

**ESTUDIO DE IMPACTO
AMBIENTAL (EsIA)
CHOLUTECA SOLAR I**
CHOLUTECA, CHOLUTECA

SOLUCIONES ENERGETICAS RENOVABLES, S.A. DE C.V.

2013

INDICE

I. TERMINOS DE REFERENCIA (TDRs) PROPUESTOS..... 4

II. SIGLAS Y ABREVIATURAS 24

III. DECLARATORIA DE IMPACTO AMBIENTAL (DIA)..... 25

IV. JUSTIFICACION DEL PROYECTO..... 28

V. MARCO LEGAL..... 31

VI. OBJETIVO GENERAL DEL ESTUDIO..... 36

VII. METODOLOGÍA 37

VIII. DESCRIPCION DEL PROYECTO 41

Instalación..... 61

Estudio energético..... 63

Cálculos eléctricos 70

Selección de la aparamenta eléctrica..... 130

Red y puestas a tierra 133

Servicios Auxiliares (SSAA) 140

ESTUDIO ECONOMICO..... 143

Introducción..... 143

PANORAMA ECONOMICO..... 144

Producto interno bruto..... 149

Exportaciones e importaciones 149

Salario mínimo..... 149

Coste del proyecto..... 152

Description 152

\$USD..... 152

Capitales invertidos..... 153

Aspectos legales..... 153

Ingresos por venta de producción eléctrica.....	160
Análisis financiero.....	162
IX. DESCRIPCIÓN DEL MEDIO.....	163
X. DETERMINACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS POTENCIALES.....	175
CONCLUSION.....	192
XI. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS	193
XII. MEDIDAS DE MITIGACION.....	197
Recurso Suelo.....	197
Recurso Agua.....	200
Recurso Aire.....	200
Flora.....	200
Seguridad.....	201
Compensación.....	202
XIII. PLAN DE MONITOREO GENERAL DEL PROYECTO.....	217
XIV. PLAN DE CONTINGENCIA	218
XV. PARTICIPACIÓN CIUDADANA.....	230
XVI. FONDO DE GARANTIA.....	233
XVII. EQUIPO CONSULTOR.....	234

I. TERMINOS DE REFERENCIA (TDRs) PROPUESTOS

El presente documento contiene los Términos de Referencia (TDR) para la elaboración del **Estudio de Impacto Ambiental** para la construcción y operación del proyecto de generación de energía solar Choluteca Solar I, localizado en Choluteca, departamento de Choluteca. Se deberá elaborar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), que cumpla con las regulaciones técnicas y legales de Honduras, con el fin de determinar su viabilidad ambiental, y presentarlo ante las instituciones competentes para su aprobación.

El EIA a elaborar, deberá cumplir con los requerimientos que define la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA), para la revisión y otorgamiento de la Licencia Ambiental, tal es el caso de la Ley General del Ambiente y el Reglamento del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SINEIA), que establecen el requerimiento de elaborar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), a fin de determinar los impactos positivos y negativos, así como las Medidas de Control Ambiental requeridas para minimizar los impactos negativos que el proyecto pueda generar.

En base a lo antes expuesto y en apego a los artículos No. 44 y 45 del Reglamento del SINEIA, se han elaborado los Términos de Referencia para el **"Proyecto CHOLUTECA SOLAR I"** con el propósito de establecer los lineamientos a seguir para desarrollar la Evaluación de Impacto Ambiental.

I. CONTENIDO DEL ESTUDIO

El documento del Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) debe incluir lo siguiente:

COMPONENTES: PARQUE DE PLACAS FOTOVOLTAICAS, SISTEMA DE INVERSORES, EDIFICIO DE CONTROL, CAMINOS INTERIORES Y DE ACCESO, SALA DE CELDAS DE MEDIA TENSION, SISTEMA COLECTOR DE 34.5 KV, SUBESTACIÓN ELEVADORA DE 34.5 KV, DE 20 MVA, LINEA DE INTERCONEXION DE APROXIMADAMENTE 0.5 KM EN 230 KV, HASTA UNA NUEVA SUBESTACIÓN DE ENLACE

1. Índice

2. Resumen Ejecutivo

Presenta en forma breve y concisa los aspectos relevantes del proyecto como ser la justificación, los objetivos generales y específicos, descripción del entorno ecológico, social, cultural; metodología, determinación de los posibles impactos a generar, la elaboración de un programa de Medidas de Mitigación y Compensación; además del diseño de Plan de Manejo Ambiental y Social, que contiene los programas de Reasentamiento Humano, Programa de Contingencia y programa de Control y Seguimiento.

3. Justificación del Proyecto

Definir claramente el propósito y justificación del proyecto, determinando las razones que han llevado al proponente a ejecutar el mismo, considerando razones sociales, abastecimiento energético y su factibilidad desde los puntos de vista económico, técnico cultural y ambiental y análisis de la oferta y demanda energética. descripción de las necesidades a satisfacer, ventajas y desventajas del proyecto en relación a los problemas o necesidades de la población dentro del contexto local y nacional, indicando los beneficios directos e indirectos que constituiría el proyecto a las comunidades aledañas, sociedad municipal y nacional en general.

4. Marco Legal

Describir y analizar una lista de Leyes, reglamentos, decretos Ejecutivos, normas y convenios internacionales que tienen relación con el proyecto y que hay que tomarlos en cuenta para su desarrollo. Incluir los aspectos calidad ambiental, salud y seguridad, protección de áreas frágiles, bosque tropical, manejo de vida silvestre, uso y tenencia de la tierra, incentivos y legislación municipal, estrategias legales, económicas y técnicas en caso de cierre de las obras.

Por ejemplo:

- Ordenanzas y reglamentos municipales pertinentes a la zonificación y construcción; aquellas atinentes a la provisión de servicios públicos, impuestos y tasas por servicios municipales, permisos de construcción y operación, y demás posiblemente relevantes al desarrollo y operación futura del proyecto.
- Leyes nacionales relevantes, incluyendo la Ley General del Ambiente; el Código de salud; el Código de Trabajo; la Ley de Municipalidades; la Ley de Promoción y

desarrollo de Obras Públicas y de la Infraestructura Nacional; Leyes Migratorias; Ley para la Protección de Patrimonio Cultural de La Nación; declaratoria de Zonificación.

- Ley Forestal, Áreas Protegidas y Vida Silvestre y su Reglamento General vigente.
- Reglamentos y normativas nacionales, incluyendo la Norma Técnica Nacional de Descarga de Aguas Residuales a Cuerpos Receptores y Alcantarillado Sanitario, Norma Nacional de Agua Potable para Consumo Humano, Reglamento de Emisiones Atmosféricas, Reglamentos para el Manejo de Residuos Sólidos, Reglamento General de Salud Ambiental.
- Convenios y Tratados Internacionales relevantes

5. Objetivos

Se podrán dividir en generales y específicos y cuyo contexto principal enmarcará lo relativo al Estudio de Impacto Ambiental desarrollado, tomando en consideración aspectos relacionados con la factibilidad del proyecto, socialización del mismo, análisis de alternativas, evaluación de impactos (identificación, reducir y modificar diseños para prevenir impactos, mitigar los impactos identificados y compensar ecosistemas naturales intervenidos).

Para ello se deberá evaluar los impactos potenciales generados por las actividades del proyecto (tanto de construcción como de operación), asociados al nivel local y su efecto sinérgico a nivel regional.

a. Objetivos específicos:

1. Analizar los riesgos potenciales ambientales o antrópicos en la zona que con lleva el desarrollo del proyecto.
2. Definir medidas para la prevención, mitigación, corrección y/o compensación correspondientes de cada uno de los impactos ambientales negativos del proyecto y evaluar las medidas propuestas que son compatibles con las normas ambientales existentes, sin provocar molestias a los vecinos y habitantes del proyecto.
3. Estructurar un Plan de Manejo Ambiental que integre una estrategia para la implementación, control y monitoreo de las medidas de mitigación y compensación propuestas por el Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental.

4.

6. Metodología

En este apartado se describirá el método técnico-científico empleado para la realización del estudio, considerando y describiendo el propósito que sirva para validar el método. El método deberá ir acorde con la naturaleza y la escala del proyecto, debe ser descriptivo y justificar la selección de este tipo de metodología.

Especificar el enfoque, los métodos, los procedimientos, los mecanismos, las técnicas y actividades para la recolección de información secundaria y primaria, el procesamiento y análisis para la elaboración del Estudio.

Enunciar los laboratorios y una descripción del equipo de campo empleado para realizar las pruebas necesarias. Así como indicar el marco normativo (leyes, reglamentos, decretos, acuerdos, entre otros), que fuera considerado para elaborar el estudio ya que estos componentes formarán parte de los anexos del EIA.

Incluir una descripción de los profesionales participantes (profesión y especializaciones), de manera que pueda establecerse la idoneidad de los perfiles en relación con las necesidades de investigación y conceptualización del Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental del Proyecto Solar.

Dejar establecida detalladamente la información soporte o datos técnicos requeridos para complementar el Estudio, esto incluye registros fotográficos, resultados de muestreo u otra información primaria, planos y cartografía temática entre otros, cada una de esta información deberá ser entregada en forma digital.

Asimismo, se deberá establecer una matriz de impacto, en que se califiquen los mismos en orden categórico.

7. Descripción del Proyecto

Proporcionar una descripción completa del proyecto etapas y componentes, además de incluir la capacidad de generar energía.

a. Construcción de todos los componentes de generación de energía.

Durante el diseño, construcción, operación y vida útil, se hará una descripción del proyecto solar, con énfasis en los siguientes aspectos,

- 7.1 Ubicación con referencia geográfica y coordenadas, definidas claramente en una hoja cartográfica en escala 1:50000, acompañado de las fotografías aéreas actuales del área en una escala de 1:20000.
- 7.2 Especificar los límites del área de estudio. Extensión, área de influencia directa e indirecta.
- 7.3 Aspectos geotécnicos.
- 7.4 Inventario de infraestructura vial existente y propuesta
- 7.5 Planos del proyecto en escala adecuada e identificando y detallando cada uno de los componentes del proyecto (parque de placas fotovoltaicas, Sistema de Inversores, Edificio de Control, Sala de Celdas de Media Tensión, subestación elevadora) y otros necesarios para la ejecución del proyecto.
- 7.6 Descripción y ubicación de actividades previas a la construcción, actividades de construcción de infraestructura vial, campamentos.
- 7.7 Cronograma de actividades, (MS Project), contratación de personal.
- 7.8 Instalación de servicios básicos, vías de acceso.
- 7.9 Actividades de operación y mantenimiento (incluyendo los sistemas de manejo de disposición final de desechos).
- 7.10 Cantidades de desechos líquidos y sólidos estimados y diferenciados inertes y domésticos en sus diferentes etapas.
- 7.11 Bancos de préstamo.
- 7.12 Fuente, sistema de abastecimiento y tratamiento de agua para uso humano.
- 7.13 Descripción del sistema de tratamiento de aguas residuales
- 7.14 Descripción de sistema de aguas pluviales
- 7.15 Servicios básicos temporales (etapa de construcción), para el uso de los trabajadores (letrinas y basureros).
- 7.16 Tecnología utilizada en la construcción.
- 7.17 Vida útil del proyecto.

b. Línea de Transmisión

Se describirán las rutas identificadas, zonificación catastral de los terrenos afectados, tenencia de las tierras (urbana, rural, ejidal, privado, municipal, nacional), los derechos de propiedad y de uso como las servidumbres o los trámites emprendidos para adquirirlos, la necesidad de reubicación poblacional, características generales de la línea y las conexiones a la subestación de ENEE que ha sido identificada, los condicionantes técnicos, la descripción de las obras, las instalaciones auxiliares, la maquinaria y materiales utilizados en la construcción, la mano de obra, los

cruzamientos y servidumbres generadas (derechos de vía) y el control durante las obras y la operación y mantenimiento. Se complementará la información con lo siguiente:

- a. Planos constructivos y descriptivos del proyecto a una escala apropiada escala 1:5000.
- b. Plano de Perfil y Planimetría de la Línea de Transmisión (Escala Horizontal 1:2000, Escala Vertical 1:1,000).
- c. Plano transversal y de planta del diseño de torres, cimentaciones, ancho de calzada y subestaciones, en escala 1:500.
- d. Se indicará la vida útil del proyecto por sistemas (líneas de transmisión, subestaciones, torres).
- e. Mapa a escala 1.50, 000 que permita la ilustración de comunidades que tendrán conexión futura a las subestaciones para el suministro de energía.
- f. Características básicas, volúmenes y materiales de construcción de las principales edificaciones, estimados de movimientos de tierra y trayectos utilizados para su acopio.
- g. Duración de la ejecución de las obras, etapas y cronograma de actividades. (MS Project).
- h. Información del corredor de servidumbre propuesto, lo cual incluye: las vías de acceso tanto a las subestaciones como lo relativo a la etapa de construcción apertura de caminos de acceso (instalación de torres y tendido eléctrico), los lugares de obtención de préstamos, estimados de movimiento de tierra, extracción de material de préstamo, patios de tendido, campamentos y sitios de subestaciones.
- i. En caso de utilizar o aprovechar recursos naturales renovables, se deberá suministrar información sobre el estado actual de los recursos, requerimientos y cantidades de utilización. En el caso de la utilización del recurso agua se presentará el nombre de la fuente y destinación que se le dará al recurso en metros cúbicos por segundo. (No aplica).
- j. Vertimientos o descargas, identificando la ubicación y descripción de las instalaciones sanitarias, número de vertimientos, caracterización de los residuos líquidos, indicando los parámetros a medir y controlar, los sistemas de control y eficiencia del sistema y descripción de los cuerpos receptores, lo anterior aplicable a campamentos, subestaciones y oficinas administrativas.

- k. Justificación del aprovechamiento forestal, en caso de ocurrir, área y cantidad total del área de aprovechamiento.
- l. Recuperación de residuos lignosos, cruces de ríos y quebradas
- m. Manejo de residuos sólidos, parque para la maquinaria, almacenamiento de los materiales estimando cantidades y volúmenes de residuos a manejar, emisiones atmosféricas que se generarán con el proyecto, información técnica del equipo, manejo y disposición final de los desechos sólidos de construcción y domésticos generados en todas las etapas del proyecto por recolección, trazado del transporte y disposición de los residuos originados.
- n. Diseño y cálculo de cortes y rellenos, así como tipos de suelo, excavaciones, dinamitado, terraplenes, uso de maquinaria, reubicación de edificaciones u otras infraestructuras. Además presentar un estudio de la capacidad soportante y composición del mismo, niveles de nutrientes, propiedades erosivas, hundimientos, rangos de susceptibilidad del terreno basado en el desempeño del mismo después de que haya sido modificado el proyecto, vocación y capacidad soportante, capacidad real de soporte del material a usar y estructuras por construir, medidas de control de erosión.

8. Descripción del Medio

Se deberá realizar una descripción del entorno actual biofísico, socioeconómico y cultural del sitio en que se ubicará el proyecto, área de influencia (directa e indirecta) y aquellas áreas susceptibles a ser afectadas por la ejecución del mismo.

La descripción del medio se limitará a la recopilación, interpretación y análisis de la información que resulte estrictamente necesaria para la identificación de los impactos potenciales y el diseño de las medidas de mitigación y/o compensación.

8.1 Medio Físico:

Para el análisis del medio del área del proyecto será necesario definir los siguientes aspectos:

- a. *Hidrología*: Describir la hidrología de la zona afectada tomando como referencia el área de estudio que abarca el Proyecto (Directa e Indirecta), incluyendo información de la red de drenaje superficial, tipo y distribución, régimen de los cursos de agua, niveles máximos de avenidas y patrones de inundación, calidad del agua superficial y distancias de los cuerpos de agua existentes con respecto

al sitio del proyecto. Descripción de la hidrogeología, vulnerabilidad y variación hídrica cuando ocurra la remoción vegetal. Se requerirá mapa a escala 1:50,000 que permita la visualización de los cuerpos de agua superficial (lagos, lagunas, quebradas (permanentes y estacionales, ríos) e hidrogeológicos.

- b. *Hidrografía*: identificar los ríos y quebradas dentro del área de influencia, características de las cuencas, categorización, orientación y longitud de los tributarios, análisis de drenajes y morfología de cuencas.
- c. *Clima*: Precipitación, temperatura, humedad relativa, comportamiento de la lluvia, evapotranspiración, régimen de vientos, periodos de retorno.
- d. *Geología*: hidrogeología (permeabilidad, geomorfología, estratigrafía, drenaje, caracterización del agua subterránea), edafología (clasificación y caracterización de los suelos presentes en el área, capacidad agrológica, fallas sensibilidad a la erosión), limnología, sismología, topografía (relieve, pendientes), estudios de sedimentología en áreas específicas necesarias.

Asimismo deberá incluir datos de la geología local de acuerdo al trazo de la línea de transmisión, una descripción de las unidades geológicas (rocosas y formaciones superficiales) y una evaluación al nivel de contactos, fallas y otras estructuras.

Se incluirán mapas basados en la Cartografía geológica disponible del área de influencia (Directa e Indirecta) del proyecto.

Se hará una descripción general de la sismicidad tectónica del entorno, las fuentes cercanas al área del proyecto y la sismicidad histórica, incluyendo las magnitudes e intensidades máximas esperadas, el período de recurrencia sísmica y aceleraciones pico locales.

Se caracterizarán los suelos dentro del área de influencia directa e indirecta en virtud a su susceptibilidad a los procesos erosivos, aportando los datos históricos disponibles.

Para todos los tramos de la línea que transcurren en terrenos con pendientes mayores a 15% y para los que estén ubicados en zonas cársticas, se estudiará la susceptibilidad del terreno a movimientos gravitacionales en masa (deslizamientos), desprendimientos, derrumbes, hundimientos.

8.2 Medio Biológico:

Recurso Terrestre: zonas de vida, análisis detallado de flora y fauna (estadístico, abundancia, inventarios), fauna aérea, especies endémicas, raras y/o amenazadas, especies en peligro de extinción, áreas frágiles, áreas protegidas o propuestas, especies de importancia comercial, (CITES), de subsistencia artesanal y especies capaces de convertirse en vectores o agentes patógenos, especie introducidas, estrategias de conservación ex - situ ó in – situ.

Flora

Se describirán las especies de vegetación climatófilas y edafófilas nativas y características del área de estudio (parque eólico y línea de transmisión), con énfasis en los tramos críticos de la Línea de Transmisión). Se cartografiarán las formaciones vegetales actuales basándose en observaciones in situ, levantamiento de inventarios taxonómicos y fuentes bibliográficas. Como resultado de dichas actividades, se creará un catálogo general de especies singulares, comerciales, protegidas, raras, y/o en vías de extinción catalogadas así por la legislación hondureña o internacional. Se definirá el grado de intervención, número de especies singulares, especies vegetales y funciones de conectividad. Se requerirá de coordinación con las instituciones gubernamentales y no gubernamentales cuya responsabilidad recae en el manejo de áreas frágiles, protegidas o propuestas. Estrategias de conservación ex - situ ó in – situ.

Fauna

Definición del marco biogeográfico identificando los hábitat y las especies nativas y existentes dentro del área de estudio, (con énfasis en los tramos críticos de la línea de transmisión), luego se realizará un catálogo general de dichas especies. Se describirá la diversidad y complejidad faunística, migraciones, convenios internacionales, especies protegidas, amenazadas, raras, endémicas y en vías de extinción, definiendo los corredores biológicos. Se incluirá un apartado diferente incluyendo la información anterior y además identificando las poblaciones de avifauna, considerando refugios existentes, hábitat, rutas migratorias, áreas de reproducción, nidificación y cría en cada una de las etapas del proyecto. Se requerirá de la cartografía de la información en escala 1:50,000. Estrategias de conservación ex - situ ó in – situ.

Recursos Acuáticos: análisis detallado de flora y fauna (estadístico, abundancia, inventarios), que se encuentre en el área de influencia del proyecto.

8.3 Medio Socioeconómico

- a. *Aspectos sociodemográficos*: poblaciones y sus características étnicas, niveles de salud y educación, ingreso, patrones de consumo.

Se describirá la estructura político administrativa actual de los municipios incluidos en el área de afectación directa e indirecta dentro del área de estudio, estructura de los núcleos de población, ordenación del territorio e infraestructuras comunitarias (escuelas, colegios, centros de salud, iglesias, centros de recreación, etc.).

Población actual y prevista, distribución urbana rural, tasa de crecimiento y migración, grado de escolaridad, población económicamente activa, nivel de ingreso y demás información demográfica de relevancia.

- b. *Servicios (salud educación) e infraestructura*: vivienda, servicios de abastecimiento de agua y saneamiento, comunicación y transporte.

- c. *Economía*: uso actual del suelo, el uso potencial del suelo y conflictos del mismo, estructuras productivas, comercialización.

Descripción de la situación y actividades económicas predominantes en la zona, específicamente la establecida en el área de influencia del proyecto, parque eólico y línea de transmisión, uso y aprovechamiento de los recursos.

- d. *Estético*: valores paisajísticos especiales.

Caracterización de la población a reasentar (parque eólico y línea de transmisión).

Actitud de la población en la zona de influencia ante el desarrollo del proyecto.

9. Determinación y Cuantificación de los Impactos Potenciales

En este capítulo se identificará y atenderán los potenciales impactos ambientales que estén relacionados con el desarrollo del proyecto, valorando todos los impactos ambientales susceptibles de ocurrir en un escenario sin medidas de mitigación, asociados a la construcción y operación del proyecto. Para ello, el estudio partirá de la identificación de todos los elementos sujetos a impacto del medio natural y humano (medio socioeconómico), diferenciándolos según el grado de especificidad necesario que permita la identificación precisa de los impactos que los pudiesen afectar.

Posteriormente, el estudio valorará las actividades asociadas a la construcción y operación del proyecto que pudiesen generar impactos sobre los elementos sujetos a impacto previamente identificados, estructurando para ello una (se puede utilizar una matriz de identificación de impactos adecuada) que servirá para identificar y resumir dichos impactos.

Al final de esta sección, el consultor deberá presentar un resumen en el cual se haga un análisis objetivo de los impactos ambientales identificados sopesando el desarrollo del proyecto y los impactos a generar en el ecosistema terrestre, acuático y aéreos priorizando:

- Se deberá dividir la evaluación en fase constructiva, operativa, y cierre del proyecto.
- Identificación de las características sobresalientes del medio ambiente y situación actual de las condiciones de conservación en la zona de influencia del proyecto.
- Identificación de cuáles son impactos temporales reversibles y los permanentes e irreversibles.
- La identificación de impactos se obtiene de la interacción de los componentes del proyecto con el medio natural.
- Se deberá incluir en la identificación de impactos, los sitios de botaderos o escombreras reconocidos para colocar los materiales de corte en el movimiento de tierras durante la fase constructiva y la habilitación de caminos, así como los sitios de préstamo, si están ubicados en el área de influencia del proyecto.
- Se deberán evaluar y cuantificar cada uno de los impactos potenciales identificados para la fase de construcción y operación del proyecto, tanto los negativos como los positivos.
- Se deberá incluir en la evaluación de impactos, los sitios de botaderos o escombreras, identificados para colocar los materiales de corte en el movimiento de tierras durante la fase constructiva y la habilitación de los caminos de acceso, incluir estabilidad de taludes. También los sitios de préstamo.

Dentro de este capítulo y para cada impacto a evaluar, se deberá ampliar el análisis en cada punto con el fin de explicar con base en información real obtenida dentro de los estudios de línea base, el resultado obtenido de la valoración en la matriz de evaluación de impactos potenciales tanto para el parque eólico como la línea de transmisión.

El aspecto social deberá analizarse en detalle, en el área de influencia directa e indirecta del proyecto y especificarse en la sección descripción de ambiente socioeconómico.

9.1 Análisis de Impactos

Analizar los impactos que las siguientes actividades pueden provocar sobre el medio:

- a. Apertura de caminos y pistas de acceso temporales.
- b. Nuevas carreteras secundarias en el área de influencia del proyecto (dentro y fuera del mismo)
- c. Creación de instalaciones auxiliares (campamentos, almacenes, talleres, etc.)
- d. Tala y poda de árboles para la limpieza del área;
- e. Tala y poda de árboles para la limpieza del área de servidumbre
- f. Excavaciones
- g. Cimentaciones
- h. Nivelaciones
- i. Montaje de apoyos
- j. Tendido de cables

Impactos sobre el agua: Especificar distancias entre la línea de transmisión con respecto a los cuerpos de agua cercanos, se deberá determinar los cambios en los drenajes naturales, efectos en la calidad y cantidad de agua y fuente de generación de contaminantes en dichos cuerpos de agua. Se deberá detallar las infraestructuras a construir y presentar el análisis de la capacidad soportante del área de influencia, detallando las respectivas medidas de control ambiental (de infraestructura y/o bioingeniería).

Impactos sobre la atmósfera: cambios en el microclima, contaminación por partículas y gases. Contaminación del aire por polvo, por la combustión (COx, NOx etc.) de la maquinaria y equipo utilizado para el proyecto;

Emisiones de partículas en suspensión debido al tránsito vehicular, enfermedades respiratorias, afectación de propiedades privadas.

Impactos sobre la geomorfología y suelo: sismicidad inducida, desestabilización de laderas y márgenes, erosión, posible contaminación por acción antropogénica, extracción de material pétreo. Cambios en la estructura demográfica que puedan ser ocasionados durante la fase de construcción,

Impactos sobre los niveles de ruido: medir los niveles de ruido a fin de determinar si hay contaminación sonora debida a la construcción y operación del parque eólico. Se identificarán los niveles de ruido continuo tanto en la fase constructiva y operativa. Asimismo, se presentarán experiencias en el monitoreo y análisis de la contaminación sonora o vibraciones ocasionadas por infraestructura similar contemplada por el Proyecto.

Impactos sobre la ecología: impactos sobre flora y fauna, pérdida de hábitat, nicho ecológico, invasión de áreas despejadas por maleza, alteración de las rutas migratorias. Remoción de vegetación, tipo de vegetación impactada, áreas a proteger, impactos sobre hábitats terrestres y avifauna, nicho ecológico, corredor biológico, intercambio genético, sitios de pernoctación de aves, movimiento interno de la fauna nocturna, afectación de especies endémicas en caso de existir las mismas, Impacto en áreas sensitivas, incluyendo: bosques, matorrales y estrategias de conservación.

Impactos socioeconómicos: afectación de tierras y cambios de uso, alteración de los usos del agua, cambios en la economía, en los niveles de servicio, en las condiciones sociales (niveles de morbilidad, educación, empleo y otros problemas sanitarios), reasentamientos de poblaciones e indemnización, impactos aguas abajo del proyecto.

