287,522)	179,832	661,610	1,162,391	1,680,396	2,215,973	2,769,477

CCPP	7.29%	
VAN	4,762,748	3,444,550
TIR	38.76%	

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 24 (...CONTINÚA)
PROYECCIÓN FLUJO DE FONDOS DESCONTADO -PROYECTO (9-15 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

DESCRIPCIÓN	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15
Ingresos	934,287	953,897	973,911	994,340	1,015,190	1,036,470	1,058,189
(-) Costos operativos	(31,669)	(32,619)	(33,598)	(34,606)	(35,644)	(36,713)	(37,815)
(-) Depreciaciones	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)
(=) UAI	769,490	788,149	807,186	826,606	846,418	866,628	887,246
(-) Intereses	(110,807)	(97,606)	(83,613)	(68,780)	(53,058)	(36,392)	(18,726)
(=) UAI	658,683	690,543	723,573	757,825	793,360	830,237	868,520
(-) Impuestos (7%)	-	-	(68,099)	(69,529)	(70,988)	(72,478)	(73,998)
(=) Utilidad Neta	658,683	690,543	655,474	688,297	722,372	757,759	794,522
(+) Depreciaciones	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128
(-) Inversión inicial	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo bancario	-	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	(220,017)	(233,218)	(247,211)	(262,043)	(277,766)	(294,432)	(312,098)
(=) Flujo de Fondos Anual	571,794	590,454	541,391	559,381	577,734	596,455	615,552
(=) Flujo de Fondos Acumulado	3,341,271	3,931,725	4,473,116	5,032,498	5,610,231	6,206,686	6,822,239

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 25
PROYECCIÓN FLUJO DE FONDOS DESCONTADO -PRÉSTAMO BANCARIO (0-8 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

DESCRIPCIÓN	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingresos	-	791,065	805,685	824,699	839,920	859,742	877,810	896,252	915,075
(-) Costos operativos	-	(25,000)	(25,750)	(26,523)	(27,318)	(28,138)	(28,982)	(29,851)	(30,747)
(-) Depreciaciones	-	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)
(=) UAI	-	632,937	646,807	665,049	679,474	698,477	715,700	733,272	751,200
(-) Intereses	-	(263,592)	(263,592)	(251,049)	(237,753)	(223,660)	(208,721)	(192,886)	(176,100)
(=) UAI	-	369,345	383,215	414,000	441,721	474,817	506,979	540,386	575,099
(-) Impuestos (7%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Utilidad Neta	-	369,345	383,215	414,000	441,721	474,817	506,979	540,386	575,099
(+) Depreciaciones	-	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128
(-) Inversión inicial	(4,393,198)	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo bancario	4,393,198	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-	(209,050)	(221,593)	(234,889)	(248,982)	(263,921)	(279,756)	(296,541)
(=) Flujo de Fondos Anual	-	502,473	307,293	325,535	339,960	358,963	376,186	393,759	411,686
(=) Flujo de Fondos Acumulado	-	502,473	809,766	1,135,301	1,475,262	1,834,225	2,210,411	2,604,170	3,015,856

TASA DE INTERÉS	6.00%
VAN	3,869,888

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 25 (...CONTINÚA)
PROYECCIÓN FLUJO DE FONDOS DESCONTADO -PRÉSTAMO BANCARIO (9-15 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

DESCRIPCIÓN	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15
Ingresos	934,287	953,897	973,911	994,340	1,015,190	1,036,470	1,058,189
(-) Costos operativos	(31,669)	(32,619)	(33,598)	(34,606)	(35,644)	(36,713)	(37,815)
(-) Depreciaciones	<u>(133,128)</u>	<u>(133,128)</u>	<u>(133,128)</u>	<u>(133,128)</u>	<u>(133,128)</u>	<u>(133,128)</u>	<u>(133,128)</u>
(=) UAll	769,490	788,149	807,186	826,606	846,418	866,628	887,246
(-) Intereses	<u>(158,308)</u>	<u>(139,448)</u>	<u>(119,456)</u>	<u>(98,265)</u>	<u>(75,803)</u>	<u>(51,992)</u>	<u>(26,753)</u>
(=) UAI	611,182	648,701	687,729	728,341	770,615	814,636	860,493
(-) Impuestos (7%)	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(68,099)</u>	<u>(69,529)</u>	<u>(70,988)</u>	<u>(72,478)</u>	<u>(73,998)</u>
(=) Utilidad Neta	611,182	648,701	619,630	658,812	699,627	742,158	786,495
(+) Depreciaciones	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128
(-) Inversión inicial	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo bancario	-	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	<u>(314,334)</u>	<u>(333,194)</u>	<u>(353,185)</u>	<u>(374,377)</u>	<u>(396,839)</u>	<u>(420,650)</u>	<u>(445,889)</u>
(=) Flujo de Fondos Anual	<u>429,976</u>	<u>448,636</u>	<u>399,573</u>	<u>417,563</u>	<u>435,915</u>	<u>454,637</u>	<u>473,734</u>
Flujo de Fondos (=) Acumulado	<u>3,445,832</u>	<u>3,894,467</u>	<u>4,294,040</u>	<u>4,711,603</u>	<u>5,147,519</u>	<u>5,602,155</u>	<u>6,075,890</u>

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 26
PROYECCIÓN FLUJO DE FONDOS DESCONTADO -CAPITAL PROPIO (0-8 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

DESCRIPCIÓN	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingresos	-	791,065	805,685	824,699	839,920	859,742	877,810	896,252	915,075
(-) Costos operativos	-	(25,000)	(25,750)	(26,523)	(27,318)	(28,138)	(28,982)	(29,851)	(30,747)
(-) Depreciaciones	-	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)
(=) UAI	-	632,937	646,807	665,049	679,474	698,477	715,700	733,272	751,200
(-) Intereses	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) UAI	-	632,937	646,807	665,049	679,474	698,477	715,700	733,272	751,200
(-) Impuestos (7%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Utilidad Neta	-	632,937	646,807	665,049	679,474	698,477	715,700	733,272	751,200
(+) Depreciaciones	-	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128
(-) Inversión inicial	(4,393,198)	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo bancario	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(=) Flujo de Fondos Anual	(4,393,198)	766,065	779,935	798,177	812,602	831,605	848,828	866,400	884,328
(=) Flujo de Fondos Acumulado	(4,393,198)	(3,627,133)	(2,847,198)	(2,049,021)	(1,236,419)	(404,814)	444,014	1,310,414	2,194,742

TREMA	10.29%	
VAN	6,300,665	1,907,466
TIR	17.13%	

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 26 (...CONTINÚA)
PROYECCIÓN FLUJO DE FONDOS DESCONTADO -CAPITAL PROPIO (9-15 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