Se identificarán los impactos negativos y potenciales a nivel de:

- Exposición antropogénica a los campos electro magnéticos en zonas de alta densidad poblacional.
- El grado de afectación de la calidad paisajística en proporción de la actividad turística de la zona.
- Capacidad o disponibilidad de suministro de energía eléctrica que traerá el proyecto a las comunidades en el área de influencia del mismo.
- Impactos positivos y negativos en la economía local en el área de influencia del proyecto (generación de puestos de trabajo e ingresos, exportación de energía, renta, volumen de ventas y demás relevantes, ingresos perdidos por la población asociados al posible cambio en el patrón de usos de los recursos locales, incremento de demandas de las instalaciones de servicios en las comunidades para las etapas productivas).
- Los movimientos migratorios humanos inducidos por la ejecución del proyecto y la ubicación geográfica de los reasentamientos poblacionales.

Impactos sobre el paisaje: modificación de la naturaleza dentro de la cuenca, áreas protegidas cercanas. Analizar todo el posible escenario en donde se pueda ocasionar impactos negativos y positivos en la calidad paisajística de la zona (puntos culminantes, estética, íntervisibilidad, etc.)

Impactos sobre infraestructura vial a ser afectada por las obras.

Impactos potenciales durante la operación y el mantenimiento de la línea de transmisión. Se analizarán los impactos directos e indirectos, para cada elemento del medio; geomorfología, uso del suelo, agua, aire, vegetación, fauna, (especialmente la avifauna existente en la zona), socioeconómica, y paisaje, que pueden producir las actividades de operación y mantenimiento de la línea específicamente durante las siguientes actividades:

- Presencia de apoyos
- Presencia de cables conductores y líneas de tierra
- Mantenimiento del área de servidumbre
- Paso de la corriente
- Presencia de caminos y accesos con carácter permanente

Impactos sobre recursos culturales

Se debe realizar una prospección arqueológica, y en caso de ocurrir el hallazgo de vestigios dentro del área de influencia directa e indirecta, identificar los impactos potenciales sobre los mismos debido a las actividades relativas al proyecto, como construcción de accesos, limpieza del área de servidumbre y cimentación para los apoyos.

10. Análisis de Alternativas

a. Componentes de generación de energía.

En este apartado, se hará una comparación del diseño de la inversión propuesta, sitio, tecnología y alternativas operacionales en términos de su potencial impacto ambiental; costos de capital, adecuación de las condiciones locales, requerimientos institucionales, capacitación y monitoreo. Para cada una de las alternativas, deberán cuantificarse los costos y beneficios ambientales y económicos.

Deberá indicarse las bases que se han tomado para la selección de la alternativa propuesta para el proyecto y también incluir la alternativa de no ejecutar el proyecto.

Deberá presentarse, un análisis de alternativas dentro de marco lógico, desde sus antecedentes, en cuanto a nivel, potencial de generación.

b. Línea de Transmisión

El trazado de la línea de transmisión, uso de los recursos, realizando una comparación del diseño de la inversión propuesta, sitio del proyecto, tecnología a utilizar y alternativas operacionales en términos de su potencial de impactos ambiental. Para cada alternativa deberá cuantificarse con el mayor detalle posible, los costos y beneficios ambientales, también debe considerar la alternativa de ejecutar el proyecto en ciertas áreas.

c. Análisis General

En este capítulo se debe realizar un análisis comparativo de la calidad ambiental existente en el área de influencia del proyecto, considerando los siguientes escenarios:

- Sin el desarrollo del proyecto.
- Desarrollo del proyecto no implementando las medidas de control ambiental.
- Desarrollo del proyecto implementando las medidas de control ambiental. (manejo integral de los recursos naturales y su respectivo análisis financiero de acuerdo a factores ambientales, sociales y económicos; y la descripción de la vida útil (análisis de los impactos que tendrá este proyecto en relación la producción térmica).

11. Plan de Gestión Ambiental y Social (PGA)

Establecer la entidad responsable de la implementación del Plan de Gestión Ambiental y Social del proyecto. En este plan, se debe incluir las medidas seguras, técnicamente factibles y de costo-efectividad que puedan reducir los potenciales impactos ambientales significativos adversos a niveles aceptables; costos de capital y recurrentes, incluir estrategias de conservación ambiental de los recursos naturales. Asimismo para cada una de las medidas se debe elaborar un cronograma de implementación.

11.1 Medidas preventivas en la fase de diseño

Las medidas preventivas durante la fase de diseño considerarán, entre otras, la redefinición del trazado, la ubicación de los apoyos o sustentos técnicos, científicos y legales, y la época de realización de las actividades.

11.2 Medidas preventivas en la etapa de Construcción

Durante la fase de construcción se tendrán en cuenta, entre otras, las siguientes medidas preventivas: el control de obras a través de los contratistas, letreros de precaución, alarmas de precaución para las maniobras que lo requieran, disponibilidad de un botiquín completo para emergencias, disponibilidad de un vehículo-ambulancia para el traslado de accidentados, el diseño de los accesos, un estudio particularizado de las bases de los apoyos, la preservación de la capa herbácea y arbustiva, los cuidados en el montaje e izado de apoyos, el control de la corta y poda de árboles, la eliminación de los materiales sobrantes de las obras (ubicación de centros de acopio), la rehabilitación de daños causados a terceros, la prohibición de uso de armas de fuego en detrimento de la fauna para evitar la caza, alimentación y comercialización de la misma y otras medidas complementarias.

11.3 Medidas preventivas en la fase de operación y mantenimiento

Durante la fase de operación y mantenimiento se considerarán, entre otras, las siguientes medidas preventivas: capacitación del personal residente en el proyecto con respecto al manejo del Plan de Contingencias, visitas periódicas de inspección, pintado de las torres, letreros de precaución, mantenimiento de caminos, época de realización de actividades, tratamiento de nidos, seguimiento de medidas previstas y relación con propietarios afectados.

11.4 Medidas de Mitigación

Adicionalmente a las medidas preventivas, se estudiarán las medidas mitigadoras a utilizar en taludes y zonas sin cubierta vegetal, recurso hídrico (fuentes de abastecimiento de agua) flora, fauna terrestre, atmósfera, suelos, avifauna, recursos culturales, afectación a terceros, poblaciones cercanas al proyecto entre otras.

Para cada uno de los impactos potenciales identificados se deberá proponer la correspondiente medida de mitigación. Las medidas de mitigación deben ser objetivas, que se puedan realizar ó sea económicamente factibles.

11.5 Medidas de Compensación Ambiental

Identificar los potenciales sitios que serán forestados como un plan de compensación ambiental por la remoción de cobertura vegetal en las áreas intervenidas del proyecto, rehabilitación de bancos de préstamo, rescate y reubicación de fauna (crías, madrigueras, nidos, etc.).

Las medidas propuestas deberán resumirse en una ficha de medidas de prevención, mitigación y compensación. Para cada una de las medidas propuestas en el Plan de Medidas de Control Ambiental debe detallarse:

- a. Impacto al cual se refiere la medida.
- b. Elementos impactados del entorno que la medida busca proteger.
- c. Definición concisa de la medida e identificación de su naturaleza (si es de prevención, mitigación o compensación de impactos).
- d. Fase (construcción y/o operación) del proyecto en la cual la medida deberá implementarse.
- e. Actividades que se deben desarrollar para implementarla.
- f. Insumos totales (personal calificado y no calificado, equipos, vehículos, materiales y demás) requeridos para su desarrollo.
- g. Estimado del costo de implementación de la medida, basado en cotizaciones de los insumos necesarios para su implementación.
- h. Actores responsables por la implementación de la medida y actividades y responsabilidades asignadas a cada uno.
- i. Actores responsables por el control y seguimiento de la implementación de la medida y actividades a desarrollar en ello.
- j. Indicadores específicos de cumplimiento de las medidas.

12. Programa de Contingencia.

Se redactará teniendo en cuenta los riesgos naturales y posibles accidentes que pueden ocurrir durante la construcción y operación del proyecto y área de influencia directa e indirecta del mismo. Deberá contener al menos los siguientes elementos básicos: Objetivos y alcance del Plan, organización operativa, procedimientos de actuación, incluyendo la capacitación del personal, programas de evaluación y seguimiento, inventarios logísticos necesarios, definición de responsabilidad y simulacros. El plan deberá incluir las acciones tendientes a desarrollar para evitar o reaccionar ante posibles accidentes y condiciones climáticas anormales que pueden ocurrir durante la construcción y operación del proyecto dentro del área de influencia directa e indirecta, que deberá contemplar los aspectos siguientes:

12.1 Análisis de riesgos de accidentes.

- Formulación del plan de acción a seguir en casos de accidentes.
- Definición de objetivos y alcances del plan.

- Propuesta de organización operativa para el plan.
- Determinación de las funciones de los distintos niveles, organismos y grupos involucrados.
- Determinación de las técnicas y equipos de control a utilizar.
- Formulación de un sistema de seguimiento y evaluación del plan.
- Propuesta de un programa de capacitación y simulacros.
- Diseño de la Información logística necesaria para la ejecución del plan.
- Tipos de Informe a entregar: básico, manual de operación y manual didáctico.
- Conformación de una base de datos para el plan.

El Programa deberá ser avalado por una entidad externa a la empresa operadora (Autoridad en Riesgos).

13. Programa de Control y Seguimiento

Se debe preparar un programa detallado para supervisar la ejecución del proyecto durante todas sus etapas, con el propósito de que se apliquen las medidas de mitigación respectivas establecidas en el PGA.

El programa se organizará en subprogramas y actividades, según la naturaleza de los impactos a controlar y la escala de las intervenciones propuestas, orientado a controlar el cumplimiento de las normas sobre calidad ambiental.

Se deberá establecer la metodología para identificar los indicadores ó parámetros ambientales más relevantes del proyecto, así como la metodología de medición, para llevar a cabo los monitoreos siguientes:

- Monitoreo de la calidad del aire.
- Monitoreo de recurso suelo.
- Monitoreo de los recursos biológicos
- Monitoreo de recursos patrimoniales y culturales.
- Control de sustancias y residuos en construcción, operación y otros que se consideren necesarios.
- Monitoreo de recursos socioeconómicos

Se especificará la forma y las responsabilidades de realizar el seguimiento de las variables ambientales durante las diferentes fases del proyecto y de las medidas adoptadas en los planes anteriores para verificar que se han realizado y cuál ha sido la eficacia de las mismas. Se deberá adjuntar un cronograma de supervisiones. Se deberá definir el Sub programa Operativo con la finalidad de asegurar la implementación de las medidas de control ambiental, indicando lugar, responsables (número de personas

involucradas), el tiempo de ejecución y definición de actividades según el plan de manejo ambiental. Se recomienda utilizar el esquema para control y seguimiento, conocido como "Medio de Verificación Expandido".

14. Participación ciudadana

En esta sección del EIA se deberá describir las actividades de socialización llevada a cabo con los pobladores de las aldeas aledañas y los medios de verificación de las reuniones sostenidas individual y colectivamente, así como la percepción de los pobladores del área de influencia directa sobre el proyecto, entre las acciones a realizar se presentan las siguientes:

- Documentar constancias de cabildos o reuniones de corporaciones municipales donde se haya hablado del proyecto Choloteca Solar I. (Divulgación del proyecto).
- Definición de acuerdos y convenios a los que se ha llegado entre las comunidades y la empresa.
- Identificación de reasentamientos, en el caso de que sean necesarias realizar, y definición de estrategias de ejecución, tomando en cuenta alternativas y cronograma de ejecución.
- Tomar en cuenta el género en la consulta pública y descripción de las comunidades. En este aspecto, se deberá documentar si se realizan reuniones específicas por género, ya que según se conoce internacionalmente, algunas veces, resulta más conveniente establecer horarios de consulta a mujeres por los quehaceres que realizan durante el día y además se puede tomar en cuenta, que podrían tener mayor libertad de expresarse si no se cuenta con la presencia masculina en algunas de las reuniones a programar, no obstante lo anterior, hay que analizar el caso específico de las comunidades de influencia, para definir la conveniencia o no de realizarlo de esta forma.
- Percepción local sobre el proyecto, para ello, se deberán ejecutar acciones para realizar consulta pública, participación ciudadana, mecanismos de comunicación con las comunidades para recibir retroalimentación en relación con recomendaciones, quejas u otros, (Puntos de vista de las comunidades aledañas a través de encuestas). Es importante utilizar metodologías adecuadas de consulta y divulgación de información del proyecto, para comunidades indígenas, en el caso de que se hayan identificado durante la línea base social.

- Se deberá verificar los mejores sitios y horarios para ejecutar las acciones de consulta pública, con el fin de que haya suficiente participación.
- Incluir planes de comunicación y divulgación del proyecto en las comunidades del área de influencia directa.
- Identificar principales preocupaciones sociales y posibles soluciones relacionadas al proyecto, para ser incluida en los planes de acción del proyecto (Planes de Gestión Ambiental, Planes de Responsabilidad Social).

15. Fondo de Garantía

Se presentará una evaluación y valoración de daños que se puedan causar a terceros, salud humana, ambiente y seguridad de los trabajadores y operarios durante la vida útil del proyecto en todos sus componentes. A su vez se deberá explicar el método de evaluación y valoración de dichos daños.

Posteriormente se determinará un monto que sirva de garantía para la reparación de los daños identificados.

La cuantía del fondo de garantía será finalmente establecida por la DECA/SERNA, de acuerdo a la magnitud de importancia del impacto del proyecto .para su administración se observara lo dispuesto en la Ley del Tribunal Superior de Cuentas. Se tomara en cuenta los criterios del Equipo Consultor que preparó el Estudio de EIA, sin perjuicio de los propios análisis técnicos de las instituciones antes mencionadas.

II. SIGLAS Y ABREVIATURAS

CESAMO: Centro de Salud con Médicos y Odontólogos

DECA: Dirección de Evaluación y Control Ambiental

DIA: Declaratoria de Impacto Ambiental

DGRH: Dirección General de Recurso Hídricos

DR-CAFTA: Tratado de Libre Comercio entre Centro América, Republica Dominicana y los Estados Unidos de América

EIA: Evaluación de Impacto Ambiental

ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica

EsIA: Estudio de Impacto Ambiental

IA: Impactos Ambientales

ICF: Instituto de Conservación Forestal

IHAH: Instituto Hondureño de Antropología e Historia

INE: Instituto Nacional de Estadística de Honduras

MIIA: Matriz de Importancia de Impacto Ambiental

PGA: Plan de Gestión Ambiental

SERNA: Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente

SIG: Matriz de Significancia de Impacto Ambiental

SINAPH: Sistema Nacional de Áreas Protegidas de Honduras

UMA: Unidad Municipal Ambiental

TDRs: Términos de Referencia

III. DECLARATORIA DE IMPACTO AMBIENTAL (DIA)

RESUMEN EJECUTIVO

EL presente documento contiene la Evaluación de Impacto Ambiental EIA del proyecto Choluteca Solar I, cuya actividad económica es la Generación de Energía Eléctrica a base de Recurso Renovable dentro del terreno donde se instalarán las Celdas Fotovoltaicas, el proyecto esta categorizado según la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables (Decreto 70-2007), en el cual se establece que los proyectos de igual o mayor capacidad instalada a quince megavatios (15 MW) serán considerados categoría 3 y para la solicitud de Licencia Ambiental ante SERNA se requerirá un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Este proyecto se ubica a 7 Kilómetros de la Ciudad de Choluteca, en San José de la Landa, Departamento de Choluteca.

Para fines de la presente evaluación se partió del concepto de diseño del proyecto, el cual contempla el estudio completo del diseño, financiación, adquisición, instalación, explotación y mantenimiento de una central solar fotovoltaica con una potencia nominal de 20 MW para la empresa Soluciones Energéticas Renovables, SA de CV (SERSA), que estará conectada al Sistema Interconectado Nacional, en Choluteca (Honduras). La totalidad de la producción de energía eléctrica se venderá a la ENEE.

La vida útil del proyecto se estima en 30 años. No obstante, al término de este periodo se evaluará mantener en operación la planta, pudiendo ser su vida útil alargada sensiblemente.

El análisis financiero de inversiones, costes y gastos, permite demostrar la viabilidad económica, e incluso alta rentabilidad, de este proyecto, constituyendo una inversión atrayente para los clientes. Las ayudas oficiales existentes para la potenciación de este sector energético mejoran la rentabilidad prevista.

La zona de instalación elegida, por las condiciones de horas de sol y de radiación recibida, permite asegurar unos altos rendimientos de producción energética en relación con la inversión realizada y con la vida prevista de la central. Asimismo, al ser una zona sin ningún valor natural o paisajístico, la colocación masiva de paneles no va a tener ningún impacto medioambiental, ni va a necesitar gastos de integración en el entorno. Todo ello contribuye igualmente a mejorar la

rentabilidad de la inversión que se realice.

El grado de desarrollo tecnológico e infraestructuras existentes (redes de distribución eléctrica, carreteras, existencias de equipamiento y material "in situ" de adquisición inmediata, disposición de mano de obra cualificada, etc. facilita los trabajos de transporte, adquisición, instalación y conexión, del relativo a servicios, disminuyendo los costes por estos conceptos.

La inversión a realizar no es especialmente costosa y la alta rentabilidad prevista permite tener la seguridad de que no faltarán inversionistas interesados en el proyecto, dado que, incluso con un alto apalancamiento de la inversión en deuda bancaria, las perspectivas de negocio alcanzan un nivel de riesgo de la inversión más que aceptable.

Con independencia del punto de vista de rentabilidad, con este proyecto se pretende potenciar el aprovechamiento de recursos renovables de la zona para la producción de una energía limpia y que ayude a la disminución de la generación de energía por las actuales fuentes de energía convencionales contaminantes.

El Marco Legal bajo el cual debe de enmarcarse el proyecto también ha sido considerado en el presente estudio, haciendo especial énfasis en la Ley General del Ambiente y su reglamento, el Reglamento del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental. Otras leyes relacionadas como ser la de Municipalidades, Ley Forestal, Código de Salud y sobre todo la Ley de la Promoción para la Generación de Energía Eléctrica con Recurso Renovable.

La zona presenta una topografía plana en el área del proyecto, hidrográficamente pertenece a la cuenca del río Choluteca que cruza toda la ciudad de Choluteca el cual desemboca en el Golfo de Fonseca, en el Océano Pacífico.

Una vez caracterizados los diferentes medios, se procedió a la preparación de la evaluación de impacto, a través de una Matriz de Identificación de Impactos Ambientales (MIIA); los resultados de esta evaluación indican que los principales impactos ambientales por la ejecución de la obra están relacionados al cambio de uso de suelo. Los impactos sobre las otras variables ambientales también fueron analizados, sin embargo estos en su mayoría son considerados como no

Significativos y manejables a través de la implementación de las medidas correctivas respectivas.

También se plantean las medias de mitigación para cada uno de los impactos identificados, estableciéndose medidas relacionadas con la ejecución de buenas prácticas ambientales por parte del contratista como ser manejo de combustibles y lubricantes.

Las Medidas de Mitigación propuestas para cada impacto identificado, se encuentran resumidas en el Plan de Gestión Ambiental (PGA), en el cual se establecen planes de manejo y contingencias, que describen responsabilidades para la ejecución y supervisión de las medidas propuestas.

Finalmente y como conclusión se puede asegurar que la ejecución del proyecto Choluteca Solar I, producirá más beneficios tanto a los pobladores del área de influencia directa del proyecto y económicamente en comparación con los impactos ambientales negativos que se generaran, los cuales en la mayoría de los casos son de carácter temporal, moderados y mitigables.

IV. JUSTIFICACION DEL PROYECTO

El desarrollo del país requiere de la utilización racional de un sin número de recursos, especialmente de los recursos energéticos, y en el caso de Honduras, tiene un déficit energético realmente preocupante puesto que no se logra satisfacer el crecimiento de la demanda energética del país.

Partiendo del simple pero importante hecho de que nuestro país no produce combustibles fósiles, y que actualmente el 64% de los 1200 MW de energía eléctrica demandados son suplidos mediante centrales termoeléctricas, lo que equivale al consumo anual de 427 millones de galones de diésel y una salida en divisas de US\$ 600 millones, arrojando a la atmósfera 2.4 millones de toneladas por año de dióxido de carbono. Por estas razones, se vuelve indispensable y prioritaria la implementación y desarrollo de proyectos con fuentes renovables de energía como, tales como: hidroeléctricos, eólicos, fotovoltaicos, geotérmicos y biomásicos, para la generación de energía eléctrica a más bajo costo y en una relación más amigable con el medio ambiente.

Debido a un estancamiento en la economía del país ocasionado por los efectos del Huracán Mitch en los años de 1998 al 2000, la demanda de energía experimentó un crecimiento de apenas 2.2%. A Partir del año 2001 y subsiguientes se observa un crecimiento acelerado de la demanda junto a la recuperación económica que vive la nación. Según cifras oficiales, la demanda de energía eléctrica en los próximos años será del orden del 6.5% al 7.5%, aunque las asociaciones de industria señalan que, según sus estudios de tasas de crecimiento de la misma, no serán inferiores al 7.2% anual.

Ante esta tendencia de crecimiento de la demanda energética, los incentivos que brinda el estado con la apertura del marco legal, considerando los bajos costos y los beneficios de generar energía eléctrica a partir de fuentes renovables, principalmente energía fotovoltaica, resulta factible la creación de proyectos de generación.

La justificación del aprovechamiento del potencial solar que ya ha sido establecido mediante diversos estudios e investigaciones anteriores en donde el proyecto ha sido considerado necesario dentro de la estrategia del uso de los recursos energéticos renovables. El Estudio de Factibilidad, que ahora se presenta confirma una buena capacidad instalada y eficiencia del proyecto. Simultáneamente, se pretende analizar las condiciones actuales del Sistema Eléctrico del país y verificar, en base a una re-optimización de la potencia instalada, cómo el proyecto **CHOLUTECA SOLAR I** encajará dentro del parque de generación y transmisión.

Está previsto que el proyecto sea desarrollado de tal forma que la energía generada ayude a mejorar la actual y continua crisis energética en Honduras, provocada por la alta dependencia del petróleo, consecuencia de la generación térmica. Igualmente, se pretende que el proyecto sea parte del aprovechamiento de los abundantes recursos del país y que éste encaje dentro de lo estipulado en la Ley Marco del sub.-sector Eléctrico que incluyen la promoción de la generación de energía eléctrica mediante el uso de recursos naturales renovables nacionales y de cogeneración.

El proyecto está localizado en la zona sur del país siendo esta con un alto potencial de desarrollo. Su implementación creará un significativo polo de desarrollo que encaja dentro del plan de promoción y de reforzamiento del sistema nacional interconectado del país.

En adición a los beneficios por el ahorro de divisas en la factura petrolera del país, durante el desarrollo del Proyecto **CHOLUTECA SOLAR I**, se implementará un programa socio-ambiental enfocado a un desarrollo sostenido y de mejoras las comunidades en el área de influencia dentro de la cual está emplazado el proyecto. El proyecto ayudara a una significativa reducción de las emisiones de carbono (CO₂) a la atmósfera, equivalentes a la contaminación provocada de al menos 600,000 barriles al año de combustible pesado para generación. Se anticipa que el impacto positivo de la implementación del Proyecto **CHOLUTECA SOLAR I** en la economía del país ocurra al cubrir una tendencia marcadamente alta del crecimiento de la demanda de electricidad. Según cifras oficiales la demanda de energía eléctrica en los próximos años será del orden del 10% al 12%, aunque otros sectores, particularmente el industrial, señalan, que la tendencia de crecimiento podría ser superior al 15% anual. Ante esta tendencia, la implementación de un proyecto hidroeléctrico como el propuesto incrementará la oferta de energía renovable con costos más bajos que harán crecer la competitividad estratégica del país para la inversión, en particular en la zona de la costa atlántica que se ha caracterizado por un suministro eléctrico deficitario y por consecuencia ha impedido el desarrollo socio-económico de la región.

La Ley General del Ambiente y el Reglamento del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SINEIA), establecen el requerimiento para elaborar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), a fin de determinar los impactos positivos y negativos, así como las Medidas de Control Ambiental requeridas para minimizar los impactos negativos que el proyecto pueda generar.

La Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables establece que todo proyecto de capacidad instalada mayor o igual a quince megavatios (15 MW) serán considerados de categoría 3 y deben elaborar un Estudio de Evaluación

de Impacto Ambiental, a fin de que se establezcan los impactos negativos y positivos, así como las medidas de mitigación y compensación requeridas para minimizar o reducir los impactos que el proyecto pueda generar.

El proyecto "**CHOLUTECA SOLAR I**" es considerado por Ley dentro de la categoría 3 por lo que se realizará inspección de campo de parte de la autoridad competente a fin de integrar el Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SINEIA) con la participación de diferentes instituciones relacionadas en el tema y la respectiva municipalidad local a través de su Unidad Municipal Ambiental.

Con base en lo anteriormente expuesto y en apego a los artículos No. 44 y 45 del Reglamento del SINEIA, se han tomado como base los Términos de Referencia para el "**Proyecto CHOLUTECA SOLAR I**" dados por la autoridad competente con el propósito de establecer los lineamientos a seguir para el desarrollo del Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental, además basados en los artículos 18 y 19 de la Ley de Promoción para la Generación de Energía Eléctrica a través de Recursos Renovables.

V. MARCO LEGAL

La protección de los Recursos Naturales en el desarrollo del proyecto es uno de los principales compromisos del presente proyecto **CHOLUTECA SOLAR I**. El marco legal actual en el país, presenta una estructura en el orden jerárquico siguiente:

- Constitución de la República
- Ley General del Ambiente y su Reglamento
- Reglamento del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental
- Ley de Conservación Forestal
- Código de Salud
- Ley de Municipalidades
- Ley Marco del Subsector Eléctrico
- Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recurso Renovable.

Constitución de la República de Honduras (Decreto No.131)

Título VI, Del Régimen Económico

Artículo 331

“El Estado reconoce, garantiza y fomenta las libertades de consumo, ahorro, inversión, ocupación, iniciativa, comercio, industria, contratación, de empresa y cualesquiera otras que emanen de los principios que informan esta Constitución. Sin embargo, el ejercicio de dichas libertades no podrá ser contrario al interés social ni lesivo a la moral, la salud o la seguridad pública”.

Ley General del Ambiente (Decreto 104-93)

Desde 1993 Honduras cuenta con un marco regulatorio ambiental formal, que está constituido por la Ley General del Ambiente (Decreto 104-93), el Reglamento General de la Ley del Ambiente (Acuerdo 109-93), y el Reglamento del Sistema Nacional de Evaluación de Impactos Ambientales, SINEIA. Existen además, otras leyes sectoriales que se mencionan más adelante.

Artículo 30

“Corresponde al Estado y a las municipalidades en su respectiva jurisdicción, el manejo, protección y conservación de las cuencas y depósitos naturales de agua, incluyendo la preservación de los elementos naturales que intervienen en el proceso hidrológico.

Los usuarios del agua, sea cual fuere el fin a que se destine, están obligados a utilizarla en forma racional, previniendo su derroche y procurando cuando sea posible su reutilización”.

Artículo 32

“Se prohíbe verter en las aguas continentales o marítimas toda clase de desechos contaminantes sean sólidos, líquidos o gaseosos susceptibles de afectar la salud de las personas o la vida acuática, de perjudicar la calidad del agua para sus propios fines o de alterar el equilibrio ecológico en general”.