DESCRIPCIÓN	2025 9	2026 10	2027 11	2028 12	2029 13	2030 14	2031 15
Ingresos	934,287	953,897	973,911	994,340	1,015,190	1,036,470	1,058,189
(-) Costos operativos	(31,669)	(32,619)	(33,598)	(34,606)	(35,644)	(36,713)	(37,815)
(-) Depreciaciones	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)	(133,128)
(=) UAI	769,490	788,149	807,186	826,606	846,418	866,628	887,246
(-) Intereses	-	-	-	-	-	-	-
(=) UAI	769,490	788,149	807,186	826,606	846,418	866,628	887,246
(-) Impuestos (7%)	-	-	(68,099)	(69,529)	(70,988)	(72,478)	(73,998)
(=) Utilidad Neta	769,490	788,149	739,087	757,077	775,429	794,151	813,248
(+) Depreciaciones	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128	133,128
(-) Inversión inicial	-	-	-	-	-	-	-
(+) Préstamo bancario	-	-	-	-	-	-	-
(-) Abonos a capital	-	-	-	-	-	-	-
(=) Flujo de Fondos Anual	902,618	921,277	872,215	890,205	908,557	927,279	946,376
(=) Flujo de Fondos Acumulado	3,097,360	4,018,637	4,890,852	5,781,057	6,689,614	7,616,893	8,563,269

Fuente: Elaboración propia

6.2 Evaluación del Valor Actual Neto –VAN–

El Valor presente Neto del flujo de fondos proyectado, después de descontar los flujos de efectivo de cada año con base en la Tasa de Rendimiento Mínima Aceptada (TREMA), restar la inversión de los socios y tomar la tasa requerida para el proyecto, Costo de Capital Promedio Ponderado (CCPP), refleja un valor positivo de USD 3,444,550, lo que demuestra que la opción productiva es financieramente viable.

6.3 Evaluación de la Tasa Interna de Retorno –TIR–

La Tasa Interna de Rendimiento (TIR), al considerar los flujos de efectivo de cada año y la inversión inicial, el cálculo resultante es una tasa de 38.76%, la cual es mayor al costo de capital promedio ponderado (CCPP) que es de 7.29%, por lo tanto se demuestra la viabilidad financiera de la opción de inversión.

En el cuadro No. 27 se muestra los ingresos y egresos de la opción de inversión descontados con base en el Valor Actual Neto (VAN), para ello, a los flujos netos de fondos de cada año se le aplica la fórmula de $FNF / (1 - TREMA)$, esto lo que hace es traer al presente el flujo neto de fondos a la tasa requerida final, con base en estos datos se calcula el Índice de Rentabilidad, Período de recuperación y se establecen los flujos netos entre ingresos y egresos.

Los ingresos y egresos descontados de la opción de inversión se describen a continuación:

CUADRO 27
INGRESOS Y GASTOS DESCONTADOS (0-8 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

DESCRIPCIÓN	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Ingresos	3,075,000	737,315	699,918	667,756	633,871	604,745	575,500	547,665	521,174
(-) Costos y gastos	<u>(4,393,198)</u>	<u>(195,265)</u>	<u>(309,764)</u>	<u>(289,342)</u>	<u>(270,283)</u>	<u>(252,494)</u>	<u>(235,891)</u>	<u>(220,395)</u>	<u>(205,930)</u>
(=) VALOR ACTUAL NETO	<u>(1,318,198)</u>	<u>542,049</u>	<u>390,154</u>	<u>378,414</u>	<u>363,589</u>	<u>352,251</u>	<u>339,608</u>	<u>327,271</u>	<u>315,244</u>

Fuente: Elaboración propia

CUADRO 27 (...CONTINÚA)
INGRESOS Y GASTOS DESCONTADOS (9-15 AÑOS)
EXPRESADO EN USD

DESCRIPCIÓN	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos	495,961	471,964	449,126	427,389	406,703	387,014	368,277
(-) Costos y gastos	<u>(192,427)</u>	<u>(179,822)</u>	<u>(199,460)</u>	<u>(186,955)</u>	<u>(175,252)</u>	<u>(164,300)</u>	<u>(154,049)</u>
(=) VALOR ACTUAL NETO	<u>303,533</u>	<u>292,142</u>	<u>249,666</u>	<u>240,435</u>	<u>231,450</u>	<u>222,714</u>	<u>214,228</u>

Fuente: Elaboración propia

6.4 Evaluación de la Relación Beneficio Costo –B/C–

La evaluación de la relación Beneficio Costo (B/C) refleja que por cada unidad monetaria de inversión, se genera USD 1.45, es decir, cuarenta y cinco centavos de dólar adicionales, por ser mayor a 1, el índice demuestra que los socios obtienen la tasa de rendimiento requerida, más un beneficio adicional de cuarenta y cinco centavos por cada dólar invertido.

Cuadro 28
Relación Beneficio / Costo
Expresado en USD

DESCRIPCIÓN	TOTAL
TOTAL INGRESOS	11,069,377.13
TOTAL COSTOS	7,624,827.02
BENEFICIO/COSTO	1.45

Fuente: Elaboración propia

6.5 Evaluación del Período de Recuperación de la Inversión

El criterio más utilizado para medir la liquidez de una inversión es su período de recuperación, el cual se describe como el plazo de tiempo que transcurre hasta que la inversión se paga a sí misma. Una opción de inversión tendrá mayor liquidez, cuanto menor sea el período de recuperación.

El período de recuperación de la inversión inicial de la planta solar fotovoltaica es de 3 años con 8 días, tal y como se detalla a continuación:

Cuadro 29
Período de Recuperación
Expresado en USD

AÑO	BENEFICIOS	ACUMULADO	INVERSIÓN	
0	-	-	(1,318,198)	
1	542,049	542,049	(776,149)	
2	390,154	932,203	(385,995)	
3	378,414	1,310,618	(7,581)	3 Años
4	363,589	1,674,206	356,008	

(7,581)	12	0.25	Meses
363,589			

0.25	30	8	Días
------	----	---	------

Fuente: Elaboración propia

6.6 Evaluación de la Rentabilidad de la Inversión

Se entiende como rentable aquella inversión en la que el valor de los rendimientos que proporciona es superior al de los recursos que utiliza.

La evaluación de la rentabilidad de la inversión refleja que por cada unidad monetaria de inversión, se genera USD 3.61, es decir, USD 2.61 de utilidad adicional, por ser mayor a 1, el índice demuestra que los socios obtienen las utilidades requeridas para recuperar la inversión inicial, más una utilidad adicional de dos dólares con sesenta y un centavos por cada dólar invertido.