Artículo 54

“La descarga y eliminación de los desechos sólidos y líquidos de cualquier origen tóxico y no tóxico, solamente podrán realizarse en los lugares asignados por las autoridades competentes y de acuerdo con las regulaciones técnicas correspondientes y conforme a las ordenanzas municipales respectivas”.

Artículo 59

“Se declara de interés público la actividad tendiente a evitar la contaminación del aire por la presencia de gases perjudiciales, humo, polvo, partículas sólidas, materias radioactivas u otros vertidos que sean perjudiciales a la salud humana, a los bienes públicos o privados, a la flora y la fauna y el ecosistema en general”.

Artículo 61

“El Poder Ejecutivo por medio de la Secretaría de Salud Pública, reglamentará los índices de tolerancia de los ruidos, vibraciones, así como la emisión del humo y polvo”.

Artículo 66

“Los residuos sólidos y orgánicos provenientes de fuentes domésticas, industriales o de la agricultura, ganadería, minería, usos públicos y otros, serán técnicamente tratados para evitar alteraciones en los suelos, ríos, lagos, lagunas y en general en las aguas marítimas y terrestres, así como para evitar la contaminación del aire”.

Código de Salud (Decreto No.65-91, Gaceta 6 Ago.1991)

Este código establece algunas regulaciones sobre los siguientes temas:

Usos de Agua y Manejo de Aguas Residuales

En este aspecto, su contenido es básicamente el mismo de la Ley General del Ambiente y, por lo tanto, es aplicable a la actividad que realiza la estación de servicio.

Aire y Contaminación**Capítulo III****Artículo 46**

“Se entiende por contaminación de la atmósfera, el deterioro de su pureza por la presencia en concentraciones superiores a las permitidas, de agentes tales como:

Partículas sólidas, polvo, humo, materias radioactivas, ondas sonoras en difusión y otras que La Secretaría defina como contaminantes, así como la presencia o emanación de olores que menoscaben el bienestar de las personas. La Secretaría fijará las normas de calidad atmosférica”.

Manejo de Desechos Sólidos**Capítulo IV****Artículo 52**

“Las basuras de cualquier índole deberán ser eliminadas sanitariamente.”

Artículo 53

“Solamente se podrán utilizar como sitios de disposición final de basuras, los predios que expresa y previamente sean autorizados por las Municipalidades con el dictamen favorable de la Secretaria de Salud Pública”.

Ley de Municipalidades

Título III. De los municipios

Capítulo Único. De la autonomía municipal**Artículo 13**

(Según reforma por Decreto 48-91) “Las municipalidades tienen las atribuciones siguientes:

Protección de la ecología, del medio ambiente y promoción de la reforestación;”

Artículo 14

“La Municipalidad es el órgano de gobierno y administración del Municipio y existe para lograr el bienestar de los habitantes, promover su desarrollo integral y la preservación del medio ambiente, con las facultades otorgadas por la Constitución de la República y demás leyes; serán sus objetivos los siguientes:

- Proteger el ecosistema municipal y el medio ambiente;
- Utilizar la planificación para alcanzar el desarrollo integral del Municipio, y;
- Racionalizar el uso y explotación de los recursos municipales, de acuerdo con las prioridades establecidas y los programas de desarrollo nacional.”

Marco del Subsector Eléctrico

En el Artículo 10, Capítulo IV, de la Generación de Energía Eléctrica: la generación de energía Eléctrica por cualquier medio se regirá por la presente ley.

Artículo 11: se permite la producción de energía mediante la construcción o arrendamiento de centrales o unidades generadoras o por cualquier otro medio conforme a esta ley.

CAPITULO XI, DE LA PROTECCION Y CONSERVACION DEL MEDIO AMBIENTE

Artículo 64. En la preparación de estudios para la construcción de proyectos de generación y transmisión, los interesados deberán acatar las disposiciones legales para la protección y conservación del medio ambiente.

Artículo 65. La infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con el Subsector eléctrico deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados, asimismo deberán responder a los estándares de emisión de contaminación vigente y los que se establezcan en el futuro por SEDA.

Según la **Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovable en el Artículo No. 1, inciso 1:**

Propiciara la inversión y el desarrollo de proyectos de recursos energéticos renovables, que permitan disminuir la dependencia de combustibles importados mediante un aprovechamiento de los recursos renovables energéticos del país que sea compatible con la conservación y mejoramiento de los recursos naturales.

La Ley de Municipalidades (Decreto NO 134-90), otorga autonomía a las municipalidades para que estas presten especial atención al medio ambiente. Y delega responsabilidades a estas para la protección de la ecología, medio ambiente y reforestación además en su Reglamento (Acuerdo NO 018-93) Capítulo IV sección Cuarta artículo 127.

VI. OBJETIVO GENERAL DEL ESTUDIO

Realizar el procedimiento técnico de evaluación de impacto ambiental para examinar ambientalmente el proyecto Choluteca Solar I, ubicado en el Municipio de Choluteca, Departamento de Choluteca; con la finalidad de describir a nivel de detalle sus actividades a desarrollar; e identificar, prevenir e interpretar los impactos ambientales que producirá el proyecto en su entorno en caso de ser ejecutado, y plantear las medidas y acciones para mitigar y viabilizar sus actividades.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ❖ Documentación del proyecto propuesto y sus alternativas para apoyar la evaluación de los impactos y la toma de decisiones.
- ❖ Identificación y evaluación de los impactos ambientales, sociales, culturales y económicos probables.
- ❖ Cumplimentar la normativa y legislación vigente en materia ambiental, forestal y de generación de energía eléctrica.
- ❖ Implementar un sistema de monitoreo y vigilancia ambiental de las actividades propias del proyecto, teniendo en consideración las condiciones ambientales actuales y futuras del área de influencia y afectación.
- ❖ Promover la concientización y la capacitación del personal en la consideración ambiental de sus actividades, especialmente las dirigidas a la prevención de riesgos y a la aplicación efectiva de los planes de contingencia.
- ❖ Asegurar una relación y coordinación fluida con las autoridades competentes en los distintos niveles jurisdiccionales.
- ❖ Establecer un conjunto de medidas ambientales específicas que permitan potenciar los impactos positivos y minimizar los adversos identificados sobre los componentes físico, biológico y social.

VII. METODOLOGÍA

En este capítulo se hace una explicación resumida de la metodología que se implementó para llevar a cabo el presente Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental. Posteriormente se procedió a definir el área de influencia, la cual se determinó considerando aspectos biológicos, sociales y la envergadura que tendrá el proyecto como tal.

El término **Impacto Ambiental** define la alteración del ambiente causada por la implementación de un proyecto de acuerdo a la magnitud del mismo. En este contexto el concepto ambiente incluye el conjunto de factores físicos, sociales, culturales y estéticos en relación con el individuo y la comunidad. El impacto ambiental en su más amplio sentido, es causado por la presencia de un proyecto que puede provocar efectos positivos como negativos. El procedimiento para la Evaluación del Impacto Ambiental (EIA), tiene por objetivo evaluar la relación que existe entre el proyecto propuesto y el ambiente en el cual va a ser implementado. Esto se lleva a cabo considerando la mayor cantidad de información disponible sobre diversos aspectos técnicos, legales, económicos, sociales y ambientales que permitan un juicio sobre su factibilidad y aceptabilidad.

El primer elemento a definir es la estructura general del estudio de impacto ambiental que es el objetivo de dicho EIA. Los **objetivos** fundamentales de cualquier EIA son:

- Describir y analizar el proyecto (tanto en sus contenidos como en su objetivo), dado que se trata de la perturbación que generará el impacto.
- Definir y valorar el medio sobre el que va a tener efectos el proyecto, dado que el objetivo de una Evaluación del Impacto Ambiental consiste en minimizar y/o anular las posibles consecuencias ambientales de los proyectos.
- Prever los efectos ambientales generados y evaluarlos para poder juzgar la idoneidad de la obra, así como permitir, o no, su realización en las mejores condiciones posibles de sostenibilidad ambiental.
- Determinar medidas de Control Ambiental, correctivas y compensatorias.

Proceso Metodológico

La metodología utilizada para la elaboración del Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental fue básicamente investigativa y participativa, realizando investigación de campo, visitas, descripciones socioeconómicas del medio y recopilación de información técnica.

La metodología en el siguiente estudio se desarrolló en equipo con la participación de los consultores quienes con experiencia y conocimiento de los diferentes aspectos necesarios para diagnosticar y evaluar los recursos presentes y afectados por el desarrollo del Proyecto, llevaron a cabo, en un período de 2 meses, la evaluación que contiene este documento, con base a los términos de referencias sugeridos. En equipo se determinaron los puntos focales y transversales que debían considerarse para posteriormente evaluar los posibles impactos en los recursos del área.

Para esta metodología de trabajo utilizada por el equipo consultor se consideró las siguientes actividades:

- a. Recopilación, revisión y análisis de información existente y disponible para el estudio.
- b. Giras de Campo al área de influencia del Proyecto para recopilar la información nueva y validar la información existente.
- c. Propuesta para la planificación de talleres de información y consulta con población del área de influencia del proyecto.
- d. Propuesta para la planificación de varias reuniones de coordinación, seguimiento y socialización del Proyecto con las autoridades municipales.

Para esto en una secuencia lógica de tiempo de manera interactiva e reiterada se desarrollaron las siguientes actividades: En primer lugar se realizó una inspección de campo, con la participación un analista ambiental, biólogo y otro personal de apoyo. Posteriormente el equipo tomó nota de las condiciones físicas y biológicas prevalecientes en el área propuesta para el proyecto, tomando fotografías y lecturas con GPS de los puntos de interés, como correderos no permanentes, límites de vegetación, límites de terreno, accidentes geográficos, flora y fauna presente.

Con esta información, se procedió a describir el medio biofísico, con el propósito de generar una línea base, considerando aspectos tales como clima, hidrología, cobertura

vegetal, análisis del uso y cobertura del suelo, avifauna e ictiología, suelos, geología, geomorfología, hidrogeología, aspectos culturales (restos arqueológicos), emisiones sonoras, emisiones atmosféricas y aspectos socioeconómicos.

Simultáneamente se hizo una revisión del marco legal vigente que posee injerencia sobre el proyecto en sí, así como en el entorno en el que influirá. Se evaluó la propuesta de desarrollo presentada por el inversionista, con el fin de identificar las actividades de construcción y operación de mayor relevancia, y su relación con las disposiciones legales vigentes. A partir de la descripción del medio biofísico y considerando los alcances del proyecto, se procedió a identificar, y caracterizar los impactos con base a una combinación de la Matriz MIIA y modelos sistemáticos de planificación al igual que el uso de modelos de Impacto ambiental.

A partir de la descripción del medio biofísico y considerando los alcances del proyecto, se procedió a identificar, caracterizar y valorizar los impactos que el mismo generará, sin embargo la valorización posee tres etapas o fases que a continuación se explican:

1. Evaluación de los impactos potenciales, en esta etapa los impactos son calificados considerando las actividades, sub-actividades y productos que generarán, así como el medio biofísico que será afectado, tomando en cuenta parámetros de evaluación, en esta fase el evaluador asume una actitud mediante la cual los impactos se evalúan sin considerar ningún tipo de medida de control o los resultados de una evaluación particular y profunda de los mismos.
2. Una vez finalizada la evaluación donde se definen los impactos, aquellos que se los clasifican como altos, medios y bajas arrojan un resultado más ajustado a la realidad.
3. Una vez finalizada la etapa de evaluación, se desarrollan matrices que se utilizarán para calificar los impactos potenciales, esto acorde con aquéllos impactos que fueron evaluados.
4. A partir de la evaluación, se seleccionan los impactos cuyo valor de calificación los ubica como altos y medios, y son estos a los cuales se pondrá especial atención al momento de elaborar el Plan de Gestión Ambiental para definir las medidas de mitigación o de control ambiental o en el caso que así se justifique, implementar una medida de compensación.
5. Para culminar satisfactoriamente el Estudio de Impacto Ambiental se tomará en cuenta lo siguiente:
 - La legislación vigente
 - Tamaño y dimensión de la obra

- Experiencia del personal técnico
- Experiencia de profesionales que trabajan en el área y en las entidades competentes.
- Propuesta para incluir la participación del público previo al desarrollo del proyecto.

El EIA se basa en la generación y recopilación de información ambiental, que incluye procedimientos analíticos capaces de determinar y predecir las consecuencias que cada una de las etapas o componentes del Proyecto puede tener sobre diferentes factores ambientales como ecosistemas, especies, paisajes, etc., en su fase analítica para evaluación de los impactos se utilizaron matrices por medio a afectar.

Estructura metodológica del Estudio de Impacto Ambiental

Se inició con la fase de recopilación de información acerca del proyecto y del medio afectado (encontrando factores a analizar y definir el ámbito de trabajo con precisión). Posteriormente se procedió a la valoración del inventario realizado y al cruce de impactos con elementos del Medio Ambiente implicados (matrices).

La elección de la mejor de las alternativas. El paso siguiente consiste en establecer medidas correctivas (en este proceso hay que tener siempre en cuenta el Principio de Precaución, es decir, siempre es mejor no causar el impacto y no tener que corregirlo, que causarlo y tener que invertir en medidas correctivas).

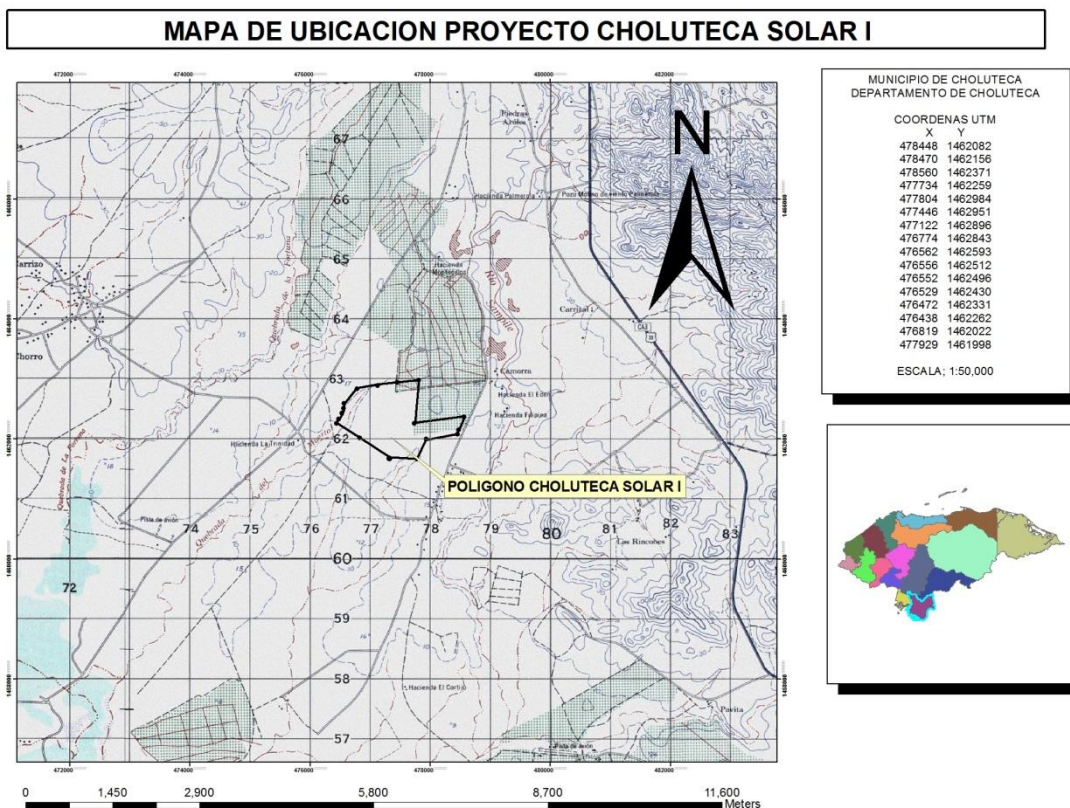
La siguiente fase consiste en una **propuesta de actividades o de medidas de control ambiental correctivas y de potenciales nuevos impactos que pudieran surgir** así como una **evaluación de los impactos residuales** (tras la realización de la obra) y establecimiento de medidas correctivas para dichos impactos.

VIII. DESCRIPCION DEL PROYECTO

UBICACION

Según la división política de Honduras el proyecto **CHOLUTECA SOLAR I**, se desarrollará en la jurisdicción del Municipio de Choluteca, Departamento de Choluteca, tomando la carretera que va desde Tegucigalpa a Choluteca, una vez estando en la Ciudad de Choluteca se dirige en dirección sur hacia el Barrio Santa Lucia y Piedras Azules por donde se toma un desvío a mano izquierda que conduce a la comunidad de San José que se encuentra a 4 kilómetros del desvío, de donde se localiza fácilmente el sitio donde se desarrollará el proyecto.

Cartográficamente un punto de referencia del proyecto corresponde a las coordenadas 477826 E y 1462101N en UTM del sistema NAD- 27, Zona P16, correspondiente al punto céntrico del proyecto. Geográficamente el proyecto se encuentra en la zona sur del país.



ASPECTOS GEOTECNICOS

GEOLOGIA REGIONAL

La zona donde se instalara el proyecto corresponde a la formación geológica del grupo Padre Miguel (Tpm), las cuales están constituidas por rocas volcánicas que consisten en rocas piro clásticas asociadas de tipo riolítico y andesítico, rocas sedimentarias derivadas de rocas volcánicas y coladas de riolita, andesita y basalto.

GEOLOGIA LOCAL

El sitio donde se construirá la futura planta de energía solar está ubicado en una peniplacie constituida por depósitos aluviales (Qal), los cuales están conformados por sedimentos continentales y marinos recientes, incluyendo depósitos de pie de monte, terrazos de grava, planicies de inundación y depósitos de cauce.

En la investigación de las calicatas de observación se puede notar la presencia de capa de arcilla compacta, muy dura de aproximadamente 40-50 centímetros, color café oscuro, y luego se observa otra capa de arcilla color café claro producto de la alteración hidrotermal de la roca madre (basalto- riolita).

SISMICIDAD

La sismicidad en el territorio hondureño ocurre en las zonas de diversas interacciones litosfericas.- Está sujeta a complejos esfuerzos como resultado del contraste de las placas tectónicas.-

La principal característica tectónica del país es la depresión de Comayagua, esta falla está considerada como activa, pero los niveles de sismicidad son bajos. Honduras presenta niveles de sismicidad, mucho más bajos que los que presentan los países vecinos de la región.

Honduras está afectado por terremotos que ocurren en cinco zonas tectónicas:

- a) Zona Benioff
- b) Zona volcánica
- c) Depresión Honduras (Comayagua)
- d) Borde de la placa del Caribe
- e) Zona interplaca (Los Cocos)

Para Choluteca, la aceleración pico que se ha obtenido del informe "Seismic Hazard Analysis of Honduras" elaborado por "The John Blume Earthquake Engineering Center" es de 0.35 por lo cual se ha calculado que el periodo de retorno sea de 95 años.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los materiales resistentes en la zona de la futura planta de generación de energía solar están constituidos por sedimentos aluviales en capas de arcilla compacta en superficies.
- Para determinar la capacidad soportante del terreno se recomienda la utilización del Método de penetración dinámica (SPT) para una profundidad de 5-6 metros, aproximadamente en la zona donde ubicara la construcción (3-4 sondeos repartidos en el área).
- La aceleración sísmica para Choluteca ha sido determinada en un valor de 0.35 para un periodo de retorno de 95 años.

INVENTARIO DE INFRAESTRUCTURA VIAL EXISTENTE Y PROPUESTA

Se cuenta con una calle de terracería que comunica del casco urbano de Choluteca hacia la Comunidad de San José de la Landa, para el desarrollo del proyecto no será necesaria la apertura de nuevos accesos.

PLANOS DEL PROYECTO DETALLANDO CADA UNO DE LOS COMPONENTES DEL PROYECTO (PARQUE DE PLACAS FOTOVOLTAICAS, SISTEMA DE INVERSORES, EDIFICIO DE CONTROL, SALA DE CELDAS DE MEDIA TENSIÓN, SUBESTACIÓN ELEVADORA) Y OTROS NECESARIOS PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO. (Ver anexo 1)

DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DE ACTIVIDADES PREVIAS A LA CONSTRUCCIÓN, ACTIVIDADES DE CONSTRUCCIÓN DE INFRAESTRUCTURA VIAL, CAMPAMENTOS.

Para la instalación de todas las obras de infraestructura del proyecto no será necesaria actividades previas de preparación del terreno, ni de creación de acceso ya que se cuenta con vías de comunicación en buen estado y habilitadas para el paso de los vehículos con el equipo necesario para la puesta en marcha del proyecto.

COMPONENTES DE GENERACION

El proyecto comprende la instalación de celdas fotovoltaicas en un área de terreno de 55 Ha, el área total es de 151 Ha. La generación de energía eléctrica será por medio de

la captación de la radiación presente en la zona donde se desarrollara el mismo, con una capacidad de 20 MW generación, las instalaciones adicionales con que se contará serán un contenedor de 20 pies el cual será utilizado como oficina, se construirá una fosa séptica para la disposición de las aguas residuales, el agua que se utilizara para labores domésticas será abastecida por medio de un pozo que se perforara o como segunda opción se bombeara de las dos lagunas con que se cuenta el sitio.

Todas las obras para la generación de energía serán construidas por una empresa especialista que se contratará.

Nivelación: Para la instalación de las celdas fotovoltaicas no se nivelara el terreno ya que su topografía es plana.

Excavaciones: Las excavaciones que se realizaran son mínimas, ya que solo se enterraran los soportes de los paneles solares.

Cimentaciones: Las cimentaciones que se realizaran serán para darle estabilidad a los soportes de los paneles solares.

Nuevos Accesos: No será necesaria la apertura de nuevos accesos ya que para llegar al sitio se cuenta con una calle de terracería en buen estado que conduce del casco urbano de Choluteca hacia la comunidad de San José de la Landa.

Servicios básicos: En la etapa de construcción el abastecimiento de agua y disposición de aguas residuales será proveída por la empresa que construirá todo el proyecto. En la etapa de operación como se mencionó anteriormente se abastecerá el agua para uso doméstico por medio de dos alternativas que se tienen provistas como ser por bombeo de las lagunas existentes ó por perforación de pozo, con respecto a las aguas residuales será dispuestas en una fosa séptica que se construirá. El agua para consumo humano será por medio de botellones.

Para el manejo de residuos sólidos en la etapa de construcción la empresa contratista será la responsable del traslado y disposición final, en la etapa de operación serán recolectados en recipientes para luego ser trasladados al sitio que la municipalidad estime conveniente, cabe mencionar que la generación de residuos sólidos y líquidos es mínima ya que el personal permanente en esta etapa es de 6 personas.

Para la disposición de las aguas pluviales se respetaran los patrones naturales y la topografía del terreno.

A continuación se da una descripción de todos los componentes necesarios para la puesta en operación:

Descripción de la tecnología a emplear: el efecto fotovoltaico

La conversión de la energía de las radiaciones ópticas en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como el efecto fotovoltaico. Cuando la luz solar incide sobre ciertos materiales denominados semiconductores, los fotones son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor para que rompan el enlace que les mantiene ligados a los átomos respectivos, quedando un electrón libre para circular dentro del sólido por cada enlace roto. La falta de electrón en el enlace roto, que se denomina hueco, también puede desplazarse libremente por el interior del sólido, transfiriéndose de un átomo a otro debido al desplazamiento del resto de los electrones de los enlaces. Los huecos se comportan en muchos aspectos como partículas con carga positiva igual a la del electrón. El movimiento de los huecos y los electrones en direcciones opuestas genera una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por un circuito externo. Para separar los electrones de los huecos y así impedir que restablezcan el enlace, se utiliza un campo eléctrico que provoca su circulación en direcciones opuestas, dando lugar a la citada corriente eléctrica.

En las células solares este campo eléctrico se logra en la unión de dos regiones de un cristal semiconductor, de conductividades de distinto tipo. Para células solares de Silicio, una de las regiones (región tipo "n") se impurifica con fósforo. El procedimiento se realiza sustituyendo algunos átomos de Silicio por átomos de Fósforo. El silicio como elemento químico cuenta con 14 electrones de los que 4 son de valencia, quedando disponibles para unirse con los electrones de valencia de otros átomos. El Fósforo cuenta con 5 electrones de valencia. Así 4 de ellos serán utilizados para llevar a cabo los enlaces químicos con átomos adyacentes de Silicio, mientras que el quinto podrá separarse del átomo mediante una estimulación aportada por una fuente externa de energía.

La otra región (región tipo "p") se impurifica con Boro, que tiene 3 electrones de valencia, por lo que quedará una región con mayor cantidad de huecos que de electrones.

De este modo aparece un campo eléctrico dirigido de la región "p" a la región "n" debido a las diferencias de concentraciones de huecos y electrones.

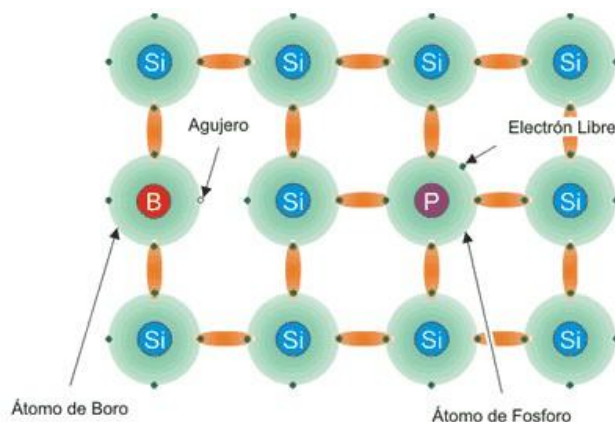


Figura 2. Estructura atómica células solares

Las propiedades de los materiales semiconductores pueden ser explicadas usando dos modelos:

- modelo de enlaces: utiliza los enlaces covalentes que unen los átomos de Silicio para describir el comportamiento semiconductor. A bajas temperaturas los enlaces están intactos y el Silicio se comporta como un aislante. A altas temperaturas algunos de los enlaces pueden romperse y la conducción se produce porque los electrones provenientes de los enlaces rotos quedan libres para moverse, y los electrones de los átomos colindantes pueden desplazarse hasta los huecos creados por los enlaces rotos. De este modo se crea un movimiento de cargas negativas y positivas.
- modelo de bandas: explica el comportamiento del conductor en términos de los niveles energéticos entre la banda de valencia y la banda de conducción. Los electrones en los enlaces covalentes tienen energías correspondientes a la banda de valencia, mientras que en la banda de conducción los electrones están libres. La banda prohibida se corresponde con la energía necesaria para liberar a un electrón de su enlace covalente hacia la banda de conducción donde puede conducir una corriente. Los huecos producidos conducen en la dirección opuesta en la banda de valencia.