Cuadro 30
Rentabilidad de la Inversión
Expresado en USD

DESCRIPCIÓN	TOTAL
TOTAL BENEFICIOS	4,762,748
TOTAL INVERSIÓN	1,318,198
RENTABILIDAD	3.61

Fuente: Elaboración propia

6.7 Análisis de Resultados de la Evaluación Financiera

El análisis de los resultados de la evaluación financiera de la opción de inversión en energía renovable de fuente solar en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, se presenta en el siguiente cuadro resumen:

Cuadro 31
Resumen de los Resultados de la Evaluación Financiera

ELEMENTOS	RESULTADO
Inversión Inicial	USD 4,393,198
Financiamiento Externo	USD 3,075,000
Capital Propio	USD 1,318,198
Tasa de Rendimiento Mínima Aceptable (TREMA)	10.29%
Tasa de Interés Bancaria	6.00%
Costo de Capital Promedio Ponderado	7.29%
Valor Actual Neto (VAN)	USD 3,444,550
Tasa Interna de Retorno (TIR)	38.76%
Relación Beneficio Costo	USD 1.45
Rentabilidad de la Inversión	USD 3.61
Período de Recuperación	3 Años y 8 Días

Fuente: Elaboración propia

6.8 Análisis de Riesgos de la Inversión

El análisis de riesgos de la inversión se realiza a través del análisis de sensibilidad. En el cuadro 39 Análisis de Sensibilidad, muestra porcentajes de rentabilidad requeridos y valores presentes netos que reflejan que con un porcentaje mayor o igual a 39% de costo, la opción de inversión no es viable. Con un porcentaje menor a 39%, el proyecto es viable y se puede implementar. Se tiene un margen entre menor a 10% de costo de capital a un 38% para que el inversionista establezca la opción que sea más atractiva.

Cuadro 32
Análisis de Sensibilidad
Expresado en USD

COSTO DE CAPITAL	VPN
5%	4,240,106
10%	2,708,155
15%	1,748,317
20%	1,116,237
25%	680,917
30%	368,932
35%	137,383
38%	25,769
39%	(7,809)
40%	(39,778)

Fuente: Elaboración propia

6.9 Evaluación del Financiamiento

Con el fin de evaluar diferentes opciones de financiamiento, se plantean tres posibles escenarios:

6.9.1 Flujo Neto de Fondos con Préstamo y Capital Propio

El cuadro No. 24 muestra el flujo neto de fondos que incluye el préstamo bancario correspondiente al 70% de la inversión inicial y el capital propio que corresponde al 30% de la inversión inicial. La tasa de rendimiento mínima aceptable es de 7.29% con base en el Costo de Capital Promedio Ponderado.

El análisis de flujos netos de fondos refleja una TIR positiva del 38.76%, un VAN positivo del USD 3,444,550, y la recuperación del capital propio se obtiene en tres años y ocho días en base a los flujos netos aplicando la tasa de rendimiento mínima aceptable.

6.9.2 Flujo Neto de Fondos con Préstamo Bancario

El cuadro No. 25 muestra el flujo neto de fondos que incluye únicamente el préstamo bancario, al existir solo una fuente de capital la cual es por un préstamo, la tasa de rendimiento mínima aceptable se considera el 6% que equivale a la tasa de interés que cobra la entidad bancaria.

El análisis de esta opción se realiza con base en los ingresos y egresos de flujos de efectivo, por lo que considerando la tasa mínima requerida, se obtiene un VAN positivo de USD 3,869,888, la TIR no fue posible calcularla en vista que no existe aportación de capital propio, lo que implica al tener un VAN positivo, es que tiene el valor que trata de calcular la TIR y no es posible por los valores positivos que genera el proyecto.

Esta opción da a conocer un apalancamiento total y generación de utilidades, intereses para pagar el préstamo, por lo que para el inversionista esta sería la mejor opción, en vista de que no existe recuperación de capital propio y desde el principio hay factibilidad.

La recuperación de la inversión se realiza en aproximadamente 15 años, ya que hasta ese año se termina de pagar el préstamo bancario, por lo que a partir del

año 16 de operación el flujo está libre del pago intereses y amortización de préstamos.

6.9.3 Flujo Neto de Fondos con Capital Propio

El cuadro No. 26 muestra el flujo neto de fondos que incluye únicamente el capital propio, al existir solo una fuente de capital, la cual proviene de la aportación de los socios, la tasa de rendimiento mínima aceptable es la TREMA calculada, la cual es de 10.29%.

En el flujo neto de fondos de esta opción se tienen los ingresos y egresos de flujos de efectivo descontados a la tasa de rendimiento mínima aceptada (TREMA), la cual es del 10.29%, debido a que no existe otra fuente de capital, solo la aportación de los socios.

En esta opción el VAN, al restar la inversión inicial da un valor positivo de USD 1,907,466, por lo aún es factible la opción en éste escenario, al aportarse el 100% de la inversión inicial; sin embargo, el VAN es mucho menor al del escenario que incluye préstamo bancario y capital propio. Además, la inversión inicial, al ser ésta aportada al 100% de los inversionistas, se recupera en 9 años y 3 meses, lo cual demuestra la importancia del apalancamiento financiero. El resultado de la TIR es positivo equivalente al 17.13%, la cual es una tasa superior a la tasa de rendimiento mínima aceptada por los inversionistas.

El resumen de los tres escenarios mencionados anteriormente, se muestra a continuación:

Cuadro 33
Resumen de los Resultados de la Evaluación Financiera
Expresado en USD

ELEMENTOS	PRÉSTAMO Y CAPITAL PROPIO	PRÉSTAMO BANCARIO	CAPITAL PROPIO
Inversión Inicial	4,393,198	4,393,198	4,393,198
Financiamiento Externo	3,075,000	4,393,198	-
Capital Propio	1,318,198	-	4,393,198
TREMA	10.29%	-	10.29%
Tasa de Interés Bancaria	6.00%	6.00%	-
CCPP	7.29%	-	-
Valor Actual Neto (VAN)	3,444,550	3,869,888	1,907,466
Tasa Interna de Retorno (TIR)	38.76%	-	17.13%
Relación Beneficio Costo	1.45	1.42	1.40
Rentabilidad de la Inversión	3.61	0.88	1.43
Período de Recuperación	3 Años	15 Años	9 Años

Fuente: Elaboración propia

6.9.4 Escenario de Financiamiento Óptimo

Con base en los escenarios realizados, se considera que lo más conveniente para el inversionista es la opción detallada en los cuadros 27 y 28, Proyección de Flujo Neto de Fondos Descontado del Proyecto, en dicho escenario la recuperación de capital propio se realiza en 3 años con días, el flujo de fondos generado es suficiente para amortizar el préstamo bancario y el pago de intereses, sin olvidar que se obtienen beneficios positivos desde el inicio.

Se descarta la opción de obtener un préstamo bancario para sufragar el 100% de la inversión inicial debido a que las instituciones bancarias del sistema nacional tienen como política financiar hasta el 70% de las opciones de inversión presentadas por sus clientes, con el objeto de minimizar el riesgo insolvencia para realizar el pago de intereses y amortizaciones del préstamo.

7. EVALUACIÓN DE GESTIÓN AMBIENTAL DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para verificar la viabilidad de la opción de inversión de energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala es muy importante realizar una evaluación de la gestión ambiental⁶ con el objeto de prevenir impactos adversos en el medio ambiente y en la vida de los seres humanos.

7.1 Evaluación del Impacto Ambiental

Para evaluar el impacto ambiental de una opción de inversión en una planta de producción de energía limpia se inicia con la identificación de las cualidades del entorno del terreno donde se ha planificado instalar el sistema de celdas fotovoltaicas. Es muy sabido por los consultores en el tema ambiental que el componente de la identificación de impactos reviste de gran importancia en este tipo de instrumentos por lo tanto se evaluaron los impactos ambientales potenciales que pudieran ser generados durante las diferentes etapas del proyecto.

Se identificaron los impactos potenciales del proyecto y a partir de esa identificación se plantearon las medidas de mitigación. Como parte de la metodología se elaboraron matrices causa-efecto que permiten dar una valoración cualitativa-cuantitativa de los impactos identificados de acuerdo con la atribución de los grados de importancia en las fases de construcción del campo de celdas fotovoltaicas, de operación y el eventual cierre.

Con el propósito de tener un límite geográfico donde realizar los estudios, se delimitó el área de influencia directa del proyecto, siendo ésta la zona donde los impactos ambientales potenciales derivados de las actividades del proyecto,

⁶ Congreso de la República de Guatemala. Decreto No. 68-86 Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente. Guatemala, 1986.

ocurrirían al mismo tiempo y en el mismo lugar, siendo para este caso el terreno donde se instalarán las celdas fotovoltaicas, el límite sur donde existen una hondonada con algunas plantas herbáceas y los linderos al norte y oeste donde hay casas de habitación.

El área de influencia directa abarca los sitios donde se realizarán los trabajos de colocación de las celdas, los accesos por donde se llevarán los insumos, materiales y artefactos que se usarán en la construcción los cuales son caminos asfaltados.

Por su parte, el área de influencia indirecta es la zona donde podrían ocurrir impactos derivados del proyecto, pero que es diferente a aquella donde se realizan las acciones propiamente y esta área puede estar constituida por la aldea Cerro Gordo.

Para desarrollar esta sección y correlacionar los posibles impactos del proyecto con respecto a los elementos del medio ambiente que podrían ser afectados se elaboraron matrices para su valoración. Se analizaron las diferentes etapas, las cuales están conformadas por las acciones a desarrollar durante la construcción, la operación y abandono del sitio.

Las matrices causa-efecto⁷ usadas para la identificación y ponderación de impactos de acuerdo a los diferentes elementos del ambiente considerados con respecto a las acciones del proyecto que se han planificado, se describen a continuación:

⁷ Matrices Causa-Efecto Guía, suministradas por el Ministerio de Ambiente y Recursos Renovables (MARN), las cuales son acorde a los requerimientos del Decreto No. 68-86 del Congreso de la República de Guatemala denominado “Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente”.

CUADRO 34
MATRIZ DE IMPACTOS EN LA ETAPA DE LA CONSTRUCCIÓN

MATRIZ DE IMPACTOS		CONSTRUCCIÓN DE CELDAS FOTOVOLTAICAS						
FACTORES AMBIENTALES	EVALUACIÓN	Ocurrencia SI / NO	Significancia (+) / (-)	Inmediatez	Momento	Persistencia	Recuperación	Magnitud (1) / (10)
	ECOLOGIA/AIRE	Radiación	SI	(+)	Directo	Largo	Permanente	
Humo		NO						
ECOLOGIA/AIRE	Desbroce	NO						
	Flora y Fauna	NO						
	Paisaje	SI	(-)	Directo	Largo	Permanente	Recuperable	2
SUELO	Erosión	NO						
	Desechos Sólidos	NO						
	Valor de la Tierra	SI	(+)	Directo	Largo	Permanente		5
RUIDOS	Excavación y Soportes	SI	(-)	Directo	Corto	Temporal	Recuperable	1
	Armado de Celdas	NO						
SOCIO ECONÓMIC O	Bajo Costo en Energía	SI	(+)	Directo	Largo	Permanente	Recuperable	10
	Desplazamiento	NO						
	Empleo	SI	(+)	Directo	Corto	Temporal		10
	Calidad de Vida	SI	(+)	Directo	Corto	Temporal		10

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del Estudio de Impacto Ambiental realizado por ECOSISA y aprobado por el MARN

CUADRO 35
MATRIZ DE IMPACTOS EN LA ETAPA DE LA OPERACIÓN

MATRIZ DE IMPACTOS		OPERACIÓN DE CELDAS FOTOVOLTAICAS								
ELEMENTOS DEL AMBIENTE	EVALUACIÓN		Ocurrencia	Significancia	Inmediatez	Momento	Persistencia	Reversibilidad	Recuperación	Magnitud
			SI / NO	(+) / (-)						(1) / (10)
ELEMENTOS DEL AMBIENTE	AIRE	Radiación	SI	(+)						
		Polvo	NO							
		Humo	NO							
	ECOLOGIA	Desbroce	NO							
		Perturbación Flora y Fauna	NO							
		Inundación	NO							
	SUELO	Erosión	NO							
		Deslizamiento	NO							
		Sísmica	SI	(-)	Directo	Corto	Temporal	Reversible	Recuperable	1
		Falla Geológica	NO							
	RUIDOS	Maquinaria	NO							
		Movimiento de Vehículos	SI	(-)	Directo	Mediano	Permanente	Reversible	Recuperable	1
	DESECHOS SOLIDOS	Movimiento de Tierra	NO							
		Campamento	NO							
	SOCIAL	Empleo	SI	(+)	Directo	Largo	Permanente			10
		Calidad de Vida	SI	(+)	Directo	Largo	Permanente			10

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del Estudio de Impacto Ambiental realizado por ECOSISA y aprobado por el MARN

7.1.1 Identificación y Valoración de Impactos Ambientales

En el caso de las celdas fotovoltaicas, se trata esencialmente de la instalación de un sistema de captación de la radiación solar para convertirla en energía eléctrica, identificando que los impactos, si ocurrieran, serían principalmente cerca del sitio del emplazamiento.

Los posibles impactos ambientales que se identificaron podrían ocurrir durante la construcción, pues en esta etapa habrá movilización de materiales y equipos así como la construcción de algunas obras de apoyo como es el caso de la casa para la operación y mantenimiento del complejo. Las causas principales de los impactos que se relacionan con la construcción del sistema incluyen las siguientes:

- a) Limpieza del terreno
- b) La nivelación y compactación del terreno
- c) El transporte de los materiales y equipos
- d) Construcción de cimientos y la colocación de los soportes

El análisis de los posibles impactos a los recursos naturales se detalla a continuación:

Aire:

No se producirán emisiones a la atmósfera de ningún tipo y en cuanto al ruido, el sistema fotovoltaico es absolutamente silencioso, lo que representa una clara ventaja frente a los generadores de motor, especialmente cuando existen viviendas en los alrededores.