Por lo tanto, si se ilumina una célula que se encuentra conectada a una carga externa, se producirá una diferencia de potencial en dicha carga y una circulación de corriente que sale al circuito exterior por el terminal positivo y vuelve a la célula por el negativo. De este modo la célula se comporta como un generador de energía. Los fenómenos que tienen lugar son:

- ✓ Los fotones que inciden sobre la célula con una energía mayor o igual que el ancho de la banda prohibida se absorben en el volumen del semiconductor y se generan pares electrón-hueco que pueden actuar como portadores de corriente. Los fotones con energía inferior al ancho de la banda prohibida atraviesan el semiconductor sin ser absorbidos.
- ✓ El campo eléctrico o la diferencia de potencial producidos por la unión p-n son la causa de la separación de los portadores antes de que puedan recombinarse de nuevo. Son la causa de la circulación de la corriente por la diferencia de potencial externa, suministrando así energía a la carga.

Descripción de los elementos de la instalación con conexión a red

Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico es una unidad que proporciona el soporte para un número de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente. La elección correcta de los mismos va a condicionar en gran medida la producción final de la instalación. Por ello, se realizará una pequeña introducción a los mismos:

Células Fotovoltaicas:

Los módulos están conformados por un conjunto de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente que producen corriente eléctrica a partir del efecto fotovoltaico. Las células solares se fabrican a partir de materiales semiconductores. Cuando la luz incide sobre los mismos, los fotones son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia para que rompan el enlace que les mantiene ligados a los átomos respectivos. Por cada enlace roto queda un electrón libre, que se mueve libremente por el interior del semiconductor. Y a su vez queda el enlace roto, con la ausencia del electrón (denominándose hueco), que actúa como una partícula de carga positiva igual a la del electrón. El movimiento de estas partículas genera una corriente eléctrica en el semiconductor. Para evitar que el enlace roto se regenere de nuevo es necesaria la creación de un campo

eléctrico que dirija las partículas de la forma deseada.

Se pueden realizar diversas clasificaciones de las células fotovoltaicas:

Por tipo de material empleado:

- a. De material simple: sobre todo Silicio, pero también Germanio y Selenio. El germanio tiene un menor ancho de banda que el Silicio, por lo que es apropiado para la absorción de longitudes de onda mayores, como la luz infrarroja. En el caso de que el material semiconductor sea Silicio, una de las regiones (llamada de tipo n), se impurifica con fósforo (que tiene 5 electrones de valencia, uno más que el silicio). Esta región tendrá una concentración de electrones mucho mayor que la de huecos. La otra región (de tipo p), se impurifica con boro, que tiene 3 electrones de valencia (uno menos que el silicio). Convirtiendo esta región en una zona con mayor número de huecos que de electrones. Esta diferencia entre huecos y electrones es la que crea el campo eléctrico responsable de separar los electrones y huecos extras que se producen cuando la célula está iluminada.
- b. De compuestos binarios: CdTe, GaAs, InP, CdS, Cu₂S (materiales de la tabla periódica de los grupos III y IV)
- c. De compuestos ternarios: AlGaAs, y compuestos de estructura calcopirita basados en el Cu como el CuInSe₂, CuInS₂ y CuInTe₂. Destacar el primero por su utilidad práctica y buen rendimiento.
- d. Otros

Por la estructura interna del material:

- e. Monocristalino: célula de Silicio procesada como un único cristal. Buena eficiencia (de las células de Silicio es la que tiene una eficiencia mayor) pero elevado coste de fabricación debido a la elevada pureza y a la gran cantidad de Silicio.
- f. Multicristalinos: menor rendimiento que los monocristalinos pero menor coste de fabricación, debido a que las heterouniones en el material causan pérdidas de eficiencia. La estructura interna está formada por multitud de granos o monocristales de gran tamaño orientados aleatoriamente.
- g. Policristalinos: granos o monocristales pero de un tamaño menor que en el caso de los multicristalinos (por debajo de 1mm). Rendimiento 11-13%. Comparable a los monocristalinos en construcción, características eléctricas y

- durabilidad. Permite reducir costes al bajar el coste de fabricación de las obleas, pero es muy similar al de las células de Si-monocristalino.
- h. Dispositivos híbridos: se alternan capas o sustratos monocristalinos con policristalinos.
 - i. Amorfos (o lámina delgada): sólo aplicable para el silicio. No hay red cristalina alguna y contienen un gran número de defectos estructurales y de enlaces. El material es depositado sobre finas capas que se unen entre sí. A pesar de que el coeficiente de absorción es 40 veces superior al del Silicio monocristalino, su rendimiento es aún menor que en los multicristalinos (8-10%). Pero su coste de fabricación es menor. Problemas: degradación de su rendimiento tras los primeros meses de operación.

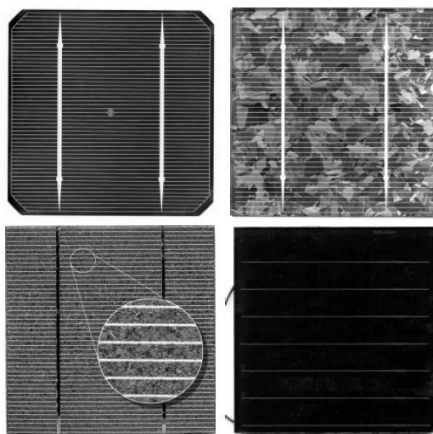


Figura 3. Células de Silicio

En la Figura 3 se pueden observar cuatro células de Silicio comerciales con distinto tipo de material base: célula de Si monocristalino; célula de Silicio multicristalino; célula de Silicio multicristalino (APEX) ; su módulo de Si amorfo

1. Por la estructura del dispositivo
 - a. Homouniones: la unión p-n se crea sobre un único material por difusión de dopantes desde lados opuestos de la célula
 - b. Heterouniones: los materiales situados a ambos lados de la unión p-n son diferentes.
 - c. Según el número de uniones p-n:
 - i. Dispositivos de unión simple: una única unión

- ii. Dispositivos multi-unión
 - d. Según el número de dispositivos empleados en la misma célula:
 - i. Dispositivos monocélula
 - ii. Dispositivos tándem o en cascada: combinación de dos o más células en una misma estructura con el fin de aprovechar el mayor rango posible del espectro solar. Rendimientos superiores a los monocélulas, pero no se han comenzado a comercializar.
2. Por el tipo de aplicación
- a. Células para aplicaciones terrestres sin concentración: o llamadas también de panel plano
 - b. Para integración en edificios
 - c. Para aplicaciones terrestres bajo concentración: en busca del mayor rendimiento de conversión posible. Más caros al añadir concentradores. Muchos modelos necesitan disipadores térmicos o refrigeración. Para instalaciones de gran potencia
 - d. Para aplicaciones especiales

Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos actúan como base soporte de las células fotovoltaicas, además de otorgarles la protección necesaria mediante el encapsulamiento adecuado. La estructura de los módulos puede observarse en la Figura 4.

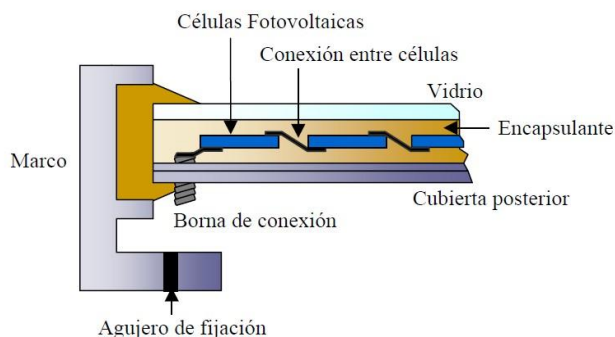


Figura 4. Estructura módulos fotovoltaicos

- Cubierta frontal: ha de poseer una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda y una baja reflexión de la superficie frontal para aprovechar al máximo la energía solar incidente. A parte, el material ha de ser impermeable, tener buena resistencia al impacto, tener una baja resistividad térmica y ser estable a la exposición prolongada de rayos UV. Está cubierta frontal, también tiene como función principal, dar rigidez y dureza mecánica al módulo. Los materiales más empleados son acrílicos, polímeros y cristal. Aunque el más empleado suele ser el cristal templado con bajo contenido en hierro, por su bajo coste, elevada transparencia, impermeabilidad y buenas propiedades de auto-limpieza.
- Encapsulante: encargado de dar adhesión entre las células, la superficie frontal y la posterior del módulo. El más utilizado es el EVA (etilen-vinil-acetato).
- Cubierta posterior: debe ser impermeable y con baja resistencia térmica. suele emplearse una capa de Tedlar, o bien de Tedlar y un segundo vidrio.
- Células solares y sus conectores: estos suelen ser de aluminio o acero inoxidable.
- Los bordes del bloque van protegidos con una funda de neopreno y todo el conjunto va incrustado en un marco de aluminio, adherido con silicona, que le proporciona resistencia mecánica. En la parte posterior del módulo se encuentra la caja de conexiones con dos bornes (positivo y negativo), para permitir el conexionado de los módulos.

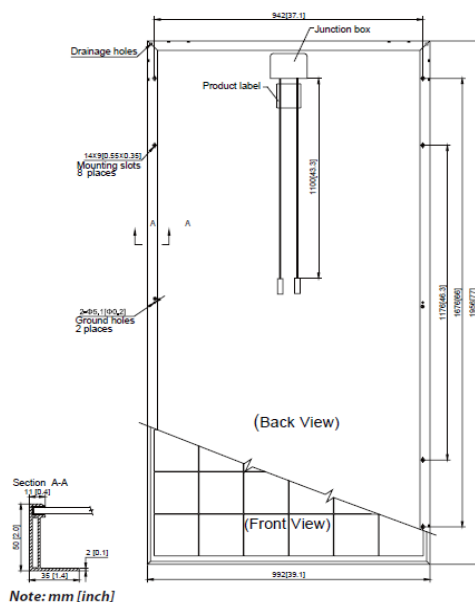


Figura 5. Vista posterior módulo fotovoltaico

Módulo fotovoltaico empleado

El tipo de módulo a emplear será el modelo *Stp290-24/Vd (Suntech)*, se trata de un módulo con células fotovoltaicas de Silicio policristalino.

Estructura soporte de los paneles

La estructura metálica sobre la que se situarán los módulos fotovoltaicos se establece para sostener cuatro (4) módulos en horizontal, a tres (3) alturas. La utilización de una adecuada estructura facilita las labores de instalación y mantenimiento, minimiza la longitud del cableado, evita problemas de corrosión y mejora la estética de la planta en su conjunto.

La estructura elegida será de acero galvanizado en caliente, material resistente a la corrosión y con un buen compromiso calidad-precio (más resistente que el acero inoxidable y más barato). Debe soportar vientos de 100 a 150 km/h, situará a los módulos a una altura de más de 0.5 m del suelo, debe estar eléctricamente unida a una toma de tierra, y asegurará un buen contacto eléctrico entre el marco del módulo y la tierra para permitir la protección de las personas frente a posibles

pérdidas de aislamiento en el generador.

Debe cumplir con la normativa:

- ASTM A123: Standard Specification for Structural Steel Products
- ASTM A153: Standard Specification for Zinc Coating (Hot-Dip) on Iron and Steel Hardware
- ASTM A385: Standard Practice for Providing High-Quality Zinc Coatings (Hot-Dip)
- ASTM A653: Standard Specification for Steel Sheet, Zinc-Coated (Galvanized) or Zinc- Iron Alloy-Coated (Galvannealed) by the Hot-Dip Process
- ASTM A767: Standard Specification for Zinc-Coated (Galvanized) Steel Bars for Concrete Reinforcement
- ASTM A780: Standard Practice for Repair of Damaged and Uncoated Areas of Hot-Dip Galvanized Coatings
- ASTM A902: Standard Terminology Relating to Metallic Coated Steel Products
- ASTM D6386-99: Standard Practice for Preparation of Zinc (Hot-DipGalvanized) Coated Iron and Steel Product and Hardware Surfaces for Painting.

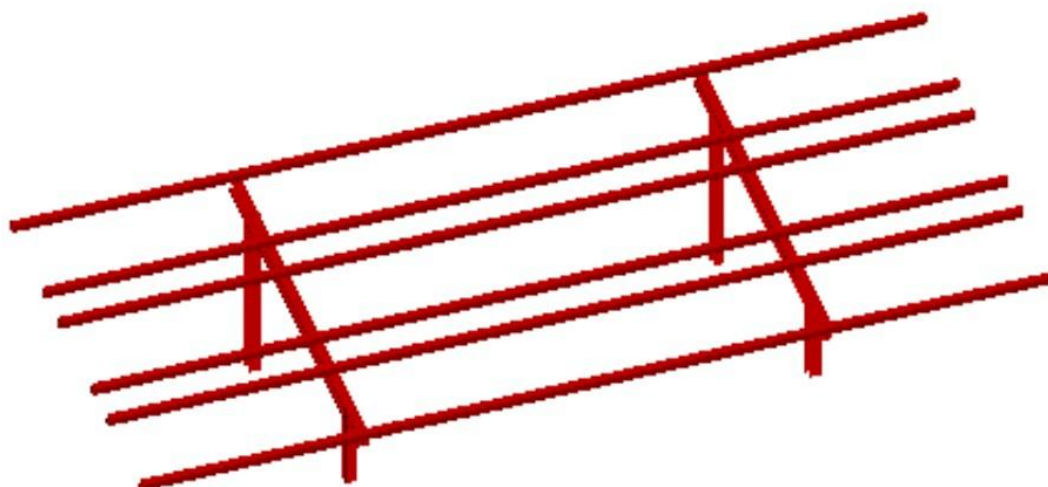


Figura 6. Estructura soporte de los paneles

Inversor DC-AC

Los inversores son los encargados de realizar la conversión DC/AC para poder conectar los generadores fotovoltaicos a la red eléctrica. Están constituidos por un sintetizador que accionando un conjunto de interruptores genera una onda de impulsos a partir de la tensión DC, procurando que la señal de salida sea lo más senoidal posible. Esta onda se filtra posteriormente para eliminar el mayor número de armónicos posible. Los filtros empleados consumen una elevada potencia, lo cual incide negativamente en el rendimiento del inversor. Una forma de reducir el número de armónicos es sintetizar una onda con mayor número de impulsos, lo que permite disminuir considerablemente el número de armónicos cercanos. La señal de salida a red estará sincronizada en fase, frecuencia y amplitud con la de la red.

Un requisito fundamental en los inversores es un alto rendimiento, para cualquier valor de la señal de entrada, ya que dependerá de la irradiación que reciban los módulos y provocará que esta sea considerablemente variable. Por esta razón es primordial que los inversores tengan un bajo consumo en vacío y que estén bien adaptados a la carga que deban alimentar, para que en la mayor parte del tiempo trabajen en condiciones de elevada eficiencia.

En esta instalación se utilizarán cuarenta (40) inversores de 500kW, dos (2) por cada bloque de 1MW. El inversor elegido para este proyecto ha sido el fabricado por SMA, modelo *SUNNY CENTRAL 500HE-US*. Este inversor cumple los requisitos establecidos por la normativa:

- UL 1741: Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources.
- UL 1998: Software in Programmable Components.
- IEEE 1547/IEEE 1547.1: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems / Standard for Conformance Tests Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- IEEE 62.41.2: Practice on characterization of surges in low-voltage 1000 V and less ac power circuits.

Este inversor, con seguimiento del punto de máxima potencia, tiene una distorsión armónica de menos del 5%. Las salidas del inversor son trifásicas, con tensiones entre 180-220 V.

Características de los inversores:

Datos de entrada	
Max. Potencia DC	565kWp
Rango de tensiones MPP	330 V – 600 V
Max. Tensión DC	600 V
Max. Corriente DC	1600 A
Número de inputs DC	6 – 9

Datos de salida

Potencia Nominal AC	500 kVA @ 45°C
Max. Corriente AC	1470 A @ 200 V
Frecuencia de la Red AC	60 Hz
Rango de tensiones AC	180 V - 220

V Rango de tensiones AC (máxima potencia act)

196 V – 210 V

Factor de potencia () >0.99 / 0,9 inductivo... 0,9 capacitivo

Max. Distorsion Armónica	<5%
--------------------------	-----

Eficiencia

Max. Eficiencia	98.6%
CEC Eficiencia	

	98.0%
Euro-eta	97.9%

Generales

Dimensiones(altura x ancho x profundidad) (2277x2562x956mm) /

(90x101x38in) Peso
Certificados

<1800 kg (3970lb)
UL 1741, UL 1998, IEEE 1547

Transformadores BT-MT

La evacuación de la energía a la red de distribución se realiza a una tensión de 21 kV. Para ello es necesario el empleo de transformadores de potencia elevadores, que transformen la tensión de salida de los inversores a la tensión de la red de distribución.

La planta contará con veinte (20) transformadores de potencia que realicen esta función. El transformador elegido para este proyecto será un transformador en aceite Pad-Mount, específico para intemperie, potencia nominal 750 kVA, relación de transformación 208 V / 21 kV, YNy0y0, ONAN, (*Cooper Industries*). Este transformador cumple con los requisitos establecidos para poder ser instalado en zonas con actividad sísmica media, como el lugar donde se ubicará la planta. Estos transformadores cuentan con toda la aparamenta de protección necesaria.



Figura 7. Transformador Pad Mount

Celdas de Media Tensión

Las celdas se localizarán en el Centro de Seccionamiento de la instalación. Los transformadores Pad-Mount de la instalación no requieren celdas de línea para

interconectar las unidades generadoras a la línea de media tensión, ya que están equipados con la aparamenta necesaria para realizar esta función. Por lo tanto, únicamente se localizarán las celdas en el Centro de Seccionamiento. Se distinguen las siguientes:

Celda de entrada / salida de línea:

Será necesaria una celda de entrada y una de salida por cada anillo de media tensión existente en la planta. Su función es de recibir el conductor proveniente de los anillos para el caso de las celdas de entrada, o devolverlo para cerrar el anillo. Se instalará otra celda de línea previa a la celda de medida de los Servicios Auxiliares. Estarán equipadas con interruptor-seccionador en carga con fusible y con puesta a tierra. De este modo también se protegen los transformadores de la instalación antes posibles cortocircuitos provenientes de la red. Sus características son:

- Modelo: UniMix-P2 (ABB)
- Tensión nominal: 24 kV
- Tensión soportada al impulso: 125 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial: 50 kV
- Frecuencia: 60 Hz
- Intensidad nominal: 400 A
- Juego de barras trifásico: 630 A
- Intensidad de corta duración (1s): 12,5 kA
- Intensidad de cresta: 31,5 kA

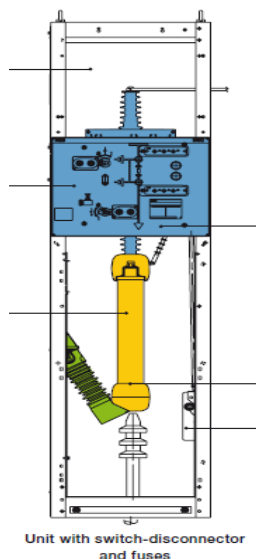


Figura 8. Celda de línea

Celda de protección:

En ella se ubican los dispositivos encargados de proteger los equipos del centro de seccionamiento ante posibles faltas en la red. Constará de un interruptor automático en vacío. Estarán igualmente equipadas con interruptor-seccionador en carga con puesta a tierra. Esta cabina será la que conecte la subestación con la instalación. Sus características son:

- Modelo: UniMix-P1F (ABB)
- Interruptor automático trifásico, aislamiento y corte en vacío, VD4/UniMix-F 24
- Tensión nominal: 24 kV
- Tensión soportada al impulso: 125 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial: 50 kV
- Frecuencia: 60 Hz
- Intensidad nominal: 630 A
- Juego de barras trifásico: 630 A
- Intensidad de corta duración (1s): 12,5 kA
- Intensidad de cresta: 31,5 kA

- Protecciones: relé de protección PR521:
- funciones de protección:
 - protección contra sobre intensidad con retardo a tiempo dependiente 51 (I>)
 - protección contra cortocircuito con retardo regulable 50 (I>>)
 - protección contra cortocircuito instantáneo 50 (I>>>)
 - protección contra defecto homopolar hacia tierra 51N (IO>)

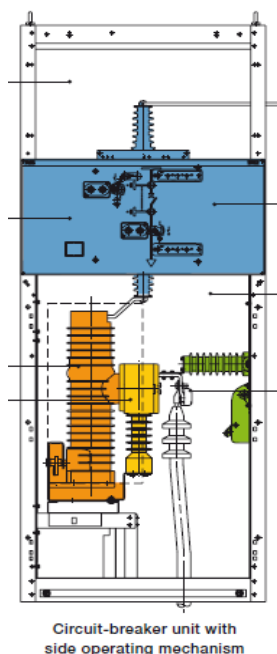


Figura 9. Celda de protección

Celda de medida:

El centro de seccionamiento contará con 2 celdas de medida, a partir de las cuales se realizarán las mediciones pertinentes por la compañía. Estarán equipadas con tres transformadores de tensión y tres transformadores de intensidad, uno por fase. Una de ellas medirá el total de la energía generada por la instalación, y la otra el consumo de los Servicios Auxiliares.

- Modelo: UniMix-M (ABB)
- Tensión nominal: 24 kV
- Intensidad nominal: 630 A
- Intensidad de corta duración (1s): 16 A Metering:

Los elementos que se utilicen para la medición han de satisfacer los requisitos del Sistema Operativo Independiente (Independent System Operator, ISO), y los requerimientos de la ENEE de medida y registro eléctrico de los suministradores. La compañía generadora (los operadores de la instalación fotovoltaica) debe encargarse del suministro, instalación y mantenimiento del equipamiento de medición, incluidos aquellos que la compañía ENEE puede suministrar. Toda compañía generadora de venta al por mayor debe contactar con los servicios locales de la compañía ENEE para acordar los requisitos que la misma impone.

Los elementos de medida se instalarán en el centro de seccionamiento, conectados a las cabinas de medida UniMix-M. La manipulación de la misma únicamente será realizada por la compañía ENEE.

Para las pérdidas que se producirán en la línea de evacuación desde el centro de seccionamiento hasta la subestación, la compañía calculará las mismas en función de la máxima corriente de carga que pueda darse, y de las características de la línea entre el punto de medición y el punto de servicio.

El equipamiento estará monitorizado y telecomunicado con los centros de control de la ENEE. Estos deben recibir a tiempo real:

- kW
- kVAr
- kWh
- tensión del punto terminal de la instalación (kV)
- estado del interruptor de la subestación
- estado del interruptor general de la instalación

Los transformadores de corriente y de tensión serán suministrados por la entidad generadora, siendo revisados y aprobados por la compañía ENEE, y sometidos a revisión anual.

Transformador Servicios Auxiliares (SSAA)

Teniendo en cuenta las cargas a alimentar por el transformador, se ajustará la potencia del mismo en función de dichas cargas. Para una potencia de la instalación

de 126.647,6 VA, se decide emplear un transformador de 150 kVA (valor normalizado). La lista de cargas correspondientes a los Servicios Auxiliares (SSAA) se encuentra en el dicho anejo.

Instalación

La instalación fotovoltaica se localizará en la zona sur de Honduras, CA, en una parcela de 151 Ha próxima a la ciudad de Choluteca (Departamento de Choluteca).

Bloques modulares de 1MW. Justificación

La planta, de 20 MW de potencia, se realizará por bloques modulares de 1 MW iguales para simplificación del diseño de la instalación. La elección de este bloque modular es debido a diversos factores:

- La elección de los inversores: actualmente en el mercado existen inversores de gran potencia adecuados para instalaciones fotovoltaicas concebidas para la producción y venta de electricidad a las compañías distribuidoras. La elección de inversores con una potencia la máxima posible será beneficioso para el cliente que corre a cargo de los gastos de la instalación, ya que supone una menor inversión en estos equipos al ser necesarios un menor número de ellos.

Las compañías fabricantes de inversores tienen entre sus productos una gran variedad de inversores de alta potencia para instalaciones con conexión a red, con rangos desde 250 kVA hasta los 1000 kVA. Este número de inversores se ve reducido ya que la tensión máxima del inversor ha de ser de 600 V, y porque han de presentar un certificado UL. De este modo, los inversores con la potencia más alta a los que tenemos acceso son de 1000 kVA.

- La elección de los transformadores de potencia de BT-MT: al haber elegido inversores de 500 kW de potencia nominal, puede pensarse en la posibilidad de realizar los cálculos para bloques modulares de 0.5MW, 1MW, 1.5MW, y en adelante.
1. Si se realizan módulos de 0.5MW será necesario un transformador de potencia por cada inversor que eleve la tensión de BT a MT, lo que supone la compra

de 40 transformadores de potencia y una gran inversión.

2. Si se decide trabajar con módulos de 1.5MW se darían diversos problemas:
 - 2.a. Una opción es emplear un transformador de un devanado para uno de los inversores y otro de doble devanado. De esta forma se rompe la simetría de la instalación al haber más pérdidas en uno de los transformadores que en otro y al tener que usar distintos cables; asimismo, al comprar menor cantidad de cada transformador el fabricante del mismo no aplicará descuentos más reducidos por compra a gran escala ni por compras de cantidad (rappels).
 - 2.b. Los transformadores de 3 devanados no están estandarizados, y habría que solicitar al fabricante que los realizara exclusivamente para este proyecto, incluyendo un estudio de armónicos por parte del fabricante para optimizar el diseño. Este último punto ya lo tienen solucionado para los transformadores de dos devanados. Por lo tanto esta elección supondría un mayor gasto para el cliente.
 - 2.c. A pesar de que las dimensiones del bloque aumentan, y por lo tanto es necesario un gasto menor en transformadores y apartamento, esta reducción de coste no se ve compensada al tener un mayor gasto en cableado y canalizaciones como se define en el punto 2.a.

Por estas causas, se decide emplear transformadores de doble devanado. De este modo: se reducen los armónicos que aparecen en los transformadores trifásicos al anularse parcialmente los generados en el primer devanado y en el segundo. Por otro lado, los fabricantes de los inversores establecen como condición que no se conecten en paralelo los inversores, por lo sólo existe la posibilidad de que cada inversor vaya a un devanado individualmente.

Por todo lo anteriormente visto, se decide trabajar con bloques modulares de 1MW.

Estudio energético

En este apartado se llevará a cabo un análisis del comportamiento solar. Cuanto mayor sea el conocimiento de esta fuente inagotable de energía, mayor será el aprovechamiento que podrá realizarse de la misma.

En la valoración de los recursos energéticos en forma de radiación solar entran a formar parte dos elementos: uno determinista, debido al hecho de que la Tierra y el Sol se mueven siguiendo leyes de la física y otro la existencia de la atmósfera terrestre que introduce un aspecto estocástico en la predicción de la radiación solar. (ABEL05)

La radiación solar

La constante solar

La irradiación proveniente del Sol que se recibe sobre una superficie perpendicular puede considerarse como constante e igual a 1353 W/m^2 (dato aceptado por la NASA en 1971). Este es el valor de la constante solar. (FERN08)

La constante solar es una magnitud definida para determinar el flujo de energía recibido por unidad de superficie perpendicular a la radiación solar, a una distancia media de la Tierra al Sol, y situado fuera de cualquier atmósfera. La distancia Tierra-Sol es variable debido a la órbita elíptica que realiza la Tierra, por lo que para el cálculo de la constante solar ha de considerarse una distancia promedio.