El transporte de materiales y equipos producirán un poco de ruido.

Para los impactos al aire se proponen medidas de mitigación:

1. Las pequeñas máquinas y vehículos que se usen tendrán motores afinados.
2. Los camiones que transporten materiales y suministros e insumos se taparán con lona.

Suelo:

En este tipo de proyectos el único movimiento de tierras es durante la excavación de agujeros para colocar los soportes de los paneles fotovoltaicos, el que se hará con herramientas manuales, se producirá muy poca cantidad de polvo y el ruido será menor de 60 dB (A).

Para los impactos al suelo se proponen medidas de mitigación:

1. El material sobrante de cortes y excavación se usará como relleno al sur del terreno.

Agua:

Como parte de las actividades de construcción no se realizarán trabajos cerca de ningún cuerpo de agua. No se producirá ningún tipo de alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.

Durante la construcción no se requerirá grandes volúmenes de agua, solamente se usará un poco de este líquido para el fraguado del concreto durante la colocación de los soportes, pero esta será acarreada de otro sitio y llevada en pequeñas cisternas al sitio de trabajo.

Existe el riesgo de que los trabajadores en los sitios de trabajo pudieran hacer sus necesidades fisiológicas al aire libre lo que podría contaminar las fuentes de agua.

Para los impactos al agua se proponen medidas de mitigación:

1. Se contratarán letrinas portátiles para uso de los trabajadores durante la construcción.

Flora y Fauna:

Durante la etapa de la construcción, el principal impacto podría ser el corte de vegetación. En el sitio destino únicamente habrá que recortar algunas malezas que han crecido con el pasar del tiempo.

En los terrenos aledaños al sitio y sus alrededores no existen especies de flora o fauna que estén protegidas o que aparezcan en los listados de la Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres (por sus siglas en inglés –CITES) o del Consejo Nacional de Áreas Protegidas (CONAP). Por lo tanto puede concluirse en que la realización de éste proyecto no causará impactos negativos a los recursos de flora y fauna.

Como un aporte a los recursos naturales en abono a las ventajas de este tipo de proyectos, se puede decir, que la energía solar fotovoltaica representa la mejor solución para aquellos lugares a los que se quiere dotar de energía eléctrica preservando las condiciones del entorno; como es el caso de los espacios naturales protegidos.

Paisaje:

Los paneles solares tienen distintas posibilidades de integración, lo que hace que sean un elemento fácil de integrar y armonizar en diferentes tipos de estructuras, minimizando su impacto visual. Además, al tratarse de sistemas autónomos, no se altera el paisaje con postes y líneas eléctricas.

7.1.2 Análisis de los Posibles Impactos Durante la Etapa de Abandono

Durante acciones de demolición pueden ocurrir impactos al suelo y el arrastre de materiales a la parte baja del terreno.

Podrían quedar elementos estructurales abandonados, acumulación de material demolido o fuera de uso.

Se proponen las siguientes medidas de mitigación:

1. El desmantelamiento de equipos se hará guardando las respectivas medidas de seguridad y evitando la producción de materiales de arrastre.
2. Se procederá a la limpieza de los sitios donde se realicen actividades de desmantelamiento de estructuras y otros componentes del proyecto.

7.2 Evaluación de Niveles de Riesgo Ambientales y en Seres Humanos

La generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que favorezcan el efecto invernadero.

En cuanto al riesgo de electrocución, los inversionistas del proyecto están comprometidos para hacer cumplir las normas técnicas establecidas para reducir este peligro.

Los proyectos de generación de energía eléctrica crean campos electromagnéticos. Es importante señalar que con respecto a este tema, aún en la actualidad, la comunidad científica no ha llegado a ningún consenso en cuanto a las respuestas biológicas específicas a la fuerza electromagnética; sin embargo, se mantiene el criterio de que puede haber riesgos para la salud.

Se sabe que existe electromagnetismo pero no se conocen con certeza sus efectos sobre la salud humana. De acuerdo a las mediciones realizadas en otros proyectos de transmisión de similares características, la intensidad del campo magnético generado por la misma, se espera incremente en un máximo del cinco

por ciento (5%) del campo electromagnético natural de la zona, valor que está muy por debajo de las regulaciones de los países industrializados.

Para los impactos a la salud y la seguridad, se proponen las siguientes medidas de mitigación:

1. Los trabajadores en campo usarán el equipo adecuado y según la tarea que tengan asignada, consistente en casco, guantes, botas con punta de acero y los equipos necesarios para un desempeño seguro.
2. Para evitar y prevenir daños a la salud de los trabajadores, las maniobras, en especial de carga y descarga de cables y equipos electromecánicos, se realizarán de forma correcta y con los medios adecuados. En este caso el contratista será responsable de los materiales que reciba y establecerá uno o varios almacenes en obra, debiendo comunicar su emplazamiento y mantener en condiciones de seguridad el material recibido.
3. Durante la instalación de conductores y de cables, estos se conectarán a tierra para evitar daños causados por las descargas eléctricas. El contratista será responsable por la perfecta ejecución de la puesta a tierra y deberá indicar los puntos donde se hayan puesto a modo de permitir la remoción antes de poner en servicio el proyecto.
4. El supervisor de seguridad industrial dará charlas sobre la importancia de tomar todas las medidas de seguridad, según las normas establecidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

El campo fotovoltaico a instalarse en Jutiapa será de pequeño tamaño, por lo que el uso del suelo necesario para instalar el sistema, no representa una cantidad significativa como para producir un grave impacto. La energía solar fotovoltaica al igual que otras energías renovables, constituye frente a los combustibles fósiles,

una fuente inagotable de energía, contribuye al autoabastecimiento energético nacional y por lo tanto social, con un impacto comparativamente mucho menor que las fuentes convencionales de energía.

La creación de empleos directos e indirectos se considera como impacto positivo, así como la propia demanda de bienes y servicios, tanto a nivel local como regional.

Cuando el proyecto entre a operar se tendrán que realizar acciones de mantenimiento y reparación. Se realizarán actividades de mantenimiento y reparación de equipos y eventualmente a estructuras de las celdas fotovoltaicas.

En relación a la seguridad vial, se implementará señalización y protecciones de obras con dispositivos de protección en obras donde se realicen actividades de instalación y mantenimiento, especialmente como prevención para las personas ajenas al proyecto que vivan por el sector.

El tiempo de empleo de estas señales será transitorio y los dispositivos necesarios se colocarán antes de iniciar cualquier trabajo y serán retirados inmediatamente después de haber terminado.

La síntesis de evaluación de impactos se describe en el cuadro 36 siguiente.

CUADRO 36
SÍNTESIS DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS

ELEMENTO AMBIENTAL	CLASIFICACIÓN DE IMPACTOS		
	POSITIVOS	NEGATIVOS	COMENTARIOS
AIRE		Ruido en el transporte de materiales y equipos	No será significativo. Poca población en el área de influencia directa
SUELO	Uso apropiado del suelo y mejoramiento de caminos de acceso	Excavaciones para colocación de postes	El material será utilizado en el relleno de agujeros
FLORA	Jardinización alrededor del campo de celdas	Remoción de algunas herbáceas en la construcción	Se cortará sólo la flora necesaria que favorezca la seguridad del proyecto
FAUNA	No fauna en el sitio	Ningún tipo de impacto	
SOCIAL	Empleos directos e indirectos en todas las fases	Posible exposición a campos electromagnéticos	Los trabajadores utilizarán equipo adecuado y monitoreo de campos electromagnéticos
PAISAJE	No hay alteración al paisaje	Los campos de celdas fotovoltaicas se integran al paisaje	El sitio ya está muy intervenido

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del Estudio de Impacto Ambiental realizado por ECOSISA y aprobado por el MARN

CONCLUSIONES

1. La evaluación financiera y ambiental, de la opción de inversión en la generación de energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, determinan que es viable, según lo demuestran los resultados del Valor Actual Neto, VAN; Tasa Interna de Retorno, TIR; Relación Beneficio-Costo, B/C; Período de recuperación de la inversión; rentabilidad de la inversión; análisis de riesgo de la inversión; y, el análisis del impacto ambiental.
2. La inversión inicial en capital de trabajo y adquisición de equipo y paneles fotovoltaicos, para la generación de energía renovable de fuente solar en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, es de USD4,393,198, la cual será financiada en un 70% con un préstamo bancario y el 30% con fondos propios de los inversionistas, debido a que las instituciones bancarias únicamente financian hasta el 70% de la inversión inicial y tienen como requisito que el 30% de la misma sea financiada como fondos propios de los inversionistas.
3. Los ingresos proyectados por ventas de Generación de una planta de energía renovable de fuente solar, son de USD 13,776,532, en tanto que los egresos por gastos de mantenimiento e impuestos, ascienden a USD 5,636,095, durante un período de quince años.
4. El flujo acumulado neto de fondos, proyectado para los próximos quince años de la planta de energía renovable de fuente solar, es de USD 8,140,437.
5. La tasa de rendimiento mínima aceptable (TREMA) requerida por los inversionistas de es de 10.29%.

6. El flujo de fondos descontado de la proyección a quince años de la inversión de energía renovable de fuente solar, es de USD 4,762,748.
7. Los resultados de las herramientas de evaluación financiera de la inversión de energía renovable de fuente solar en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, son los siguientes: El valor actual neto (VAN) es de USD 3,444,550; la tasa interna de retorno (TIR) es del 38.76%; la relación beneficio costos es de 1.45, el rendimiento de la inversión es del 361% y la recuperación de la inversión es en 3 años con 8 días.
8. El análisis de sensibilidad, muestra los porcentajes de rentabilidad requeridos y valores presentes netos que reflejan que con un porcentaje mayor o igual a 39% de costo, la opción de inversión no es viable. Con un porcentaje menor a 39%, el proyecto es viable y se puede implementar.
9. La evaluación de la gestión ambiental para la generación de energía solar fotovoltaica, para el departamento de Jutiapa, determinó que los riesgos de contaminación son mínimos, en el aire, suelo, flora y fauna, agua, ecología y los seres humanos, por lo que se recomienda su implementación.
10. La energía solar tiene dos grandes ventajas frente a los combustibles fósiles. La primera es el hecho de que es renovable e inagotable. La segunda ventaja su efecto favorable sobre el medio ambiente. Mientras que la quema de combustibles fósiles presenta muchos contaminantes nocivos a la atmósfera y contribuye a los problemas ambientales como el calentamiento global y la lluvia ácida, la energía solar es totalmente no contaminante.

RECOMENDACIONES

1. Realizar la inversión para la generación de energía renovable de fuente solar fotovoltaica en el departamento de Jutiapa de la República de Guatemala, en vista de que se comprobó su viabilidad financiera y ambiental.
2. Se recomienda monitorear los constantes cambios en materia tecnológica fotovoltaica, a fin de conseguir beneficios ecológicos aún más positivos que permitan el desarrollo de la industria de energía renovable solar fotovoltaica en el territorio nacional.
3. En vista de que la legislación permite varios escenarios para la venta de energía por un Generador Distribuido Renovable (GDR), en contratos a largo plazo, en licitaciones, en contratos directos con un gran usuario, o en contratos con comercializadoras, se recomienda la venta de energía por contratos a largo plazo de licitación, debido a que es el escenario más atractivo y seguro para la venta de energía de fuente solar fotovoltaica.
4. Utilizar financiamiento externo en un 70% para el desarrollo de la planta de generación de energía de fuente solar, en vista de que las entidades bancarias no realizan préstamos por el 100% de la inversión.
5. Se recomienda evaluar la posibilidad de realizar la compra de los paneles fotovoltaicos directamente a empresas fabricantes en China, con el objeto de obtener un buen precio y minimizar los costos de la inversión inicial.
6. Debido a la ubicación geográfica que posee Guatemala en el planeta, y específicamente el departamento de Jutiapa, la posición del sol no cambia drásticamente, por lo que se recomienda utilizar paneles solares fijos, evitando consumo adicional de energía en el movimiento de los ejes de cada panel solar.

7. Como parte de la proyección social, se recomienda desarrollar un plan de educación en energía renovable que permita visitas a la planta solar fotovoltaica y que conozcan su armonía con el medio ambiente, tomando en cuenta que su fuente primaria de energía es el sol y no produce daños colaterales a los seres humanos.
8. Para prever cambios en la matriz energética para la estabilización de precios de la energía eléctrica a partir del 2019, se recomienda que el desarrollo y puesta en operación de la opción de inversión en energía renovable de fuente solar fotovoltaica, SOLEIL FV 2.5 MW se aproveche el margen de tiempo hasta el año 2018, para ganar competitividad en el precio de venta de energía.
9. Realizar un estudio de prefactibilidad técnica, legal, administrativo y mercadológico.