Se puede considerar que el sol es una fuente de energía constante, ya que diversos estudios han demostrado que la variación de la energía procedente del sol a lo largo de un ciclo solar (aproximadamente 22 años) es menor al 1%. Estas variaciones, en tanto en cuanto afectan al diseño de una instalación fotovoltaica, puede decirse que se ven afectadas en mayor parte por el efecto de las variaciones meteorológicas en vez de por los ciclos solares.

Distancia Sol-Tierra

Como ya se ha comentado, la distancia entre el Sol y la Tierra es variable a lo largo del año debido a la órbita elíptica que realiza la Tierra. La excentricidad de esta elíptica puede ser calculada como:

$$S_o = 1 + 0.033 \cos \frac{360 \cdot d_n}{365}$$

Siendo d_n el día del año ($1 \leq d_n \leq 365$).

Esta distancia es importante puesto que cuando se tiene una fuente luminosa que emite en todas direcciones, el flujo de energía varía inversamente con el cuadrado de la distancia a la fuente emisora.

Radiación solar

Para alcanzar la superficie terrestre la radiación solar emitida debe atravesar la atmosfera, donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción y difusión que disminuyen la energía final recibida. La radiación global incidente sobre una superficie inclinada en la superficie terrestre se puede calcular como la suma de tres componentes: la componente directa, la componente difusa y la componente de albedo (o reflejada).

- Radiación solar directa: "*Radiación solar incidente sobre un plano dado, procedente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar*".¹ También se puede definir como la radiación que llega directamente del sol.
- Radiación solar difusa: "*Radiación solar hemisférica menos la radiación solar directa*". O la radiación que previamente a alcanzar la superficie es absorbida y difundida por la atmósfera.
- Radiación solar hemisférica: "*Radiación solar incidente en una superficie plana dada, recibida desde un ángulo sólido de 2π sr (del hemisferio situado por encima de la superficie)*. Hay que especificar la inclinación y azimut de la superficie receptora".

- Radiación reflejada: radiación que, procedente de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos, incide sobre una superficie. La reflexión dependerá de las características y naturaleza de la superficie reflectora (albedo).
- Radiación solar global: "Radiación solar hemisférica recibida en un plano horizontal".

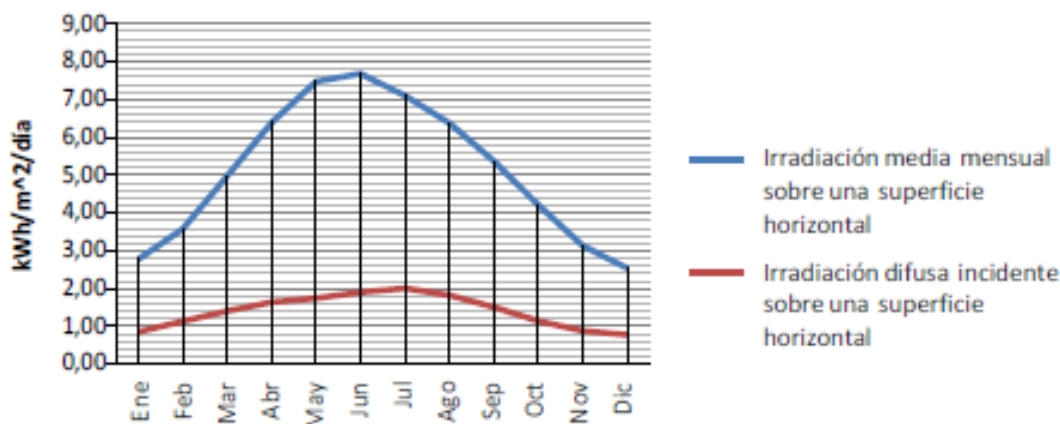


Figura 10. Irradiación media y difusa sobre superficie horizontal

La producción del sistema fotovoltaico

Pérdidas en un sistema fotovoltaico (Performance Ratio PR)

A la hora de dimensionar un sistema fotovoltaico es necesario analizar las diferentes pérdidas energéticas que se producirán en el mismo [FERN08]:

Pérdidas por temperatura

En los módulos fotovoltaicos se producen pérdidas de potencia del orden del 0,4-0,5% por cada 1°C de aumento de temperatura que varíe de la temperatura estándar de 25°C, el valor de ese coeficiente de pérdidas es de -0,44%/°C, dato tomado como promedio.

El rendimiento por pérdidas por temperaturas es menor durante los meses de verano que durante los meses de invierno.

$$FT = -0,44 \% / ^\circ\text{C}$$

Para el cálculo de estas pérdidas para cada mes (i) se aplicará:

$$FT_i = 1 + \frac{-0,44}{100} (T_i - 25)$$

Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal

Los módulos, al ser fabricados por un proceso industrial, no son todos idénticos. Las células fotovoltaicas de las que se componen los módulos son distintas entre ellas. Esto implica que la potencia que pueden generar de modo individual va a variar de unos a otros. La tolerancia de estos paneles en torno a la potencia nominal oscila entre el $\pm 3\%$ al $\pm 10\%$. En nuestro caso concreto el fabricante indica que los módulos fotovoltaicos tienen una tolerancia positiva entre el margen 0/+5%.

Se tomará el valor más desfavorable, esto es, el del 0%, lo cual supone que no hay ningún panel cuya potencia nominal sea superior a la indicada por el fabricante:

$$FPnom = 0 \%$$

Pérdidas por conexionado (pérdidas por mismatch)

Las pérdidas por conexionado son las pérdidas causadas al realizar la conexión entre módulos de distinto valor de potencia (como se ha visto en el apartado anterior).

Al realizar la conexión en serie de los módulos, el panel que disponga de menor potencia de todos limitará la corriente que circule por la serie al no poder permitir la circulación de más corriente que el máximo que él puede dar.

En cuanto a la conexión en paralelo, el módulo con menor potencia limitará la tensión máxima del conjunto.

Las pérdidas por conexionado se encuentran por lo general en el rango del 1% al 4%. En nuestro caso (ver simulación PVSyst, Anejo 1.5.1):

$$F_{con} = - 2,1 \%$$

Pérdidas por sombreado del generador

Estas sombras sobre los paneles generan unas pérdidas energéticas causadas por un lado por la disminución de captación de irradiación solar (por existir una menor radiación) y por los posibles efectos de mismatch a las que pueda dar lugar al afectar a la potencia individual de un panel o a la de un conjunto de paneles de la instalación.

Pérdidas por polvo y suciedad

Las pérdidas por polvo y suciedad dependen del lugar de la instalación y de la frecuencia de lluvias. Valores típicos anuales son inferiores al 4% para superficies con un alto grado de suciedad.

$$FS = - 2 \%$$

Pérdidas angulares

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico viene determinada por el fabricante en relación a las condiciones estándares de medida (irradiación de 1000 W / m^2 , temperatura ambiente de 25°C , $AM = 1,5$) y para un ángulo de incidencia de los rayos solar perpendicular al módulo.

El que la radiación solar no incida perpendicularmente sobre el panel implica unas pérdidas que serán mayores cuanto más se aleje el ángulo de incidencia de la perpendicular.

En nuestro caso:

$$F_{ang} = - 2,7 \%$$

Pérdidas por el rendimiento del inversor

Los inversores son uno de los elementos fundamentales en la producción de energía de los sistemas fotovoltaicos conectados a red. El rendimiento del inversor es sin duda alguna el parámetro más representativo de los inversores.

El rendimiento del inversor se ve afectado por la presencia interna de un transformador, que hace que este parámetro disminuya. En este caso concreto, el inversor *500HE-US, SMA*, carece de transformador interno y su rendimiento tiene un valor de $\eta=98\%$.

$$F_{inv} = - 2 \%$$

Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado

Tanto en la parte de continua como en la parte de alterna se producirán unas pérdidas como consecuencia de la resistencia de los conductores. Para ello es necesario el correcto dimensionado de la instalación y la adecuada elección de las secciones y longitudes de los cables.

Las pérdidas óhmicas no serán superiores al 2,5 % para la zona de continua, y al 2% para la zona de alterna.

$$F_{dc} = -0,2999 \%$$

Pérdidas en el transformador

El transformador tiene un rendimiento del 99,3%

$$F_{tr} = 0,7\%$$

Horas Equivalentes de Sol (HES) y Performance Ratio (PR)

Para normalizar la energía producida respecto de la potencia nominal de la instalación en condiciones estándar STC, es necesario definir una relación entre los kWh producidos anualmente por cada kW pico instalado.

Esta relación es las "Horas Equivalentes de Sol (HES)", que se define como el cociente de la energía inyectada a la red eléctrica entre la potencia pico total instalada.

$$HES = \frac{E_{inyectada}}{P_p} = \frac{40.259.760kWh \cdot fac \cdot F_{trf}}{22.968kW} = 1727.24h$$

Energía obtenida de la simulación con el programa PVSyst. La energía que este programa proporciona es en el punto inmediatamente posterior al inversor, por lo que hay que multiplicarla por Fac y por Ftrf para obtener el valor de la energía inyectada a la red. Este valor es de:

$$E_{inyectada} = 39.671.310,87kWh$$

La productividad de referencia (denominada YR) está definido como el cociente entre la irradiación solar anual incidente en el plano de los módulos fotovoltaicos (R_{anual} en kWh/m²) y la radiación nominal de referencia en las condiciones estándar $R=1000W/m^2$.

$$Y_r = \frac{R_{anual}}{R} = \frac{1878 \text{ kWh/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2} = 1878 \text{ h}$$

Ranual obtenida de la simulación con el programa PVSyst.

El Performance Ratio o factor de rendimiento global del sistema se calcula como el cociente entre las Horas Equivalente de Sol y la productividad de referencia:

$$PR = \frac{HES}{Y_R} = \frac{1727,24}{1878} = 0,9198$$

Cálculos eléctricos

Orientación e inclinación de los módulos

Al tratarse de una instalación de estructura fija, y de situarse en el hemisferio Norte, la orientación óptima de los paneles solares es hacia el sur geográfico, el cual no coincide con el sur magnético. El modo de localizarlo es observando la dirección de la sombra proyectada por una varilla vertical a las 12 horas o mediodía solar, que es cuando el sol está en su cenit o punto más alto de su trayectoria diaria. Para ello, por la mañana, faltando dos o tres horas para el mediodía, se marcará el punto A, indicado en la Figura 13, en el extremo de la sombra de la varilla y se dibuja en el suelo una circunferencia alrededor de la varilla de radio OA, igual al de su sombra. Por la tarde, cuando la sombra de la varilla alcance la misma longitud se marca el punto B. La recta que une los puntos A y B estará orientada exactamente en la dirección del paralelo terrestre y trazando una perpendicular a dicha recta, indicará la dirección Norte-Sur.

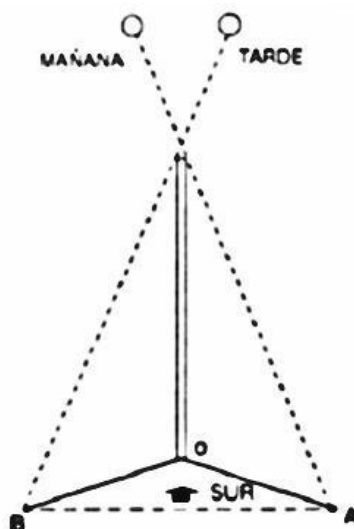


Figura 11. Localización del Sur geográfico

La inclinación de los módulos se calcula con la finalidad de maximizar la captación anual de irradiación, en vez de maximizar la captación de energía durante la época de menor radiación, por la que se obtendría una curva de producción más homogénea a lo largo de todo el año. Para obtener la máxima producción anual se puede llevar a cabo una primera aproximación, [LORE94] por la cual, para obtener el máximo de producción anual en una instalación con estructura fija, los paneles han de tener una inclinación de: De este modo realizaremos las simulaciones con el programa PVSyst en torno a este valor calculado. Se realiza la simulación para diferentes valores del ángulo de inclinación, y se obtienen los siguientes valores de producción anual para el módulo de 1MW:

Inclinación	Producción/MW (MWh/año)
20	200
22	201
23	201
24	201
25	201
26	200
27	200
30	199
35	194

Tabla 1. Producción anual en función del ángulo de inclinación

El ángulo de inclinación óptimo son 23°, para el cual se obtiene una producción anual de 2.013GWh/año para cada bloque modular de 1MW.

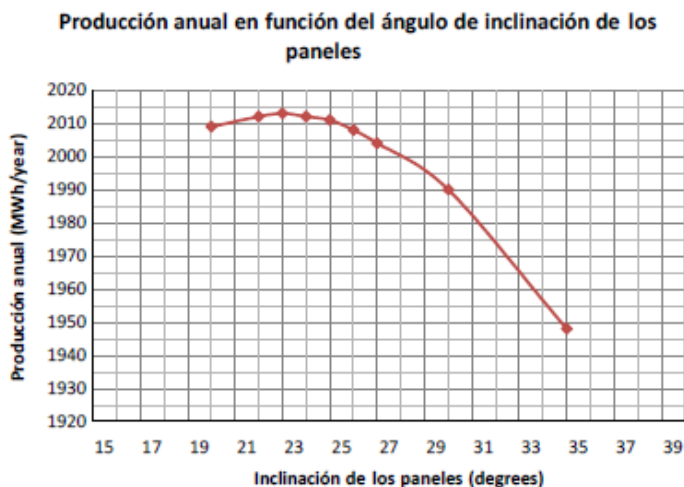


Figura 12. Producción en función del ángulo de inclinación

Por tanto, la inclinación de los paneles óptima será de 23°.

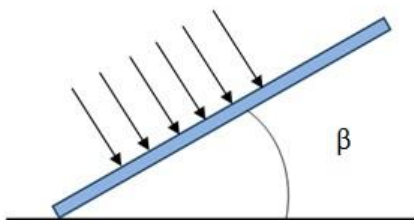


Figura 13. Inclinación paneles

Cálculo de sombras

La distancia mínima entre paneles para evitar el sombreado de una fila sobre la siguiente se realiza a partir de los siguientes cálculos:

$$h_o = (90 - \phi) + \delta = (90 - 35.9843) - 23.45 = 30.5657$$

$\delta = -25.43^\circ$ (valor empleado para el hemisferio norte, ya que es el valor de la declinación solar en el día en el que la altura solar es mínima. El día más desfavorable, en el que dicha declinación es mínima, corresponde al solsticio de invierno en el hemisferio norte, el 21-22 de Diciembre)

$$d = d_1 + d_2 = \frac{z}{\tan h_o} + \frac{z}{\tan \beta}$$

De donde se obtiene:

- $d = 5,268 \text{ m}$
- $d_1 = 2,604 \text{ m}$
- $d_2 = 2,664 \text{ m}$

Luego la distancia entre el comienzo de una mesa y la siguiente será de 5,3 m.

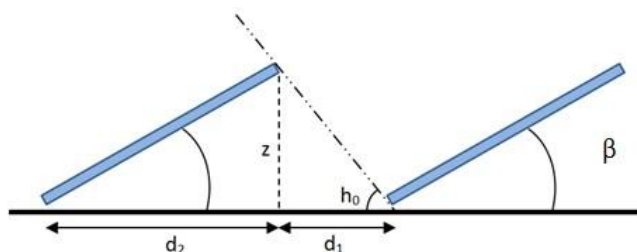


Figura 14. Distancia entre paneles

Dimensionamiento de la instalación

A partir de las características eléctricas de los módulos (*STP290-24/Vd, Suntech*) y los inversores (*Sunny Central 500HE-US, SMA*) que se especifican en el apartado 1.1.1.4, se calcula el número de paneles e inversores necesarios para que la planta tenga una potencia de 20 MW.

Los módulos, como los inversores, imponen una serie de condiciones a la hora de realizar los cálculos. Las condiciones que debemos tener en cuenta para el dimensionamiento de la planta son:

- Módulos:
 - $VMP = 35.6 \text{ V}$:tensión óptima de operación en las condiciones estándar STC (Temperatura del módulos fotovoltaico 25°C , Irradiancia $1000\text{W}/\text{m}^2$, $AM=1,5$)
 - $VOC = 45.0 \text{ V}$: tensión de circuito abierto
 - $ISC = 8.42 \text{ A}$: corriente de cortocircuito
 - $\alpha = -0.33\%/^{\circ}\text{C}$: coeficiente de temperatura de VOC de los módulos fotovoltaicos *STP290-24/Vd, Suntech*.
 - $\beta = 0.055\%/^{\circ}\text{C}$: coeficiente de temperatura de ISC de los módulos fotovoltaicos *STP290-24/Vd, Suntech*.

- Inversores:
 - $ISC (T_{max}) = 1600 \text{ A}$: máxima corriente admisible por el inversor *Sunny Central 500HE-US, SMA*.
 - Rango de tensiones: $VMPP = 330 - 600 \text{ V}$
 - Tensión máxima en corriente continua: 600 V

La tensión y la corriente en los módulos fotovoltaicos se ve afectada por la temperatura.

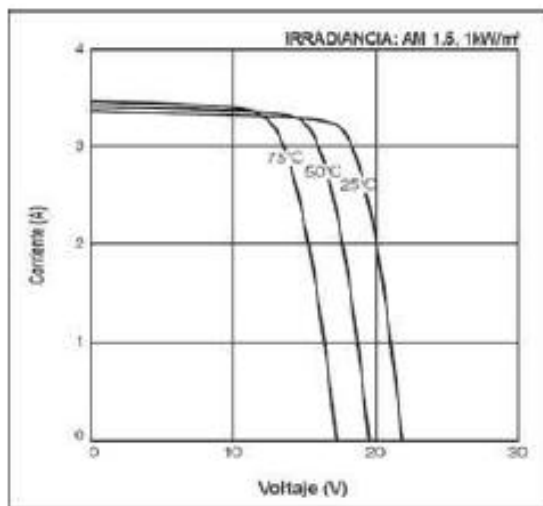


Figura 15. Efecto de la temperatura en la tensión y la corriente de los paneles

Al aumentar la temperatura, la corriente de cortocircuito (ISC) aumenta mientras que la tensión de circuito abierto disminuye (VOC), según los coeficientes de temperatura que especifica cada fabricante en el catálogo de los paneles solares. Tal y como se define en el libro de "Electricidad Solar" (ver referencia [LORE94]), la corriente suministrada por una célula solar viene definida por la ecuación de Shockley:

$$I = I_L - I_D (V) = I_L - I_0 \left[\exp \frac{eV}{mkT} - 1 \right]$$

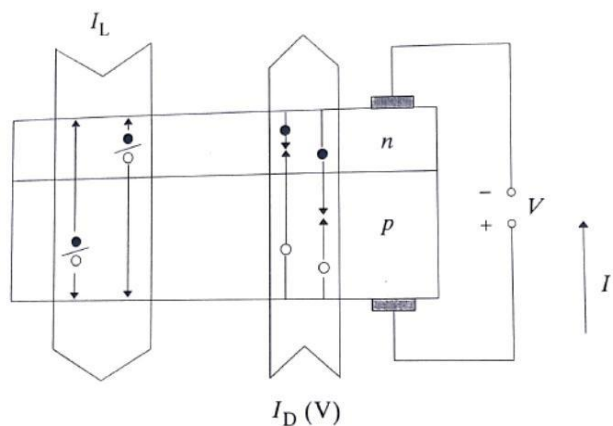


Figura 16. Corriente fotogenerada y corriente de diodo en una célula solar

La corriente I_L define la corriente fotogenerada debida a la generación de portadores que provoca la iluminación de la célula. La corriente I_D , denominada corriente de diodo o de oscuridad, es debida a la recombinación de los portadores, y por lo tanto su sentido es opuesto al de I_L . El resto de las variables de la ecuación son:

- $e = 1,602 \times 10^{-19} \text{C}$: carga del electrón
- V : voltaje en bornes de la célula
- $m = 1$ para tensiones bajas ($\leq 0,4\text{V}$), $m = 2$ para tensiones altas ($> 0,4\text{V}$)
- $k = 1,381 \times 10^{-23} \text{ J.K}^{-1}$: constante de Boltzman
- T : temperatura absoluta

La fotocorriente aumenta ligeramente con la temperatura debido en parte al aumento de las longitudes de difusión de los minoritarios y al estrechamiento de la banda prohibida (energía necesaria para liberar a un electrón de su enlace covalente hacia la banda de conducción donde puede conducir una corriente), desplazando el umbral de absorción hacia fotones de menor energía (los fotones que inciden sobre la célula con una energía mayor o igual que el ancho de la banda prohibida se absorben en el volumen del semiconductor y se generan pares electrón-hueco que pueden actuar como portadores de corriente, mientras que los fotones con energía inferior al ancho de la banda prohibida atraviesan el semiconductor sin ser absorbidos).

Pero la variación de las características de la célula se manifiesta más destacadamente en el término de la corriente de diodo, la cual disminuye al aumentar la temperatura, haciendo aumentar la corriente generada por la célula.

En cuanto a la tensión de circuito abierto, esta viene definida por la ecuación:

$$V_{oc}(T) = \frac{E_{GO}}{e} - \frac{kT}{e} \ln \frac{KT^3}{I_L}$$

Siendo K y EGO (ancho de banda prohibida a 0K) dos constantes aproximadamente independientes de la temperatura. Observando esta ecuación se constata que la tensión de circuito abierto disminuye ante el aumento de la temperatura.

Entre las características del inversor se encuentra el rango de tensiones de máxima potencia (VMPP = 330 – 600 V), y la tensión en corriente continua máxima (Max. DC voltaje = 600 V). La tensión generada por los módulos en serie debe situarse dentro de esos márgenes ya que el inversor realiza el seguimiento del punto de máxima potencia.

Por lo tanto, para calcular el número de paneles en serie (Ns), hay que realizar tres comprobaciones:

- $V_{max}(T_{min}) = V_{mp} \cdot N_s (1 + a \cdot (T_{min} - T_{amb}))$
- $V_{max}(T_{min}) = V_{oc} \cdot N_s (1 + a \cdot (T_{max} - T_{amb}))$
- $V_{oc}(T_{min}) = V_{oc} \cdot N_s (1 + a \cdot (T_{min} - T_{amb}))$

Siendo:

Tmin= -5°C : temperatura mínima de los paneles
 Tmax= 60°C : temperatura máxima de los paneles

Tamb = 25°C : temperatura ambiente de los paneles en las condiciones STC

Por seguridad se establecerán unos márgenes más acotados, reduciendo 10 V el rango de tensiones (340 – 590 V). Se obtendrá la tabla siguiente en función del número de módulos en serie:

Ns	Vmax (Tmin)	Vmax (Tmax)	Voc (Tmin)	Validez
1	39,1244	31,4882	49,455	N
2	78,2488	62,9764	98,91	N
3	117,3732	94,4646	148,365	N
4	156,4976	125,9528	197,82	N
5	195,622	157,441	247,275	N
6	234,7464	188,9292	296,73	N
7	273,8708	220,4174	346,185	N
8	312,9952	251,9056	395,64	N
9	352,1196	283,3938	445,095	N
1	391,244	314,882	494,55	N
11	430,3684	346,3702	544,005	SI
1	469,4928	377,8584	593,46	N
1	508,6172	409,3466	642,915	N
1	547,7416	440,8348	692,37	N
1	586,866	472,323	741,825	N
1	625,9904	503,8112	791,28	N
1	665,1148	535,2994	840,735	N
1	704,2392	566,7876	890,19	N
1	743,3636	598,2758	939,645	N
2	782,488	629,764	989,1	N

Tabla 2. Búsqueda del número de paneles en serie

Se tiene que cumplir que las tres tensiones calculadas para cada valor de NS se encuentren dentro del rango establecido (340 – 590 V). Por lo que se deduce que para dicho rango definido, el único número de módulos en serie admisible es:

$$N_s = 11 \text{ módulos}$$

Para calcular el número de módulos máximo en paralelo ($N_p \text{ max}$) también hay que tener en cuenta la temperatura. En este caso la restricción viene dada por la corriente continua máxima admisible por el inversor (1600 A).

$$I_{sc}(T_{max}) = I_{sc} \cdot N_{p \text{ max}}(1 + \beta \cdot (T_{max} - T_{amb}))$$

Para este método, el margen de seguridad establecido es de 10 A (por lo que $I_{sc}(T_{max})$ debe ser menor de 1590 A). Para ese valor de corriente, el número de módulos máximo en paralelo es:

$$N_p \text{ max} \approx 185$$

El sobredimensionamiento (SD) que admite el inversor *Sunny Central 500HE-US* se calcula a partir de la Máxima Potencia en Corriente Continua = 565 kWp (para condiciones por debajo de las estándar STC).

$$SD = \frac{P_{maxCC} - P_{nom}}{P_{nom}} = \frac{565 - 500}{500} = 0,13$$

El inversor admite hasta un 13% de sobredimensionamiento, lo cual genera otra restricción para el cálculo del número de ramas o strings en paralelo:

$$N_p = \frac{P_{maxCC}}{N_s \cdot P_{pico_modulo}} = \frac{565kW}{11 \cdot 290Wp} \approx 177 \text{ (para } SD = 13\%)$$

Con los valores obtenidos hasta ahora ($N_s=11$, $N_p < 185$ y $N_p=177$ para $SD=13\%$), se procede a realizar un primer dimensionamiento de la planta.

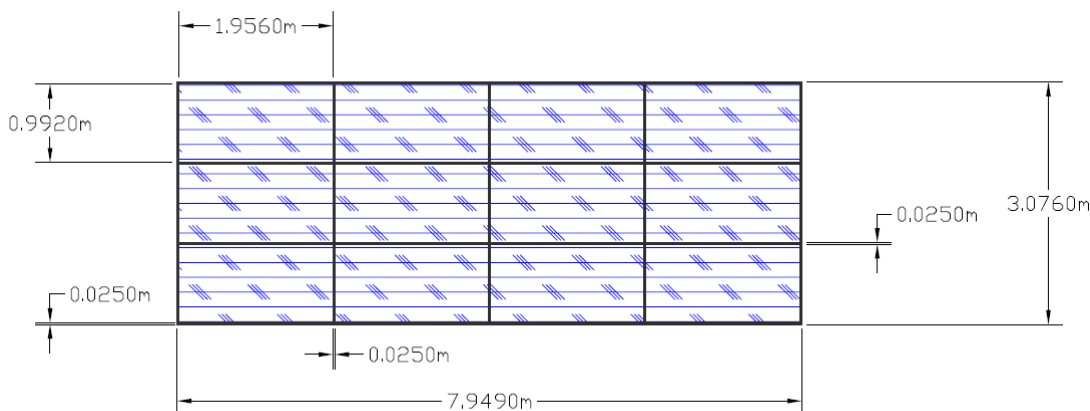


Figura 17. Disposición de los paneles sobre la estructura soporte

- Número de módulos fotovoltaicos conectados en serie por rama o string: 11 módulos/string.
- Mesas de 4 strings situados en serie y paralelamente a 3 alturas, lo que supone 12 strings/mesa y por lo tanto $11 \times 12 = 132$ módulos fotovoltaicos/mesa (Ver Plano nº4). Como soportes estructurales serán necesarias 11 estructuras como las de la Figura 5.