BIBLIOGRAFÍA

1. Codeso. Energía Solar Fotovoltaica y Térmica. (en línea). Ecuador. Consultado el 15 de septiembre 2013. Disponible en: <http://www.codeso.com>
2. Cohen Detlefsen, Eduardo. Uso y diseño de la energía solar en ingeniería. Tesis. Ingeniería. USAC. 1994.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Mercado energético. (en línea). Guatemala. Consultado el 20 de septiembre 2013. Disponible en: <http://www.cenn.gob.gt>
4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE - . Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable – NTGDR – y Usuarios Auto productores con Excedentes de Energía. Guatemala, 24 de octubre de 2008.
5. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Tarifa de Consumo Eléctrico. Resolución CNEE 18 -2005. Guatemala 31 de enero de 2005.
6. Congreso de la República de Guatemala. Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, (Decreto No. 68- 86).
7. Consernegy Biotek. Energía eléctrica solar. (en línea). USA. Consultado el 14 de septiembre 2013. Disponible en: <http://www.consernegybiotek.com>
8. Dirección General de Energía. Guía para la Presentación de Solicitudes y Autorización Definitiva para Utilizar Bienes de Dominio Público para la Instalación de Centrales Generadoras de Energías Renovables no Tradicionales.
9. European Communities. "A vision for Photovoltaic Technology". Bélgica, 2005.
10. López Lara, Alfredo Germán. Bravo, Isidoro Lillo. Ruíz Hernández, Valeriano. Sodean, "Instalaciones Fotovoltaicas". Madrid 2001.

11. Márquez Alonso. Era Solar “Sistemas fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica”. Madrid, 2001.
12. Martín Angelaccio, Carlos. Evaluación de Impacto Ambiental. Universidad Nacional de la Plata. Buenos Aires, Argentina 2005. 44 páginas.
13. Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Energía. Decreto Número 52-2003. Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable. Acuerdo Gubernativo No. 211-2005. Reglamento de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable.
14. Ministerio de Energía y Minas. Reglamento de la ley General de Electricidad. Acuerdo Gubernativo No. 256-97. Guatemala, 21 de marzo de 1,997.
15. Ministerio de Energía y Minas. Reglamento Orgánico Interno del Ministerio de Energía y Minas. Acuerdo Gubernativo No. 620-2003-86 y Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96)
16. Ministerio de Energía y Minas. Vice-ministerio del Área Energética. (en línea). Guatemala. Consultado el 18 de septiembre 2013. Disponible en: [http://www.mem.gob.gt/viceministerio -del-área-energetica](http://www.mem.gob.gt/viceministerio-del-área-energetica)
17. Ruíz Martínez, Marcel. Administración Financiera I. Universidad del Valle de México. 2009. 4 páginas.
18. Sapag Nassir & Reinaldo Sapag. Preparación y Evaluación de Proyectos. Segunda edición en español. Mcgraw-Hill Interamericana de México, S. A. de C. V. México 1890. 388 páginas.
19. Scarpellini, Sabina. Análisis de Viabilidad Económico-Financiero de un Proyecto de Energías Renovables. Prensas Universitarias de Zaragoza. España. 2009. 130 páginas.
20. Scott Besley & Eugene F. Brigham. Fundamentos de la Administración financiera. catorceava edición. Cengage Learning Editores. Octubre 2008. 834 páginas.

ANEXOS

ANEXO I
BOLETA DE ENTREVISTA
REQUERIMIENTOS TÉCNICOS PARA UNA PLANTA SOLAR
ENTREVISTA REALIZADA A PERSONAL DE GRUPO COBRA GUATEMALA

1. ¿Cuántos metros cuadrados debe tener el terreno para la planta?
2. ¿Cuál es la pendiente ideal que debe tener el terreno seleccionado?
3. ¿Cuántos paneles solares se deben instalar?
4. ¿Cuántas series de paneles solares es necesario instalar?
5. ¿Cuántos paneles solares debe tener cada serie?
6. ¿Cuál debe ser la potencia ideal de los paneles solares?
7. ¿Cuál es la vida útil promedio de los paneles solares?
8. ¿Cuántos inversores se deben instalar en la central solar?
9. ¿Cuál es la potencia de cada inversor a instalar?
10. ¿Qué tipo de estructura fija se debe instalar para los paneles solares?
11. ¿Cuántos paneles solares se deben instalar en cada estructura?
12. ¿Cuál es la profundidad recomendada para la instalación de las estructuras?
13. ¿Cuál es la intensidad de los cables de conexión?
14. ¿Cuál es el parámetro de la caída de tensión?
15. ¿Qué tipo de cables de conexión se deben instalar?
16. ¿Cuál es la temperatura máxima que deben soportar los cables de conexión?

17. ¿Cuál es el período de vida útil de los cables a instalar?
18. ¿Qué tipo de conductores se debe utilizar para la instalación?
19. ¿Se necesitan fusibles de seguridad?
20. ¿Cuántos metros de cable se necesitan para la central solar?
21. ¿Qué tipo de sub-estación se recomienda para la central solar?
22. ¿Qué interruptores se utilizarán?
23. ¿Cuál es el voltaje de salida de los inversores?
24. ¿Qué tipo de obras civiles se necesitan en la central solar?
25. ¿Cómo funciona el monitoreo por internet?
26. ¿Se pueden monitorear los parámetros meteorológicos?
27. ¿Qué son protecciones eléctricas?
28. ¿Cómo se reducen las cargas estáticas?
29. ¿Cómo se entregará la energía a la red pública?
30. ¿Cuántos megavatios se pueden generar en la planta solar?
31. ¿Cuál es el porcentaje de pérdida en la generación de energía?
32. ¿Cuál es el porcentaje de pérdida en la eficiencia de los paneles solares?
33. ¿Cuál es el período de vida útil de los equipos a instalar?
34. ¿se puede optar a beneficios fiscales?

ANEXO II
BOLETA DE ENTREVISTA
CARACTERÍSTICAS DE LOS PANELES SOLARES
ENTREVISTA REALIZADA A PERSONAL DE CANADIAN SOLAR



1. ¿Cuál es el poder óptimo de los paneles solares?
2. ¿Qué potencia tienen los paneles solares?
3. ¿Cuál es el voltaje óptimo de poder de los paneles solares?
4. ¿Cuál es la eficiencia de las celdas?
5. ¿Qué tipos de celdas poseen los paneles solares?
6. ¿Cuántas celdas poseen los paneles solares?
7. ¿Qué dimensiones tienen las celdas y los paneles solares?
8. ¿Cuál es el peso de los paneles solares?
9. ¿Qué tipo de material se utiliza para producir los paneles solares?
10. ¿Se encuentran polarizados los paneles solares?
11. ¿Qué tipo de cable de salida utilizan los paneles solares?
12. ¿Cuál es la configuración de empaque de los paneles solares?
13. ¿Qué temperatura de operación utilizan los paneles solares?
14. ¿Los mejores paneles solares deben estar certificados?
15. ¿Cuál es el parámetro de confiabilidad de los paneles solares?

ANEXO III
DEPARTAMENTO DE JUTIAPA
ELEMENTOS ATMOSFÉRICOS

Municipio de Jutiapa, Jutiapa, Guatemala



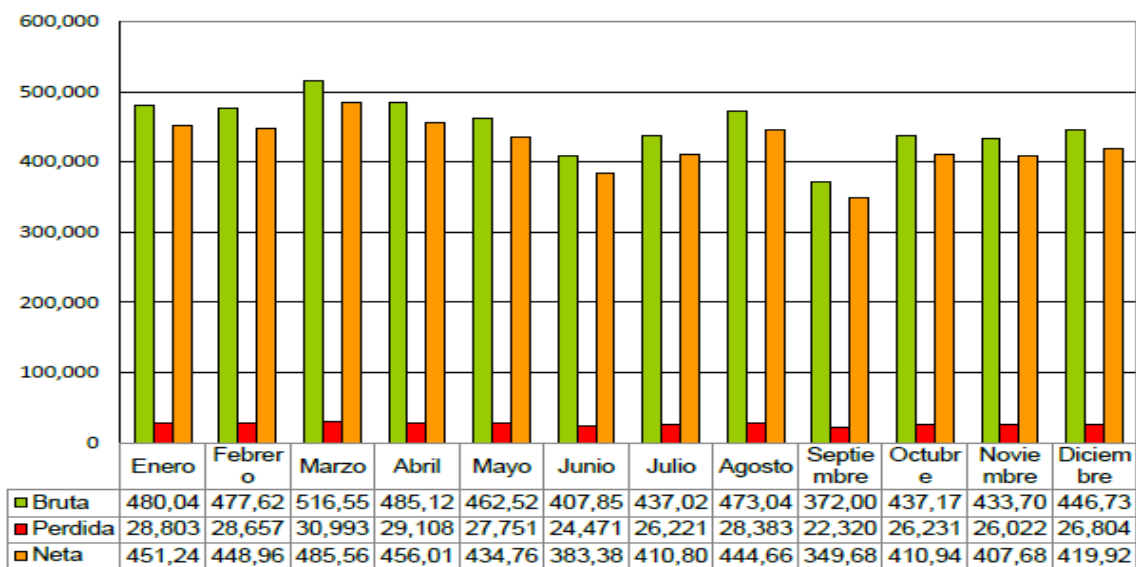
El municipio de Jutiapa del departamento de Jutiapa colinda al norte con el municipio de Monjas (Jalapa), Santa Catarina Mita y el Departamento de Santa Rosa, al sur con los municipios de Comapa y Jalpatagua, al Oeste con los municipios de Quezada, Jalpatagua y Casillas.

 Parámetros climáticos promedio de Jutiapa 2012, Guatemala 

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Temperatura promedio registrada (°C)	23.0	24.5	25.2	26.0	24.5	22.6	22.7	22.3	21.9	22.3	21.4	21.5	23.3
Temperatura máxima absoluta (°C)	32.6	32.8	34.8	34.0	33.4	31.8	30.2	30.4	30.8	30.6	31.0	30.8	34.8
Temperatura mínima absoluta (°C)	12.0	11.8	10.8	14.4	15.4	16.4	15.8	14.8	15.2	11.2	9.8	7.2	7.2
Nubosidad en Octas	2	3	3	4	5	6	5	6	6	4	3	3	4
Precipitación total (mm)	0.0	0.0	0.5	108.3	423.9	391.9	203.4	459.4	411.0	40.2	14.4	1.2	2053.0

Fuente: Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología

**ANEXO IV
GENERACIÓN DE ENERGÍA
GRÁFICA MENSUAL & ANUAL**



ANEXO V
GASTOS DE OPERACIÓN
MONTOS EXPRESADOS EN QUETZALES

	COSTO	COSTO	BONO 14	AGUINALDO	OTROS	TOTAL	TOTAL
CONCEPTO	MENSUAL	ANUAL			BENEFICIOS	(Q)	(USD)
Gastos de Operación						54,600	7,000
1 persona	3,000	36,000	3,000	3,000	9,600		
Gastos de Mantenimiento						54,600	7,000
1 persona	3,000	36,000	3,000	3,000	9,600		

	COSTO	COSTO	TOTAL	TOTAL
CONCEPTO	MENSUAL	ANUAL	(Q)	(USD)
Gastos de Oficina			39,000	5,000
Energía Eléctrica	1,000	12,000		
Agua Potable	300	3,600		
Teléfono	300	3,600		
Internet	600	7,200		
Papelería y Útiles	450	5,400		
Gastos de Limpieza	600	7,200		

	COSTO	COSTO	TOTAL	TOTAL
CONCEPTO	MENSUAL	ANUAL	(Q)	(USD)
Gastos de Seguro			39,000	5,000
Seguro del Equipo	1,625	19,500		
Seguro contra incendio	1,625	19,500		

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de Grupo Cobra Guatemala.
 Tipo de cambio de referencia utilizado Q7.80 x USD1.00

ÍNDICE DE CUADROS

No.	TÍTULO	Página
1	Elementos de la Central Solar Fotovoltaica	38
2	Características Mecánicas del Panel Fotovoltaico	40
3	Tipos de Cable Eléctrico	44
4	Inversión en Terreno	49
5	Inversión en Obra Civil	49
6	Inversión en Materiales Eléctricos	49
7	Inversión en Paneles Fotovoltaicos	50
8	Estudios y Licencias	50
9	Inversión Inicial Total	51
10	Producción de Energía Anual	53
11	Pérdidas de Energía Anual	54
12	Generación de Ventas	55
13	Generación de Energía	56
14	Ingresos Netos por 15 años	57
15	Costos Operativos Anuales	58
16	Costos por Financiamiento	60
17	Costos Fiscales (ISR)	62
18	Depreciaciones y Amortizaciones	63
19	Flujo de Fondos Proyectado	64
20	Estado de Resultados Proyectado	66
21	Balance General Proyectado	68

No.	TÍTULO	Página
22	Cálculo de TREMA	70
23	Costo de Capital Promedio Ponderado (CCPP)	71
24	Proyección Flujo de Fondos Descontado –Proyecto	74
25	Proyección Flujo de Fondos Descontado –Préstamo	76
26	Proyección Flujo de Fondos Descontado –Capital Propio	78
27	Ingresos y Gastos Descontados	81
28	Relación Beneficio / Costo	82
29	Período de Recuperación	83
30	Rentabilidad de la Inversión	84
31	Resumen de los Resultados de la Evaluación Financiera	84
32	Análisis de Sensibilidad	85
33	Resumen de la Evaluación Financiera de los Escenarios	88
34	Matriz de Impactos en la Etapa de Construcción	91
35	Matriz de Impactos en la Etapa de Operación	92
36	Síntesis de Evaluación de Impactos	99

ÍNDICE DE GRÁFICAS

No.	TÍTULO	Página
1	Esquema de la Planta Solar Fotovoltaica	37
2	Curvas del Panel Fotovoltaico	40
3	Inversor Sirio 500 KW HV MT	41
4	Posición y Estructura de los Paneles Fotovoltaicos	42
5	Tipo de Cable Eléctrico	45
6	Diseño de la Sub-estación	46
7	Plano del Punto de Interconexión	47
8	Plano Arquitectónico	48