Para determinar el número de mesas necesario para que la planta tenga una potencia de 20 MW es necesario un equilibrio entre el layout u organización espacial de las mesas y los equipos. Este equilibrio se realizará en función de los viales necesarios que permitan el acceso a todos los equipos, la situación de la subestación de evacuación, las distancias entre las mesas para evitar el sombreado y reducir las pérdidas al transportar por los cables la energía generada, la capacidad de los equipos instalados (para no utilizarlos a altos regímenes de funcionamiento que pudieran dañar dichos equipos) y el coste de los materiales y la obra civil.

En función de los resultados obtenidos previamente, se aportan diferentes disposiciones de los módulos fotovoltaicos para el bloque de 1 MW:

1. La primera disposición propuesta se puede observar:

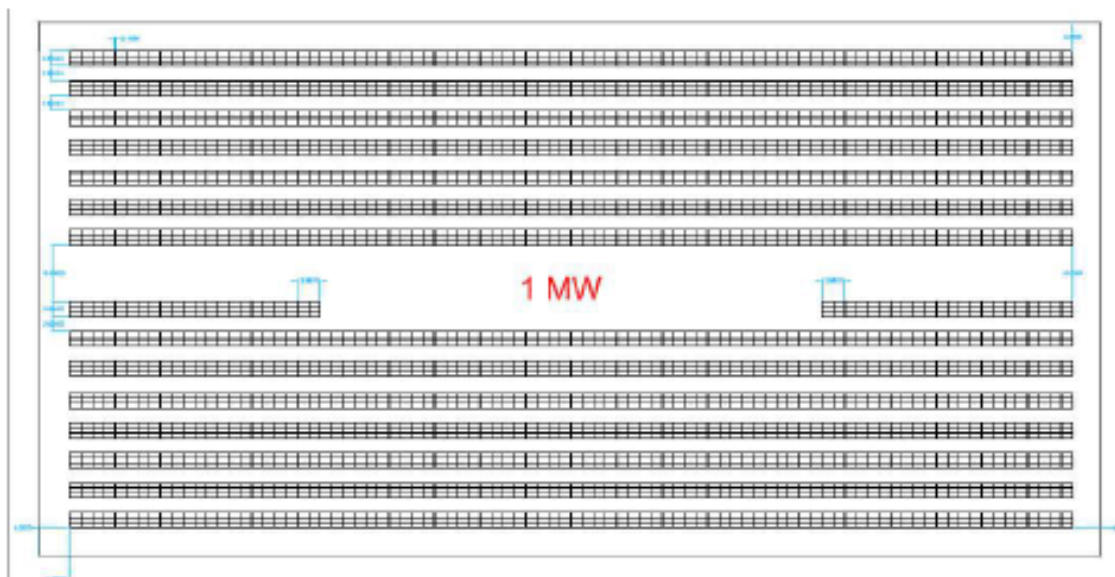


Figura 18. Layout bloque modular 1MW (opción 1)

Se procura que el megavatio tipo sea lo más simétrico posible para que los dos inversores necesarios por cada megavatio reciban la misma cantidad de energía y se produzcan las mismas pérdidas en el transporte de la potencia hasta los mismos. Esta disposición se obtiene con 3828 módulos fotovoltaicos, organizados formando 28 mesas de 12 strings y 2 mesas de 6 strings. De tal modo que $NS=11$ y $NP=174$ por inversor (el número total de strings o ramas en paralelo por megavatio es de 348). La potencia instalada será de 1110.12 kWp, y el sobredimensionamiento que tendrá cada inversor (dos inversores por cada megavatio MW) será $SD=11\%$.

El número de entradas que permite cada inversor *Sunny Central 500HE-US* es de 12-18, según el catálogo del fabricante (SMA). Se deciden emplear "combiner boxes" de 6 y de 12 entradas (los "combiner boxes" disponibles del mismo fabricante SMA que los inversores son de 6, 12, 28 y 52 entradas: *SBCB-6*, *SCCB-12*, *SCCB-28* y *SCCB-52*), de tal manera que el número de cables que se llevarán a cada uno de los inversores serán 14 provenientes de los "combiner boxes" de 12 entradas, y uno

proveniente de un "combiner box" de 6 entradas (necesario para cada mesa central del megavatio tipo formada únicamente por 6 strings). De este modo, se consigue utilizar al 100% cada uno de los "combiner" al no quedar ninguna entrada sin ocupar. Esta configuración es admisible, pero se decide llevar a cabo otra diferente completando la fila central, con el fin de evitar el construir una estructura diferente para el final de la mesa, sobre la que sólo se apoyarían $2 \times 3 = 6$ módulos, que aumentaría los costes por no tratarse de una estructura estándar. Otra razón será que de este modo se procederá a comprar todos los "combiner boxes" del mismo tipo.

1. La nueva disposición propuesta se observa:

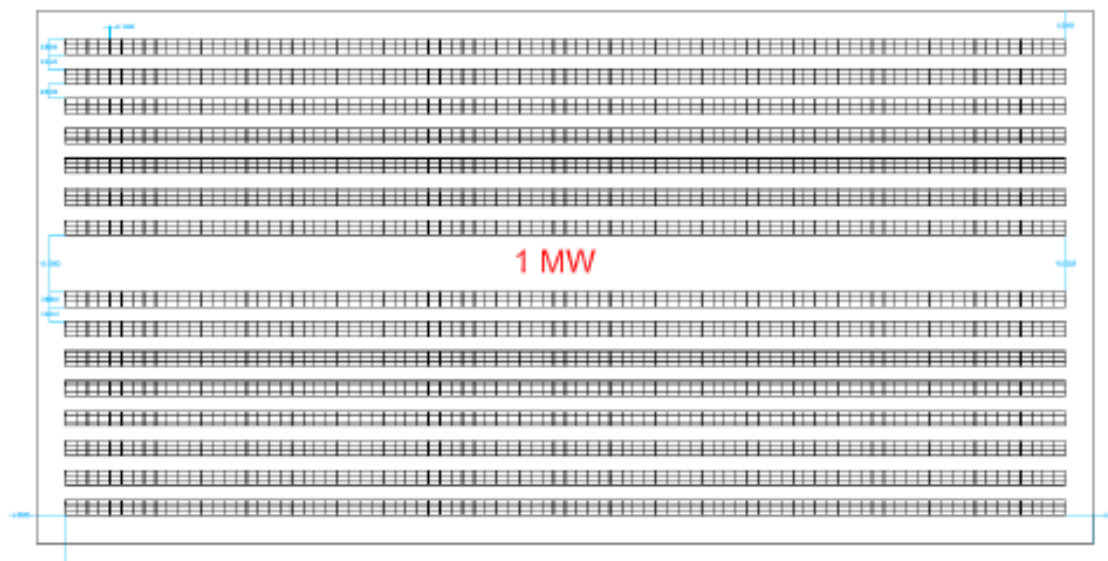


Figura 19. Layout bloque modular 1MW (opción 2)

En esta configuración se tiene una potencia instalada de 1148.8 kWp, teniendo los inversores un sobredimensionamiento de $SD=14,8\%$. Nos encontramos en una situación límite puesto que los valores recomendados de sobredimensionamiento se encuentran entre el 10-15%.

Una de las razones por las que se decide sobredimensionar al límite los inversores es porque los paneles ven mermada su capacidad de producción, disminuyendo la potencia generada con el paso de los años como se puede ver en la Figura xx, en la

que se compara la eficiencia de los paneles en función de los años de funcionamiento.

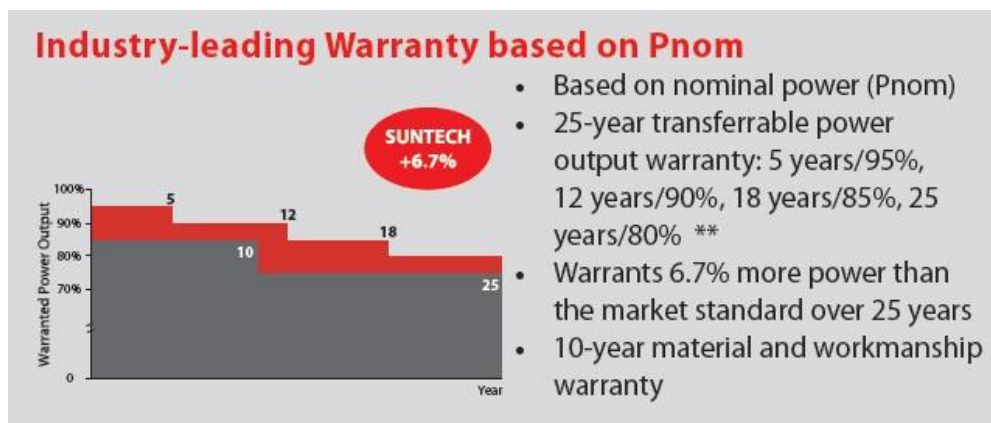


Figura 20. Eficiencia de los paneles en función de los años de vida

Para poder llevar a cabo esta nueva disposición es necesario comprobar que no se sobrepasan los límites de potencia e intensidad admisibles por el inversor. Ambos datos son función de la temperatura, por lo que realizaremos un estudio de los valores de ambas variables en un año tipo de la zona donde se implantará el campo solar. Los datos se pueden obtener de la simulación con el PVSyst. La potencia máxima y corriente máxima admisibles por el inversor dadas por el fabricante son valores establecidos para las condiciones estándar de funcionamiento STC (25°C, 1000W/m² y AM=1,5). Estos valores disminuyen a mayores temperaturas, así que se estudiará si los valores máximos que se alcanzan de ambas variables se dan a temperaturas superiores a TSTC=25°C.

La intensidad máxima ordenada de mayor a menor de entrada a cada uno de los inversores en los días en los que dicha intensidad alcanza los valores más altos en un año tipo. Cabe denotar que la corriente en ningún caso alcanza el límite del inversor para las condiciones estándar STC (intensidad máxima en corriente continua de entrada al inversor en condiciones STC: 1600 A). Hay que añadir también que las temperaturas medias de los días en los que se alcanzan esos valores más altos de la intensidad, están por debajo de la temperatura de las

condiciones estándar (TSTC=25°C). Estas intensidades podrían haber sido problemáticas si la temperatura hubiese sido superior a TSTC por el sobrecalentamiento que se produciría en los componentes del inversor, aunque no se hubiesen alcanzado los 1600 A indicados por el fabricante.

MES	DI	HOR	INTENSIDAD	TENSIÓN	POTENCIA	TEMPERATUR
MAYO	6	12	1432,08	358,69	513,676034	32,45
AGOSTO	18	12	1418,25	348,20	493,835043	37,46
OCTUBRE	29	10	1416,72	387,66	549,20434	28,75
SEPTIEMB	26	11	1415,23	357,80	506,372246	32,95
AGOSTO	18	11	1412,70	352,81	498,409654	35,35
MAYO	7	12	1406,86	359,96	506,41199	32,05
MAYO	8	12	1406,08	361,40	508,159505	31,38
AGOSTO	5	12	1403,59	346,85	486,827292	38,31
MAYO	5	12	1402,89	350,93	492,315012	36,38
ABRIL	14	12	1402,60	362,25	508,090697	31,03
MAYO	5	11	1402,38	355,82	498,990932	34,07
SEPTIEMB	6	12	1395,72	351,14	490,092649	36,38
SEPTIEMB	23	11	1395,68	351,75	490,929783	36,09
SEPTIEMB	28	11	1391,98	362,45	504,518028	31,09
AGOSTO	5	11	1391,81	351,06	488,612971	36,47

Tabla 3 . Datos de simulación con PVSyst

En esta ocasión la variable que se destaca es la potencia, ordenada de mayor a menor, indicando los valores del resto de las variables en los días en los que dicha potencia de entrada a cada inversor es máxima. A pesar de haber establecido un sobredimensionamiento del 14.8%, la potencia máxima alcanzada es únicamente un 9.8% superior a la potencia nominal, por lo que tampoco se alcanza el valor máximo de potencia de entrada indicado por el fabricante (565 kWp) para el cual el sobredimensionamiento era del 13%. Estas potencias máximas, incluso a temperaturas muy superiores a la TSTC tampoco habrían sido problemáticas para el inversor ni habrían dañado sus componentes por sobrecalentamiento puesto que son

valores que exceden en pocos kilovatios a la potencia nominal del inversor.

Este estudio era necesario puesto que a temperaturas altas se produce un efecto conocido como el *derrateo de la temperatura* que consiste en la reducción controlada de la potencia para que los componentes del inversor no se calienten en exceso. En funcionamiento normal los inversores trabajan en el punto de máxima potencia. En este punto de trabajo la relación entre la tensión y la corriente fotovoltaicas está ajustada de tal manera que resulte la potencia máxima. La posición del punto de máxima potencia varía constantemente en función de la irradiación y temperatura de los módulos fotovoltaicos. Si en los componentes monitorizados se alcanza la temperatura máxima permitida, el equipo desplaza su punto de trabajo a una potencia menor. Al hacerlo, la potencia se reduce gradualmente. En caso extremo el inversor se desconecta por completo. En cuanto la temperatura de los componentes que están en riesgo es inferior al valor crítico, el inversor se dirige de nuevo al punto de trabajo óptimo.

MES	DI	HOR	INTENSIDAD	TENSIÓN	POTENCIA	TEMPERATUR
OCTUBRE	29	10	1416,72	387,66	549,20434	28,75
OCTUBRE	29	11	1373,85	386,36	530,800731	30,39
OCTUBRE	9	11	1328,31	387,18	514,287633	33,28
MAYO	6	12	1432,08	358,69	513,676034	32,45
ABRIL	4	11	1384,36	367,87	509,266796	28,65
DICIEMB	27	11	1330,88	382,54	509,121747	22,20
ABRIL	9	12	1377,74	369,50	509,075095	27,98
MARZO	6	12	1368,99	371,78	508,963362	27,03
MAYO	8	12	1406,08	361,40	508,159505	31,38
ABRIL	14	12	1402,60	362,25	508,090697	31,03
MARZO	14	13	1384,79	366,84	507,991387	29,13
MARZO	2	13	1387,77	365,74	507,562971	29,60
MARZO	13	12	1383,13	366,65	507,126977	29,24
MARZO	9	12	1346,09	376,56	506,889601	24,96
MARZO	9	11	1335,52	379,49	506,815422	23,65

Tabla 4. Datos de simulación con PVSyst

Como conclusión, se puede deducir de lo anteriormente citado, que con un sobredimensionamiento del 14.8% el inversor o sus componentes no sufrirán ningún daño por sobrecalentamiento al trabajar lejos de los valores críticos que dañarían el equipo.

Dimensionamiento final

La disposición final elegida es la de la Figura 21. El número de módulos fotovoltaicos es de 1980 módulos de 290 Wp por cada inversor de 500 kW, llegando al inversor 180 ramas o strings en paralelo formadas por 11 módulos conectados en serie. El número de combiner boxes a emplear será 30, todos del modelo *SCCB-12, SMA*, quedando ocupadas todas las entradas de cada uno de ellos. Y para conseguir la potencia nominal objetivo de 20 MW se dispondrán en la planta de 40 inversores de 500 kW, y por lo tanto de 79200 módulos fotovoltaicos en total, teniendo una potencia instalada de 22.968 kW, y obteniendo una producción anual de **39,67GWh/año**.

Dimensionamiento transformadores BT-MT

La planta fotovoltaica dispondrá de un total de veinte (20) transformadores de potencia, uno por cada bloque modular de 1MW. Estos transformadores tienen la finalidad de elevar la Baja Tensión a Media Tensión para realizar el transporte de energía por la planta disminuyendo al máximo las pérdidas, y elevando la tensión a la tensión de evacuación definida por la compañía distribuidora. De este modo es posible no recurrir a otro transformador elevador que se localizaría junto al centro de seccionamiento para elevar la tensión antes de evacuar a la red de distribución.

Como primera aproximación, lo lógico en este proyecto parece que es elegir transformadores de 1MVA por cada bloque modular de 1MW. En este apartado se realizará un estudio para comprobar qué sobrecarga permite el transformador, teniendo en cuenta la temperatura y siendo limitada por los efectos a corto y largo plazo que tiene sobre el transformador, y que son descritos más adelante, sin que disminuya la vida útil del mismo. El estudio se realizará siguiendo la norma **ANSI/IEEE C57.92-1981**: "Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers up to and including 100 MVA with 55°C or 65°C average winding rise"

La temperatura cobra una importancia destacable en el funcionamiento de los transformadores. Existen diversos factores que afectan a la duración de la vida de un transformador. Esta duración depende mucho de acontecimientos extraordinarios, como pueden ser sobretensiones, cortocircuitos en la red y sobrecargas de emergencia. La esperanza de vida normal está definida para un servicio continuo ininterrumpido a la temperatura ambiente de referencia y en las condiciones de funcionamiento asignadas. Si la carga aplicada supera las definidas en la placa de características y/o la temperatura ambiente es superior al valor asignado, esto implica un riesgo y una aceleración del envejecimiento del transformador.

El sobrecargar un transformador por encima de los valores asignados acarrea diversas consecuencias, entre las que se encuentran:

- las temperaturas de los arrollamientos, piezas de apriete, conexiones, aislamientos y del aceite, aumentan y pueden alcanzar valores inaceptables
- la densidad del flujo de dispersión fuera del circuito magnético aumenta y provoca un incremento de calentamiento por corrientes de Foucault en las partes metálicas atravesadas por el flujo
- la combinación del flujo principal y el de dispersión limitan la posibilidad de sobreexcitar el circuito magnético
- las variaciones de temperatura implican modificaciones en el contenido de humedad y gases, en los aislamientos y en el aceite
- los bornes, cambiadores de tomas, terminales de cable y los transformadores de intensidad se verán también expuestos a condiciones más severas reduciendo sus posibilidades de utilización

Como consecuencia de todo lo anteriormente citado, habrá un riesgo de fallo prematuro asociado al aumento de corrientes y temperaturas.

El efecto sobre el transformador de la temperatura puede ser tanto a corto como a largo plazo. Como efectos a corto plazo se tienen: temperaturas elevadas provocan un deterioro temporal de las propiedades mecánicas con la consecuente reducción de la capacidad de soportar esfuerzos de cortocircuito; si la temperatura de aislamiento excede la temperatura crítica, se puede producir acumulación de gases en los pasatapas o una expansión del aceite que provoque un desbordamiento del

mismo en el depósito conservador.

Como efectos a largo plazo se pueden destacar: se producirá una aceleración de la degradación térmica acumulativa del aislamiento de los conductores, al igual que de otros materiales aislantes, partes estructurales y los conductores mismos; las juntas del transformador pueden volverse más frágiles a altas temperaturas [Norma UNE 20 110:1995, "Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceites"].

Por lo tanto, transformadores localizados en zonas geográficas con temperaturas ambientes más bajas que en zonas cálidas, pueden trabajar con una mayor capacidad de carga. En zonas donde las temperaturas ambientes no son altas los transformadores pueden trabajar en sobrecarga sin disminuir su vida útil.

Media mensual de la temperatura del aire a 10 m sobre la superficie terrestre (°C)													
Lat	Ene	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Media
13.283													
Media en 22 años	25.4	25.0	25.7	27.4	28.3	28.4	27.8	27.7	27.3	27.1	27.4	26.7	27.0
Mínimas	24.7	24.2	24.8	26.6	27.5	27.8	27.1	27.0	26.6	26.4	26.7	26.1	26.3
Máximas	26.1	25.8	26.5	28.3	29.1	29.1	28.5	28.3	28.0	27.8	28.1	27.4	37.8

Tabla 5. Datos de temperatura del lugar donde se localizará la planta

(*) Datos procedentes de la NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>)

Es necesario analizar los días en los que se produce la máxima cantidad de energía respecto al resto del año, y estudiar el caso más desfavorable, esto es, el día en el que la temperatura sea mayor ya que el transformador reducirá su capacidad de carga.

Según los datos horarios proporcionados por el PVSyst, los días en los que la

producción es mayor (por cada bloque modular de 1MW) son los especificados en la tabla xx:

MES	DI	HO	INTENSIDAD	TENSIÓN	POTENCIA	TEMP	POT.2 INVERS	POT*R	POT.APARENTE
MARZ	12	1	1370,5	391,0	535,9	33,01	1071,9	1050,	1167,22
SEPTIE	9	1	1390,7	383,9	534,0	28,26	1068,0	1046,	1162,99
NOVIEM	2	1	1367,0	388,7	531,4	25,79	1062,9	1041,	1157,39
MARZ	2	1	1451,0	365,7	530,7	29,60	1061,4	1040,	1155,77
OCTUB	11	1	1430,8	370,8	530,6	28,22	1061,3	1040,	1155,66
SEPTIE	9	1	1364,4	387,1	528,2	26,84	1056,5	1035,	1150,45
NOVIEM	2	1	1351,5	388,9	525,6	26,02	1051,3	1030,	1144,81
MARZ	12	1	1321,2	397,5	525,2	31,72	1050,5	1029,	1143,94
MARZ	15	1	1429,0	367,5	525,1	28,62	1050,3	1029,	1143,70
MARZ	16	1	1429,1	366,6	523,9	29,02	1047,9	1026,	1141,08
MAYO	6	1	1448,5	358,6	519,5	32,45	1039,1	1018,	1131,50
MARZ	12	1	1305,9	396,7	518,1	30,00	1036,3	1015,	1128,45
MARZ	8	1	1322,0	391,0	517,0	30,04	1034,0	1013,	1125,98
MARZ	15	1	1387,2	372,4	516,6	26,32	1033,3	1012,	1125,20
SEPTIE	29	1	1352,4	381,2	515,6	27,42	1031,3	1010,	1123,00
SEPTIE	29	1	1333,1	386,3	515,0	27,14	1030,1	1009,	1121,72
SEPTIE	1	1	1387,9	368,6	511,6	25,28	1023,2	1002,	1114,18
AGOST	7	1	1407,3	363,2	511,1	24,84	1022,3	1001,	1113,19
OCTUB	11	1	1375,4	371,4	510,8	23,45	1021,6	1001,	1112,47
AGOST	20	1	1413,	361,	510,	25,6	1020,	1000,	1111,5

Tabla 6. Datos de simulación con PVSyst

La columna "POTENCIA" se refiere a la potencia (kW) que reciben cada uno de los inversores. Como los bloques modulares son simétricos y equivalentes de cara a los inversores, la potencia activa que recibirá el transformador será el doble de la potencia de los inversores, y multiplicada por el rendimiento de los mismos (98%). Finalmente, la potencia aparente que verá el transformador será la potencia anteriormente calculada ("POT*Rend") entre el factor de potencia más desfavorable del inversor (cosφ=0,9).

Una vez calculada esta potencia aparente (en kilovoltioamperios kVA), se eligen los 20 días en los que la potencia a la que trabaja el transformador es mayor, tal y como indica la norma, y de los que se obtiene la tabla anteriormente citada. El día más desfavorable es aquel en el que la temperatura es mayor. En este caso y para un año tipo, ese día se corresponde con el **20 de Agosto**.

Se procede a analizar este día y la curva de funcionamiento del transformador para realizar el dimensionamiento del mismo en el día más desfavorable del año.

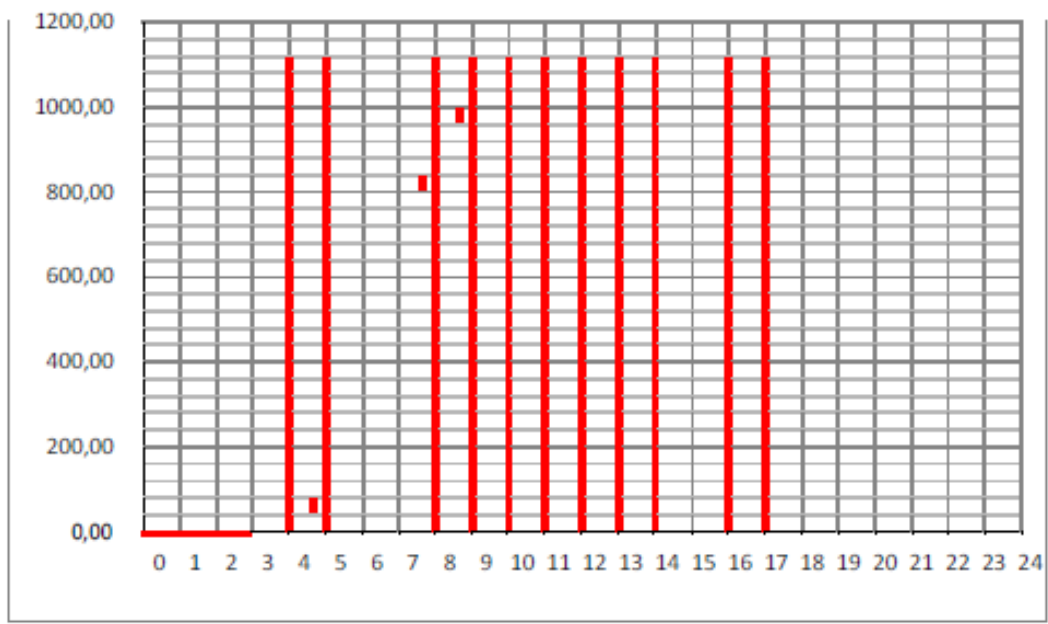


Figura 21. Curva de funcionamiento del transformador el 20 de Agosto

Primeramente es necesario elegir el aislamiento del transformador y el fabricante. El transformador estudiado será de *COOPER INDUSTRIES*. Tendrá refrigeración natural y estará inmerso en aceite (aislamiento ONAN: Oil Natural Air Natural, o "Selfcooled, Liquidfilled"). Será un transformador "Pad-mount", transformador de exterior con carcasa metálica. Este tipo de transformador es el más empleado en Estados Unidos en proyectos similares al presente, por las ventajas que tiene el que sea de exterior (se favorece la refrigeración del mismo) y porque de este modo no es necesaria la implantación de un edificio prefabricado para albergar este equipo. Esto último supone un gran ahorro para una instalación de 20 MW ya que se evita

instalar 20 edificios prefabricados, evitando tanto los gastos de compra y transporte como de obra civil de las cimentaciones de los mismos.

Como previamente se ha mentado, el estudio se realizará siguiendo la norma **ANSI/IEEE C57.92-1981**: "Guide for loading mineral-oil-inmersed power transformers up to and including 100 MVA with 55°C or 65°C average winding rise".

Según esta norma, el ciclo de carga diario de un transformador puede modelizarse por una curva compuesta de dos escalones que simbolizan la carga inicial y la carga pico. El escalón correspondiente a la carga pico puede ser definido para 0.5, 1, 2, 4, 8 y 24 horas, en función de la curva de funcionamiento real del transformador que se tenga y de lo conservador que se quiera ser.

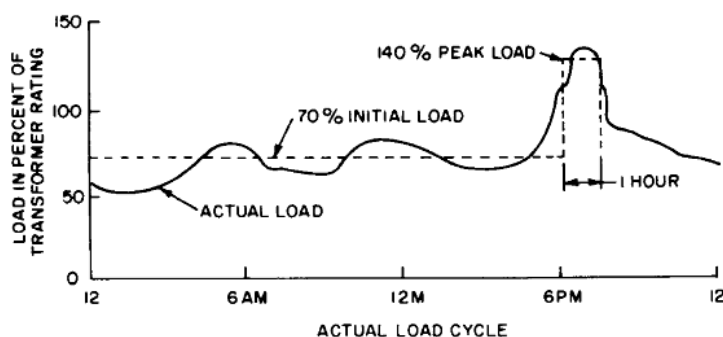


Figura 22. Ejemplo curva característica de un transformador

Esta equivalencia es posible ya que un transformador que alimenta una carga fluctuante tiene unas pérdidas igualmente fluctuantes, pero que son equivalentes a una carga intermedia constante mantenida durante el mismo período de tiempo. Esto es debido a las características de almacenamiento térmico de los materiales del transformador. Por lo tanto, en la Figura xx se representan la carga (en kilovoltioamperios, KVA) en cada hora del día 20 de agosto que se ha definido como el más desfavorable del año.

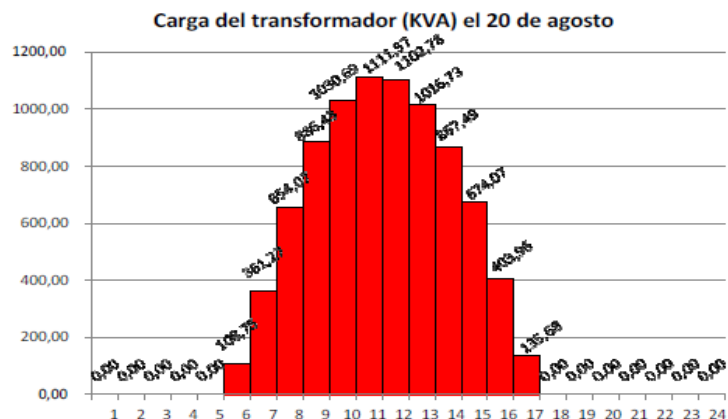


Figura 23. Valores horarios de carga del transformador

La carga equivalente se calcula a partir de la ecuación siguiente, definida por la norma ANSI/IEEE C57.92-1981:

$$\sqrt{\frac{L1^2 \cdot t_1 + L2^2 \cdot t_2 + \dots + L24^2 \cdot t_{24}}{t_1 + t_2 + \dots + t_{24}}} = 551,217 \text{ kVA}$$

Teniendo en cuenta que L_{i+1} representa la carga en kVA de cada hora i .

L1 (00:00)	0,00	L13 (12:00)	1016,73
L2 (01:00)	0,00	L14 (13:00)	867,49
L3 (02:00)	0,00	L15 (14:00)	674,07
L4 (03:00)	0,00	L16 (15:00)	403,96
L5 (04:00)	0,00	L17 (16:00)	135,68
L6 (05:00)	108,75	L18 (17:00)	0,00
L7 (06:00)	361,27	L19 (18:00)	0,00
L8 (07:00)	654,07	L20 (19:00)	0,00
L9 (08:00)	886,43	L21 (20:00)	0,00
L10 (09:00)	1030,69	L22 (21:00)	0,00
L11 (10:00)	1111,57	L23 (22:00)	0,00
L12 (11:00)	1102,78	L24 (23:00)	0,00

Tabla 7. Valores horarios de carga del transformador

Aplicación de la norma ANSI/IEEE C57.92-1981 (pico 8 horas)

Se comienza el análisis por el caso más conservador, eligiendo un pico de 8 horas. Se procede a calcular la carga equivalente inicial y la carga equivalente del pico, mediante las ecuaciones definidas por la norma ANSI/IEEE C57.92-1981. El período de 8 horas se corresponde con el funcionamiento del transformador entre las 08:00 y las 16:00 horas:

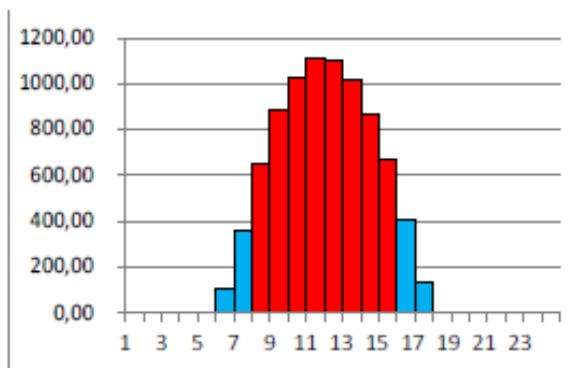


Figura 24. Valores horarios de carga del transformador para un pico de 8 horas

Equivalent initial load =0.29

$$\sqrt{L7^2 + L6^2 + L5^2 + L4^2 + L3^2 + L2^2 + L1^2 + L24^2 + L23^2 + L22^2 + L21^2 + L20^2}$$

Equivalent peak load

$$= \sqrt{\frac{L8^2 \cdot t_8 + L9^2 \cdot t_9 + L10^2 \cdot t_{10} + L11^2 \cdot t_{11} + L12^2 \cdot t_{12} + L13^2 \cdot t_{13} + L14^2 \cdot t_{14} + L15^2 \cdot t_{15}}{t_8 + t_9 + t_{10} + t_{11} + t_{12} + t_{13} + t_{14} + t_{15}}}$$

Para el cálculo de la carga equivalente inicial se han de tomar las cargas de las 12 horas previas al inicio del pico de carga. En cuanto a la carga equivalente pico, esta no debe ser menor que el 90% de la media hora donde se produzca la carga máxima. Esta carga máxima se corresponde al período entre las 11:00 y las 12:00, y tiene un valor de 1111,57 kVA.

$$0,9 \cdot 1111,57 = 1000,413 > 966,362 \text{ (equivalent peak load)}$$

Al no cumplirse esta condición este caso no puede aplicarse.

Aplicación de la norma ANSI/IEEE C57.92-1981 (pico de 4 horas)

Esta segunda aproximación se realiza eligiendo un pico de 4 horas, para lo cual se calcula la carga equivalente inicial y la carga equivalente del pico, mediante las ecuaciones definidas por la norma ANSI/IEEE C57.92-1981. El período de 4 horas se corresponde con el funcionamiento del transformador entre las 09:00 y las 13:00 horas:

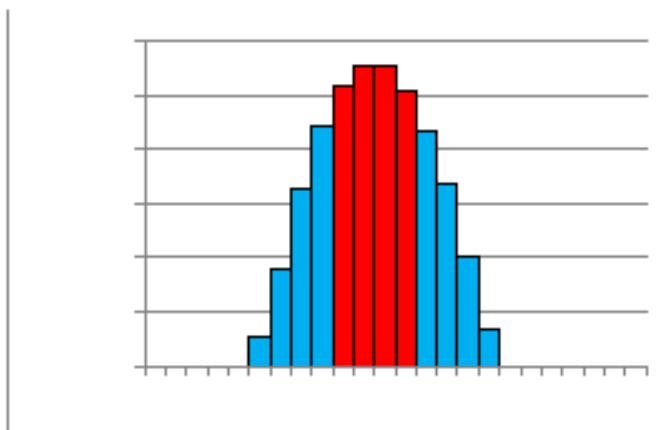


Figura 25. Valores horarios de carga del transformador para un pico de 4 horas

Equivalent peak load

$$= 0.29 \cdot \sqrt{L9^2 + L8^2 + L7^2 + L6^2 + L5^2 + L4^2 + L3^2 + L2^2 + L1^2 L24^2 + L23^2 + L22^2}$$

$$= 337,686 \text{ Kva}$$

$$\text{Equivalent peak load} = \sqrt{\frac{L10^2 \cdot t_{10} + L11^2 \cdot T_{11} + L12^2 \cdot t_{12} + L13^2 \cdot t_{13}}{t_9 + t_{10} + t_{11} + t_{12}}} = 1066,275 \text{ kVA}$$

Para el cálculo de la carga equivalente inicial se han de tomar las cargas de las 12 horas previas al inicio del pico de carga. En cuanto a la carga equivalente pico, esta no debe ser menor que el 90% de la media hora donde se produzca la carga máxima. Esta carga máxima se corresponde al período entre las 11:00 y las 12:00, y tiene un valor de 1111,57 kVA.

$$0,9 \cdot 1111,57 = 1000,413 < 1066,275 \text{ (equivalent peak load)}$$

Al cumplirse esta condición y habiendo definido los valores de carga equivalente inicial y carga equivalente pico, la curva equivalente del funcionamiento del transformador en el día más desfavorable del año tendrá esta forma.

Para poder entrar en las tablas que aparecen en la norma ANSI/IEEE C57.92-1981 y ver la sobrecarga que admite el transformador, son necesarios dos datos:

- incremento de la temperatura: 65°C
- refrigeración del transformador: ONAN
- porcentaje de la carga equivalente inicial respecto a la carga nominal. Únicamente hay tablas para un porcentaje de la carga equivalente inicial respecto de la pico para 50, 70, 90 y 100%.
- temperatura ambiente media del mes más desfavorable (agosto): 21,4°C. Las tablas están definidas para 20 o 30°C. La norma indica que para ser más conservadores se sumen 5°C a la temperatura media obtenida. Se entrará en tablas para una temperatura de 30°C.
- horas del pico: 4 horas

Carga inicial del 50% de la nominal

Para un porcentaje de la carga equivalente inicial respecto a la nominal de un 50%, se obtiene que la potencia nominal del transformador será de:

$$\frac{337.686}{S_{nom}} = 0.5 \rightarrow S_{nom} = 675,372 \text{ kVA}$$

Según las tablas de la norma ANSI C57.92-1981, para que el transformador no sufra una disminución de la expectativa de vida normal para estas condiciones, la carga pico por unidad a la que puede sobrecargarse el transformador durante 4 horas es de 1,34 pu. Por lo tanto:

$$Spico = 1.34 \cdot Snom = 1.34 \cdot 675,372 = 904,998 \text{ kVA} < 1066,275 \text{ kVA (Eq. peak load)}$$

La sobrecarga que se le está aplicando al transformador (1066,275 kVA) supera la carga pico permitida para que no haya una disminución más pronunciada de la expectativa de vida del transformador (904,998 kVA).

Este caso no puede aplicarse.

Carga inicial del 70%, 90%, 100% de la nominal

Estos casos son más restrictivos que el caso anterior. No se analizarán.

Aplicación de la norma ANSI/IEEE C57.92-1981 (pico 2 horas)

En la tercera aproximación se realiza eligiendo un pico de 2 horas, para lo cual se calcula la carga equivalente inicial y la carga equivalente del pico, mediante las ecuaciones definidas por la norma ANSI/IEEE C57.92-1981. El período de 2 horas se corresponde con el funcionamiento del transformador entre las 10:00 y las 12:00 horas:

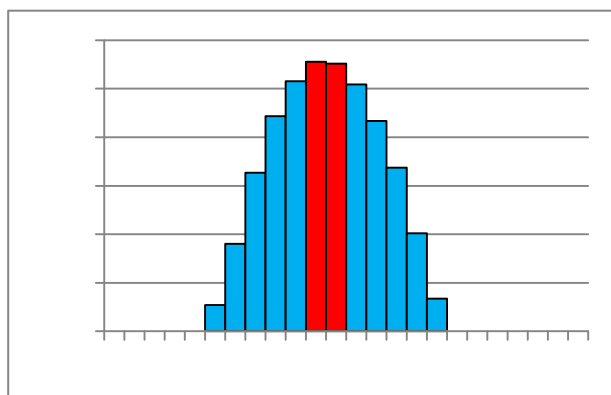


Figura 26. Valores horarios de carga del transformador para un pico de 2 horas

$$\begin{aligned}
 & \textit{Equivalent initial load} \\
 & = 0.29 \cdot \sqrt{L10^2 + L9^2 + L8^2 + L7^2 + L6^2 + L5^2 + L4^2 + L3^2 + L2^2 + L1^2 L24^2 + L23^2} \\
 & = 450,969 \text{ kVA}
 \end{aligned}$$

$$\textit{Equivalent peak load} = \sqrt{\frac{L11^2 \cdot t_{11} + L12^2 \cdot T_{12}}{t_{11} + t_{12}}} = 1107,18 \text{ kVA}$$

Para el cálculo de la carga equivalente inicial se han de tomar las cargas de las 12 horas previas al inicio del pico de carga. En cuanto a la carga equivalente pico, esta no debe ser menor que el 90% de la media hora donde se produzca la carga máxima. Esta carga máxima se corresponde al período entre las 11:00 y las 12:00, y tiene un valor de 1111,57 kVA.

$$0,9 \cdot 1111,57 = 1000,413 < 1107,18(\textit{equivalent peak load})$$

Habiendo definido estos valores, la curva equivalente del funcionamiento del transformador en el día más desfavorable del año tendrá esta forma.

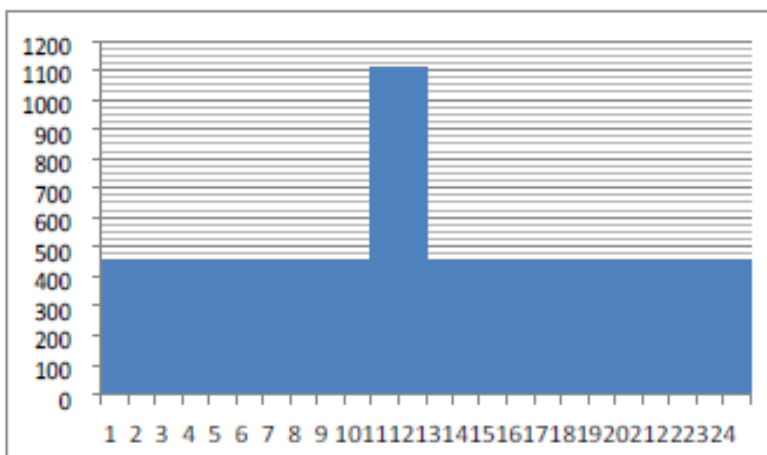


Figura 27. Curva equivalente para un pico de 2 horas

Para poder entrar en las tablas que aparecen en la norma ANSI/IEEE C57.92-1981 y ver la sobrecarga que admite el transformador, son necesarios dos datos:

- incremento de la temperatura: 65°C
- refrigeración del transformador: ONAN

- porcentaje de la carga equivalente inicial respecto a la carga nominal. Únicamente hay tablas para un porcentaje de la carga equivalente inicial respecto de la pico para 50, 70, 90 y 100%.
- temperatura ambiente media del mes más desfavorable (agosto): 21,4°C. Las tablas están definidas para 20 o 30°C. La norma indica que para ser más conservadores se sumen 5°C a la temperatura media obtenida. Se entrará en tablas para una temperatura de 30°C.
- horas del pico: 2 horas

Carga inicial del 50% de la nominal

Para un porcentaje de la carga equivalente inicial respecto a la nominal de un 50%, se obtiene que la potencia nominal del transformador será de:

$$\frac{450,969}{S_{nom}} = 0.5 \rightarrow S_{nom} = 901,938 \text{ kVA}$$

Según las tablas de la norma ANSI C57.92-1981, para que el transformador tenga una disminución de la expectativa de vida normal para estas condiciones, la carga pico por unidad a la que puede sobrecargarse el transformador durante 2 horas es de 1,57 pu. Por lo tanto:

La sobrecarga que se le está aplicando al transformador (1107,18 kVA) no supera la carga pico permitida para que no haya una disminución más pronunciada de la expectativa de vida del transformador. Por lo tanto esta suposición es correcta, por lo que se podría elegir un transformador de 901,938 kVA o superior (potencia normalizada: **1000 kVA**).

Carga inicial del 70% de la nominal

Para un porcentaje de la carga equivalente inicial respecto a la nominal de un 70%, se obtiene que la potencia nominal del transformador será de:

$$\frac{450,969}{S_{nom}} = 0.7 \rightarrow S_{nom} = 644,241 \text{ kVA}$$

Según las tablas de la norma ANSI C57.92-1981, para que el transformador tenga una disminución de la expectativa de vida normal para estas condiciones, la carga pico por unidad a la que puede sobrecargarse el transformador durante 2 horas es de 1,50 p.u. Por lo tanto:

$$Spico = 1.50 \cdot Snom = 1.50 \cdot 644,241 = 966,36 \text{ kVA} > 1107,18 \text{ kVA (Eq. peak load)}$$

La sobrecarga que se le está aplicando al transformador (1107,18 kVA) supera la carga pico permitida (966,36 kVA) para que no haya una disminución más pronunciada de la expectativa de vida del transformador.

Permitiendo una disminución de la expectativa de vida de un 0.25%, la carga pico por unidad a la que se puede sobrecargar el transformador durante 2 horas es de 1.77 p.u. Por lo tanto:

$$Spico = 1.77 \cdot Snom = 1.77 \cdot 644,241 = 1140,307 \text{ kVA} > 1107,18 \text{ kVA (Eq. peak load)}$$

De este modo se podría emplear un transformador de potencia nominal de 644,241 kVA, o de potencia normalizada de 750 kVA, pero en esta ocasión con una disminución de su vida útil del 0,25%.

La vida útil de un transformador de distribución de esta magnitud es de unos 30 años. El 0,25% se corresponde a una disminución de 0,075 años, o 27,375 días.

Potencia Transformad	Precio unitario	Coste total	Vida útil	Coste diario	Coste/kW instalado
750 kVA	10.900\$/ud	218.000\$	29,925 años	19,958\$/día	9,491\$/kW
1000 kVA	13.500\$/ud	270.000\$	30 años	24,658\$/día	11,755\$/kW
Diferencia	2.600\$/ud	52.000\$	0,075 años	4,7\$/día	2,264\$/kW

Tabla 8. Comparación transformadores 750 kVA y 1000 kVA

El precio de un transformador de 1000 kVA, del fabricante *COOPER INDUSTRIES*, es de 13.500\$. El coste de instalación de 20 transformadores para la planta fotovoltaica asciende a: 270.000\$.

El precio de un transformador de 750 kVA, del fabricante *COOPER INDUSTRIES*, es de 10.900\$. El coste de instalación de 20 transformadores para la planta fotovoltaica asciende a: 218.000\$.

El ahorro de instalar transformadores de 750 kVA en lugar de transformadores de 1000 kVA es lo suficientemente considerable para optar por la primera opción. El ahorro diario de emplear dicho transformador es de 4,7 \$/día.

A parte del ahorro económico anteriormente visto aun reduciendo ligeramente la vida útil del transformador, también se tendrá un menor valor de pérdidas durante el funcionamiento de la instalación ya que los valores de las pérdidas en vacío (P0) y las pérdidas a plena carga son menores (PF).

Carga inicial del 90%, 100% de la nominal

Estos casos son más restrictivos que el caso anterior. No se analizarán

Conclusión

La potencia de los transformadores a emplear será de 750 kVA (potencia normalizada), según se ha establecido en el apartado 1.1.1.4.4. El transformador estará regulado en la primera toma (-5%) para lograr 21 kV en el lado de Media Tensión a partir de la relación $208 \text{ V} / 21,717 \text{ kV}$ ($21,717 \text{ kV} = 22860 \times [1-0,05]$).

Potencia nominal	750 kVA
Tensión primario	22860 V
Tensión secundario	208 V
Nivel de aislamiento Primario	125 kV
Nivel de aislamiento Secundario	30 kV
Grupo de conexión	YNy0y0
Tomas de regulación	±5% / ±2,5%
Normativa	IEEE C57.12.00, IEEE C57.12.34, IEEE C57.12.28, IEEE C57.12.70, IEEE C57.12.80, IEEE C57.12.90, IEEE C57.13, ANSI/IEEE 386, ASTM D877, NEMA AB1, NEMA TR1
Temperatura de aislamiento	120°C
Aumento de la temperatura devanados	65°C
Refrigeración	ONAN
Rendimiento	99.3%
Pérdidas en vacío	880 W
Pérdidas plena carga	7530 W

Nivel de ruido	61 dB
Dimensiones	64"x89"x57" (1,625m x 2,261m x 1,448m)
Tabla 9 Características del transformador	

Cálculo del cableado eléctrico de CC

En este apartado se detallarán los cálculos de las secciones del cableado de continua.

El cable de conexión representa el componente indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes elementos de un sistema fotovoltaico. Es por ello que hay que prestar gran atención al cálculo de las secciones del mismo, ya que una mala elección del conductor a emplear conllevaría mayores pérdidas de energía y por lo tanto pérdidas económicas que podrían haber sido evitadas.

El cálculo de las secciones de los conductores se realizarán de acuerdo a las normativa aplicable del *National Electric Code (NEC)*, capítulo 3 (Wiring Methods and Materials).

Los criterios que deben cumplir los conductores empleados en la instalación son:

- Criterio térmico: el conductor ha de ser capaz de disipar el calor generado por la intensidad que circula por el mismo durante el régimen permanente, teniendo en cuenta los factores de corrección por temperatura, profundidad, resistividad del terreno y agrupamiento.
- Criterio de caída de tensión: la caída de tensión debe ser menor que las especificadas por las condiciones de diseño
- Criterio de cortocircuito

El criterio más restrictivo es el que determinará la sección del conductor.

Se realizarán los cálculos para el bloque modular de 1MW. Dicho bloque se compone

de 15 mesas, formadas por 24 strings cada una, con 11 módulos en serie en cada string (Plano nº3). El total de la potencia instalada es de 1148.4 kWp. Se emplearán dos inversores de 500 kW cada uno, a los que llegarán 30 conductores provenientes de las mesas a cada uno, 15 del polo positivo y 15 del polo negativo (se ocuparán 15 entradas, de las 18 permitidas, en cada inversor). Estos conductores tienen su origen en los "combiner-box *SCCB-12, SMA*", cada uno de los cuales agrupa 12 strings para reducir el número de conductores que llegan al inversor.

El tipo de cable a emplear es de cobre, unipolar, y preparado para ser enterrado en canalizaciones de hormigón.

Se calcularán por un lado los conductores necesarios de cada uno de los strings a los "combiner-box", y por otro lado los conductores de los "combiner" a los inversores (que serán de mayor sección al tener que transportar una corriente mayor). Los módulos fotovoltaicos estarán interconectados en serie formando los strings, del borne positivo de uno al borne negativo del siguiente, por medio de los cables que vienen de fábrica junto con los paneles los cuales incorporan unos conectores machembrados. La sección de dichos conductores aportados por el fabricante son 4 mm².

Cada uno de estos strings llevará un cable desde sus bornes positivo y negativo hasta el "combiner" correspondiente. Finalmente de cada "combiner" saldrán dos cables, el positivo y el negativo, que se conectarán al inversor adecuado.

Se comenzará calculando la sección de los cables de los módulos al "combiner".

Cálculo cableado paneles – "combiner box"

Los conductores empleados en instalaciones fotovoltaicas tienen la restricción, según el artículo NEC-690.8(B), de que la máxima corriente que puedan transportar sea el 80% de la máxima capacidad de corriente que pudiera circular por los mismos.

Criterio térmico

Siguiendo los requisitos establecidos en el artículo NEC-690.8(1), la corriente máxima debe ser la suma de la corriente de los strings conectados en paralelo multiplicada por 125%.

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{cc} = 1,25 \cdot 8,42 = 10,525 \text{ A}$$

Siendo ICC la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos.

No es necesario aplicar factores de corrección.

La sección del cable que cumple dicha condición, según el artículo NEC-240.4(D)(3) es de 14 AWG (15 A), lo que equivale a 2,08 mm². Esta sección es menor a la que utiliza el fabricante para interconectar los módulos en serie (12 AWG / 4 mm²) por lo que se decide elegir, para este criterio, dicha sección de **12 AWG (4 mm²)**.

Criterio de la caída de tensión

Se debe cumplir que la caída de tensión desde el panel fotovoltaico más alejado del inversor, hasta dicho inversor, no supera el 1,5%.

Para aplicar este criterio es necesario calcular por un lado la caída de tensión en los cables desde los módulos hasta los "combiner", y posteriormente desde los "combiner" hasta el inversor.

Elijiendo un cable unipolar, de cobre, con una conductividad de 44 ohm.mm²/m, y una sección de 10 AWG (6 mm²), la máxima tensión que se produce es:

$$\Delta U(\%)_{max} = 0,583\%$$

El método de cálculo empleado ha sido:

$$\Delta U(V) = 2 \cdot I \cdot R = 2 \cdot I \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} = 2 \cdot I \cdot \frac{1}{y} \cdot \frac{L}{S}$$

Siendo:

- $I = IMPP = 8,15 \text{ A}$
- $\gamma = 44 \text{ m/ohm.mm}^2$: conductividad del cobre
- $L = 37 \text{ m}$: longitud máxima desde el módulo fotovoltaico más lejano a su "combiner box" correspondiente
- $S = 6 \text{ mm}^2$: sección del conductor

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U_{string}} \cdot 100$$

Siendo:

- $U_{string} = 11 \times 35,6\text{V} = 391,6 \text{ V}$: Tensión de los 11 módulos en serie que configuran un string o ramal.

Por lo que por este criterio se elige un cable de una sección de **10 AWG (6 mm²)**.

Cable módulos pv - combiner box (por mesa)

String	metros cable	Intensidad (A)	Sección (mm2)	Caída tensión	Pérdidas (W)	Pérdidas (%)
string 1a	35	8,1	6	0,55183	8,80601	0,27605
string 1b	36	8,1	6	0,56760	9,05761	0,28394
string 1c	37	8,1	6	0,58337	9,30921	0,29182
string 2a	13	8,1	6	0,20497	3,27080	0,10253
string 2b	14	8,1	6	0,22073	3,52241	0,11042
string 2c	15	8,1	6	0,23650	3,77401	0,11831
string 3a	35	8,1	6	0,55183	8,80601	0,27605
string 3b	36	8,1	6	0,56760	9,05761	0,28394
string 3c	37	8,1	6	0,58337	9,30921	0,29182
string 4a	13	8,1	6	0,20497	3,27080	0,10253
string 4b	14	8,1	6	0,22073	3,52241	0,11042
string 4c	15	8,1	6	0,23650	3,77401	0,11831
TOTAL por	18000				75,48011	0,19718

Tabla 10. Pérdidas y caída de tensión

Criterio de cortocircuito

En este caso no aplica.

Cálculo cableado "combiner-box" / inversor

En este caso se empleará cable unipolar de Aluminio, para reducir los costes de la instalación.

Criterio térmico

Siguiendo los requisitos establecidos en el artículo NEC-690.8(2), la corriente admisible de los cables debe soportar un valor de corriente igual a la suma de las corrientes por cada uno de los strings en paralelo (12 strings por "combiner-box") mayorado un 25%, según el artículo NEC- 690.8(1).

$$I_{max} = 12 \cdot (1,25 \cdot I_{cc}) = 12 \cdot 1,25 \cdot 8,42 = 123,3A$$

Siendo ICC la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos.

No es necesario aplicar un factor corrector por temperatura puesto que la temperatura ambiente es menor de 30°C (temperatura media ambiente anual: 15.9°C).

El dispositivo contra sobreintensidades debe tener una capacidad del 125% de la corriente determinada en el cálculo anterior. Esto es para impedir que los dispositivos contra sobreintensidades funcionen a más del 80% de su capacidad. Por lo tanto los cables han de ser

dimensionados para que soporten ese 125% de la intensidad calculada, para asegurar el funcionamiento correcto de los dispositivos contra sobreintensidades conectados.

Por lo tanto los cables se dimensionarán para una intensidad de:

$$I = (1,25 \cdot I_{max}) = 1,25 \cdot 126,3 = 157,875A$$

Según la tabla NEC-310.16, para una temperatura de 90°C, el tamaño de cable a utilizar será **3/0 AWG (85,01 mm²)**, cuya capacidad es de 175 A.

Criterio de la caída de tensión

Como se remarcó en el apartado 1.2.2.5.1, se debe cumplir que la caída de tensión desde el panel fotovoltaico más alejado del inversor, hasta dicho inversor, no supera el 1,5%.

En este punto se calcula la caída de tensión desde los "combiner" hasta el inversor. Si la suma de las caídas mayores en ambos casos supera el 1.5% fijado, se procederá a sobredimensionar este último cable, de Aluminio, por tener un coste más reducido que el cable de Cobre.

Eligiendo un cable unipolar, de Aluminio, con una conductividad de 28 hm.mm²/m, y una sección de 500 kcmil (253,4 mm²), la máxima tensión que se produce es:

$$\Delta U(\%)_{max} = 0,4595\%$$

El método de cálculo empleado ha sido:

$$\Delta U(V) = 2 \cdot I \cdot R = 2 \cdot I \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} = 2 \cdot I \cdot \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{L}{S}$$

Siendo:

- $I = 12 \cdot I_{MPP} = 97,8 \text{ A}$
 - $\gamma = 28 \text{ m/ohm} \cdot \text{mm}^2$: conductividad del aluminio
 - $L = 65,27 \text{ m}$: longitud máxima desde el "combiner" más lejano a el inversor correspondiente (se elige el caso más desfavorable)
 - $S = 253,4 \text{ mm}^2$: sección del conductor

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U_{string}} \cdot 100$$

Siendo:

- Ustring = 11 x 35,6V = 391,6 V : Tensión de los 11 módulos en serie que configuran un string o ramal.

Cable combiner box – inversor							
Comb.B	Num.C	metros cable	Intensidad	Sección	Caída tensión	Pérdidas	Pérdidas
1	7	65,272	97,8	253,40	0,4595	55,9945	0,1462
2	6	60,004	97,8	253,40	0,42242	51,4752	0,1344
3	5	54,736	97,8	253,40	0,38533	46,9560	0,1226
4	4	49,468	97,8	253,40	0,34825	42,4368	0,1108
5	3	44,	97,8	253,40	0,31116	37,9175	0,0990
6	2	38,932	97,8	253,40	0,27407	33,3983	0,0872
7	1	33,664	97,8	253,40	0,23699	28,8791	0,0754
8	1	24,	97,8	253,40	0,17036	20,7603	0,0542
9	2	29,468	97,8	253,40	0,20745	25,2795	0,0660
1	3	34,736	97,8	253,40	0,24454	29,7987	0,0778
1	4	40,004	97,8	253,40	0,28162	34,3179	0,0896
1	5	45,272	97,8	253,40	0,31871	38,8372	0,1014
1	6	50,54	97,8	253,40	0,35579	43,3564	0,1132
1	7	55,808	97,8	253,40	0,39288	47,8756	0,1250
1	8	61,076	97,8	253,40	0,42996	52,3949	0,1368
TOTAL por		2749,5				589,678	0,1027

Tabla 11. Pérdidas y caída de tensión

Por lo que por este criterio se elige un cable de una sección de **500 kcmil (253,4 mm²)**. De este modo, la caída de tensión máxima que se produce en corriente continua, teniendo en cuenta la caída de tensión calculada en el apartado 1.2.2.5.1 es:

$$\Delta U(\%)_{max} = \Delta U(\%)_{max_1} + \Delta U(\%)_{max_2} = 0,583 + 0,4595 = 1,04\%$$

Criterio de agrupamiento

En las canaletas de hormigón prefabricado por las que se transportan los cables que llegan al inversor, se agruparán un máximo de 15 circuitos. Para este valor hay que aplicar los factores de agrupamiento que se obtienen de la tabla NEC-B.310.11. Para

una agrupación de 10 a 85 cables, el cálculo de la corriente máxima se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$A_2 = \sqrt{\frac{0,5 \cdot N}{E}} \cdot (A_1)$$

A₂: ampacidad desde *Tablas 310.16; 310.18; B.310.1; B.310.6 y B.310.7*, multiplicada por el adecuado factor de *Tabla B.310.1 1*.

N: número total de conductores usados para obtener el factor multiplicador de *Tabla B.310.11*. E: número de conductores deseados en la canalización o cable.

A₁: ampacidad límite de los conductores que llevan corriente en la canalización o cable (NEC08)

$$A_2 = \sqrt{\frac{0,5 \cdot N}{E}} \cdot (A_1) = \sqrt{\frac{0,5 \cdot 24}{15}} \cdot 175 \cdot 0,7 = 109,57A$$

Para cumplir los requisitos de este criterio se puede emplear un cable de sección **1 AWG (53,5 mm²)**.

Correcciones

El cable irá en zanja debajo de una capa de hormigón de 50 mm de espesor o equivalente. Según la tabla *NEC 300.5*, la profundidad a la que se han de establecer los conductores es de 300mm. No es necesario aplicar un factor corrector por profundidad.

Secciones y tipo de cable seleccionados para línea de CC

Para la conexión módulos fotovoltaicos - "com biner bo x":

Según los distintos criterios de selección del conductor, obtenemos que las

secciones para cada uno de ellos son:

Térmico	10 AWG (6 mm ²)
Caída de tensión	10 AWG (6 mm ²)
Agrupamiento	-

Ya que se pretende obtener una instalación energéticamente eficiente, la sección seleccionada es de 10 AWG (6mm²), cumpliendo con todos los criterios de cálculo y consiguiendo así un mejor rendimiento de la instalación.

CABLE TECSUN(UL)-PV Wire, Cu, (PRYSMIAN), 10 AWG/6.0mm², código 20025136

Para la conexión "combiner -box" - inversor:

Según los distintos criterios de selección del conductor, obtenemos que las secciones para cada uno de ellos son:

Térmico	3/0 AWG (85,01 mm ²)
Caída de tensión	500 kcmil (253,4 mm ²)
Agrupamiento	1 AWG (53,5 mm ²)

Con los mismos objetivos, la sección seleccionada es de 500 kcmil (253,4mm²), cumpliendo con todos los criterios de cálculo y consiguiendo así un mejor rendimiento de la instalación.

CABLE SUPERFLEX XLPE, (PRYSMIAN),Al, 1 x 500 kcmil/253.4mm², 600 V, códigoQ0W300A. El cable irá en zanja debajo de una capa de hormigón de 50 mm de espesor o equivalente. Según la tabla NEC 300.5, la profundidad a la que se han de establecer los conductores es de 300 mm.

De este modo también se cumplen con los requisitos de cableado de conexión al inversor, cuya sección debe ser inferior a 600 kcmil para poder realizar la conexión correctamente a los conectores.

Cálculo de pérdidas en el cableado DC

Se procede a analizar las pérdidas totales de potencia en corriente continua que se darán en la instalación.

Paneles – “combiner-box”:

$$P(\%) = 0,1972\%$$

“Combiner -box” - inversor:

$$P(\%) = 0,1027\%$$

Total:

$$P(\%) = 0,1972 + 0,1027 = 0,2999\%$$

Cálculo del cableado eléctrico de AC

Inversores - transformador

Entre los requisitos establecidos por el fabricante de inversores, SMA, se encuentra la condición de que la longitud del cable de conexión del inversor con el transformador Pad- Mount, sea inferior a 15 m. El cable será de cobre, trifásico y sin neutro (requisito del fabricante de inversores). Será cable unipolar enterrado bajo tubo.

Se procede a calcular la sección del cable por los métodos de:

Caída de tensión

$$AU(\%) = \frac{100}{U} \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot (r \cdot L \cdot \cos\varphi + x \cdot L \cdot \sin\varphi)$$

Para cable unipolar, con 6 conductores por fase, de sección 500 kcmil (253,354 mm²):

- $r = 0,02699 \text{ ohm} / 1000\text{ft}$ (0,0885 mohm / m)
- $x = 0,0288 \text{ ohm} / 1000\text{ft}$ (0,0945 mohm / m)
- $L = 5,5 \text{ m}$: longitud máxima de cable
- $I = 1470 / 6 \text{ A} = 245 \text{ A}$: (siendo 1470 A la máxima corriente en AC para 200 V del inversor)
- $U = 200 \text{ V}$
- $\text{phi} = 25,84$

La caída de tensión que se produce es $\Delta V (\%) = 0,14\%$.

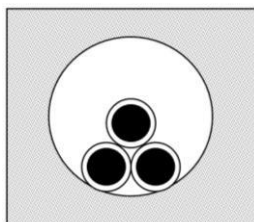


Figura 28. Terna de cables unipolares enterrados bajo tubo

El cable será por tanto: cable de cobre aislado unipolar de 500 kcmil (253,354 mm²), con 6 conductores por fase, enterrado en 6 ductos eléctricos no metálicos. Figura 31 y 32.

Por intensidad

La intensidad que portarán los conductores considerando que los inversores están trabajando a su máxima potencia será:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{P/\cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot u} = \frac{500kW/0,9}{\sqrt{3} \cdot 200V} = 1603,75A$$

La corriente máxima permitida que puede aportar el inversor es 1470 A a 200 V.

Se decide que se van a emplear 6 conductores por fase enterrados bajo tubo, como se observa en la Figura 32.

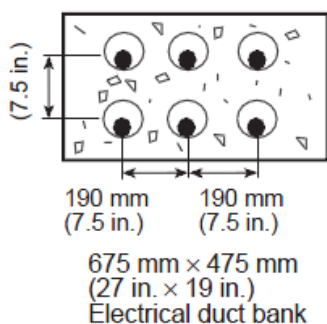


Figura 29. Configuración de canalización para 6 conductores por fase enterrados bajo tubo (R- S-T en cada tubo)

Según tabla B.310.7 (NEC), para cable monopolar con 6 conductores por fase enterrados en ductos eléctricos, la sección del conductor es de 500 kcmil (253,354 mm²). No es necesario aplicar factores de corrección.

Criterio de cortocircuito

Dado que la línea conectará con el transformador elevador de relación 0.208/21 kV, y este estará conectado a la red, el cortocircuito más desfavorable se da en bornas del transformador. Por tanto, y conociendo que la impedancia de cortocircuito del transformador es de un 5,75%, se obtiene que la corriente de cortocircuito es:

$$I_{cc} = \frac{1}{u_{cc}} \cdot I_{base} = \frac{1}{0.0575} \cdot \frac{750kVA}{\sqrt{3} \cdot 200V} = 37,65kA$$

Para esta corriente de cortocircuito, la sección del cable se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$\frac{I_{cc}}{k} = \frac{S}{\sqrt{t}}$$

k = 142 A/mm², para conductor de cobre, aislamiento de XLPE(ITC-BT-07 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, REBT). Para un tiempo de defecto de 500 ms, la sección obtenida a partir de este cálculo es de 187,5 mm².

Por lo tanto la sección es de 400 kcmil (202,683mm²).

Selección del cable de conexión inversor-transformador

Según los distintos criterios de selección del conductor, obtenemos que las secciones para cada uno de ellos son:

Caída de tensión	6x3x(1x500 kcmil)	(253,354
Por intensidad	6x3x(1x500 kcmil)	(253,354
Criterio de cortocircuito	3x(1x400 kcmil)	(202,683

Los métodos más restrictivos son los dos primeros, primando el de intensidad admisible. Por lo que la sección seleccionada será de 500 kcmil, 6 conductores por fase, aislados, unipolares de cobre tipo THHW, enterrados en 6 ductos.

Cable 2kV OKOGUARD-OKOLON, RHH o RHW-2, (Okonite), 6 x 3 x (1 x 500 kcmil), Cu, código 113-24-2531. Se instalarán en tubos de PVC (HDPE) de Øint=78mm según la tabla 5 del capítulo 9 del NEC, y la tabla C.10 del NEC, y a una profundidad de 600mm según la tabla 300.5 del NEC, y separación según la Figura 32. El radio de curvatura no será menor de 330,2mm (tabla 2, capítulo 9 NEC). Plano nº11.

Línea de M.T. interior

La línea que transporta la energía generada por el interior de la planta hasta el centro de seccionamiento es de 21 kV. Esta puede ser diseñada en rama o en anillo. Las ventajas de ser diseñada en ramas en lugar de en anillos es que la longitud de cable necesaria para la instalación es mucho menor. Otra ventaja es que la sección de dicho cable también será inferior que el empleado en anillo, puesto que en el caso del anillo el cable ha de ser capaz de transportar toda la energía generada por todo el anillo en caso de fallo de algún elemento de la instalación. Pero como inconvenientes cabe destacar que en el caso de fallo de alguno de dichos elementos, la disposición en rama dejaría fuera de servicio todos los centros de transformación conectados a la misma al no poder evacuar la energía por un camino secundario. Todo esto se puede resumir en:

- Rama:
 - o Menor longitud de cable, menor sección de conductor. Por lo tanto menor coste.
 - o Imposibilidad de evacuar la energía por un camino secundario en caso de fallo.
Pérdidas económicas al no poder evacuar la energía generada.
- Anillo
 - o Mayor fiabilidad. Posibilidad de evacuar la energía generada por un camino secundario en caso de fallo de alguno de los elementos de la instalación. No dejaría ninguna parte de la instalación fuera de servicio.
 - o Mayor longitud de cable, mayor sección del conductor. Coste más elevado que en la opción en rama.

Se decide emplear la disposición en anillo, por su fiabilidad, y para asegurarnos que ante fallo en alguno de los equipos o demás elementos, no perdamos gran parte de la producción de energía sino que esta sigue pudiéndose aportar a la red de distribución con total normalidad.

Se procede a analizar dos opciones distintas para la disposición en anillos, para posteriormente elegir la más adecuada:

- Opción 1: 5 anillos de 4 MW cada uno

- Opción 2: 4 anillos de 5 MW cada uno

Opción 1: 5 anillos de 4 MW

Reparto de corrientes en los anillos interiores

Anillo 1

TRAMO	Longitud	Long.Acum.	Intensidad
CS-CT1	137,761	137,761	102,0662349
CT1-CT2	186,978	324,739	71,5186016
CT2-CT3	186,978	511,717	40,9709683
CT3-CT4	186,978	698,695	10,42333501
CT4-CS	698,695	1397,39	-20,12429828
TOTAL	1397,39		

Anillo 2

TRAMO	Longitud	Long.Acum.	Intensidad
CS-CT1	231,573	231,573	94,55985164
CT1-CT2	186,978	418,551	64,01221835
CT2-CT3	186,978	605,529	33,46458506
CT3-CT4	186,978	792,507	2,916951766
CT4-CS	792,507	1585,014	-27,63068152
TOTAL	1585,014		

Anillo 3

TRAMO	Longitud	Long.Acum.	Intensidad
CS-CT1	325,385	325,385	89,37809165
CT1-CT2	186,978	512,363	58,83045836
CT2-CT3	186,978	699,341	28,28282507
CT3-CT4	186,978	886,319	-2,264808224
CT4-CS	886,319	1772,638	-32,81244151
TOTAL	1772,638		

Anillo 4

TRAMO	Longitud	Long.Acum.	Intensidad
CS-CT1	419,197	419,197	85,58588798
CT1-CT2	186,978	606,175	55,03825469
CT2-CT3	186,978	793,153	24,4906214
CT3-CT4	186,978	980,131	-6,057011889
CT4-CS	980,131	1960,262	-36,60464518
TOTAL	1960,262		

Anillo 5

TRAMO	Longitud	Long.Acum.	Intensidad
CS-CT1	513,009	513,009	82,69038242
CT1-CT2	186,978	699,987	52,14274913
CT2-CT3	186,978	886,965	21,59511583
CT3-CT4	186,978	1073,943	-8,952517456
CT4-CS	1073,943	2147,886	-39,50015075
TOTAL	2147,886		

Longitud TOTAL	26589,57
-----------------------	----------

Tabla 12. Reparto de corrientes en 5 anillos de 4MW

Criterio de calentamiento

Teniendo en cuenta que los anillos interiores se encuentran a una tensión de 21 kV, y que la potencia máxima de cada uno de los anillos es:

Potencia máxima = 4 MW

Obtenemos que la corriente máxima que circulará por cada uno de los anillos para un factor de potencia de 0,9 será:

$$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\varphi} \rightarrow I_{max} = 122,191A$$

El reparto de corrientes para cada uno de los tramos se ha visto en el apartado anterior, y la sección debería estar dimensionada para las corrientes máximas reflejadas en las tablas. Pero existe la posibilidad de que, debido a un fallo en el sistema, el anillo quede abierto y deba evacuar toda la potencia generada por un único extremo.

Factores de corrección:

- No es necesario aplicar factor por profundidad por establecerse a la

profundidad especificada por el NEC (> 600 mm) para la cual no han de aplicarse factores de corrección

- Resistividad del terreno: no se ve afectada
- Factor de agrupamiento: a la llegada del centro de seccionamiento se agruparán por una distancia mayor de 15 metros, los circuitos de entrada y salida de los 5 anillos, por lo tanto, 10 circuitos. Para 10 circuitos el factor de agrupamiento es 0,49.

Por tanto, la sección mínima según establece el NEC en la Tabla 310.78 para un circuito de un tres conductores monopolares de aluminio enterrado bajo tubo será de **250 kcmil** ($126,68 \text{ mm}^2$), tipo MV-90.



Detail 1

290 mm × 290 mm
(11.5 in. × 11.5 in.)
Electrical duct bank
One electrical duct

Figura 30. Configuración de canalización para 3 conductores monopolares enterrados bajo tubo

La intensidad admisible que soporta un cable de esta sección (250 A), aplicando los factores de corrección es:

Criterio de Cortocircuito

En caso de cortocircuito, la energía que se considera nociva para la instalación es la que proviene de la red de distribución, ya que la energía aportada por la instalación es despreciable frente a la potencia de cortocircuito que parte de la red. Para una potencia de cortocircuito establecida por la compañía PG&E de 299

MVA, la corriente de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{299 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 21000} = 8220,37A$$

La protección destinada a proteger el anillo es un interruptor automático al cual se le estima un tiempo máximo de apertura de 100 ms. Por tanto la sección mínima será:

$$\frac{I_{cc}}{k} = \frac{S}{\sqrt{t}}$$

$k = 94 \text{ A/mm}^2$, para conductor de aluminio, aislamiento de EPR (tabla 26, ITC-LAT-06 del Reglamento Eléctrico de Alta Tensión).

Por lo tanto la sección es de **2 AWG** ($33,6281\text{mm}^2$).

Criterio de la caída de tensión (c.d.t.)

En condiciones normales de funcionamiento el anillo estará totalmente conectado, es decir, no será interrumpido el paso de corriente por ninguno de sus tramos. Para las secciones definidas se producen las siguientes caídas de tensión en los anillos:

$$AU(\%) = \frac{100}{U} \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot (r \cdot L \cdot \cos\phi + x \cdot L \cdot \sin\phi)$$

- Anillo 1:

Para S=1/0 AWG ($42,40 \text{ mm}^2$)

$$\Delta U(\%) = 0,037\%$$

- Anillo 2:

Para S=1/0 AWG ($42,40 \text{ mm}^2$)

$$\Delta U(\%) = 0,058\%$$

- Anillo 3:
 Para S=1/0 AWG (42,40 mm²)

$$\Delta U(\%) = 0,077\%$$
- Anillo 4:
 Para S=1/0 AWG (42,40 mm²)

$$\Delta U(\%) = 0,095\%$$
- Anillo 5:
 Para S=1/0 AWG (42,40 mm²)

$$\Delta U(\%) = 0,112\%$$

Opción 2: 4 anillos de 5 MW

Reparto de corrientes en los anillos interiores

Anillo 1	TRAMO	Longitud	Long.Acum.	Intensidad
	CS-CT1	137,761	137,761	120,4051417
	CT1-CT2	280,79	418,551	89,85750836
	CT2-CT3	280,79	699,341	59,30987507
	CT3-CT4	280,79	980,131	28,76224178
	CT4-CT5	280,79	1260,921	-1,785391509
	CT5-CS	513,009	1773,93	-32,3330248
	TOTAL	1773,93		

Anillo 2

TRAMO	Longitud	Long.Acum.	Intensidad
CS-CT1	324,739	324,739	104,3349451
CT1-CT2	280,79	605,529	73,78731178
CT2-CT3	280,79	886,319	43,23967849
CT3-CT4	280,79	1167,109	12,6920452
CT4-CS	280,79	1447,899	-17,85558809
CT5-CS	699,987	2147,886	-48,40322138
TOTAL	2147,886		

Anillo 3

TRAMO	Longitud	Long.Acum.	Intensidad
CS-CT1	511,717	511,717	96,85790466
CT1-CT2	280,79	792,507	66,31027137
CT2-CT3	280,79	1073,297	35,76263808
CT3-CT4	280,79	1354,087	5,21500479
CT4-CS	280,79	1634,877	-25,3326285
CT5-CS	886,965	2521,842	-55,88026179
TOTAL	2521,842		

Anillo 4

TRAMO	Longitud	Long.Acum.	Intensidad
CS-CT1	698,695	698,695	92,53557957
CT1-CT2	280,79	979,485	61,98794628
CT2-CT3	280,79	1260,275	31,44031299
CT3-CT4	280,79	1541,065	0,892679697
CT4-CS	280,79	1821,855	-29,65495359
CT5-CS	1073,943	2895,798	-60,20258688
TOTAL	2895,798		

Tabla 13. Reparto de corrientes en 4 anillos de 5 MW

Criterio de calentamiento

Teniendo en cuenta que los anillos interiores son a 21 kV, y que la potencia máxima de cada uno de los anillos es:

Potencia máxima =5 MW

Obtenemos que la corriente máxima que circulará por cada uno de los anillos para un factor de potencia de 0,9 será:

$$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\phi} \rightarrow I_{max} = 152,738A$$

El reparto de corrientes para cada uno de los tramos se ha visto en el apartado anterior, y la sección debería estar dimensionada para las corrientes máximas reflejadas en las tablas. Pero existe la posibilidad de que, debido a un fallo en el sistema, el anillo quede abierto y deba evacuar toda la potencia generada por un único extremo.

Factores de corrección:

- No es necesario aplicar factor por profundidad por establecerse a la profundidad especificada por el NEC (> 600 mm) para la cual no han de aplicarse factores de corrección
- Resistividad del terreno: no se ve afectada
- Factor de agrupamiento: a la llegada del centro de seccionamiento se agruparán por una distancia mayor de 15 metros, los circuitos de entrada y salida de los 4 anillos, por lo tanto, 8 circuitos. Para 8 circuitos el factor de agrupamiento es 0,52.

Por tanto, la sección mínima según establece el NEC en la Tabla 310.78 para un circuito de un tres conductores monopolares de aluminio enterrado bajo tubo será de 350 kcmil (177,35 mm²), tipo MV-90. Ver figura 32.

La intensidad admisible que soporta un cable de esta sección (305 A), aplicando los factores de corrección es:

$$0,52 \cdot 305 = 158,6A < 152,738A$$

Criterio de Cortocircuito

En caso de cortocircuito, la energía que se considera nociva para la instalación es la que proviene de la red de distribución, ya que la energía aportada por la instalación es despreciable frente a la potencia de cortocircuito que parte de la red. Para una potencia de cortocircuito establecida por la compañía PG&E de 299 MVA, la corriente de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{299 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 21000} = 8220,37A$$

La protección destinada a proteger el anillo es un interruptor automático al cual se le estima un tiempo máximo de apertura de 100 ms. Por tanto la sección mínima será:

$$\frac{I_{cc}}{k} = \frac{S}{\sqrt{t}}$$

$k = 94 \text{ A/mm}^2$, para conductor de aluminio, aislamiento de EPR (tabla 26, ITC-LAT-06 del Reglamento Eléctrico de Alta Tensión). Por lo tanto la sección es de 2 AWG ($33,6281 \text{ mm}^2$).

Criterio de la caída de tensión (c.d.t.)

En condiciones normales de funcionamiento el anillo estará totalmente conectado, es decir, no será interrumpido el paso de corriente por ninguno de sus tramos. Para las secciones definidas se producen las siguientes caídas de tensión en los anillos:

$$\Delta U(\%) = \frac{100}{U} \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot (r \cdot L \cdot \cos\varphi + x \cdot L \cdot \sin\varphi)$$

- Anillo 1:

Para S=2/0 AWG ($67,43\text{mm}^2$)

$$\Delta U(\%) = 0,035\%$$

- Anillo 2:

Para S=2/0 AWG ($67,43\text{mm}^2$)

$$\Delta U(\%) = 0,071\%$$

- Anillo 3:

Para S=2/0 AWG ($67,43\text{mm}^2$)

$$\Delta U(\%) = 0,103\%$$

- Anillo 4:

Para S=2/0 AWG (67,43mm²)

$$\Delta U(\%) = 0,135\%$$

Secciones y tipo de cable seleccionados para la línea de M.T. interior

Según los distintos criterios de selección del conductor, obtenemos que las secciones para cada uno de ellos son:

Opción 1:

Criterio de calentamiento 3 x (1 x 250 kcmil) (126,677 mm²)

5 anillos de 4 MW	Criterio de cortocircuito 3 x (1 x 2 AWG) (33,6281 mm ²) Caída de tensión 3 x (1 x 1/0 AWG) (53,47 mm ²)
-------------------	---

Opción 2:

Criterio de calentamiento 3 x (1 x 350 kcmil) (177,348 mm²)

4 anillos de 5 MW	Criterio de cortocircuito 3 x (1 x 2 AWG) (33,6281 mm ²) Caída de tensión 3 x (1 x 2/0 AWG) (67,425 mm ²)
-------------------	--

Comparando la opción 1 y la opción 2:

	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2
Cable a emplear	3 x (1 x 250 kcmil)	3 x (1 x 350 kcmil)
Código cable	Q9U420A	Q9V420A
Fabricante	PRYSMIAN	PRYSMIAN
Longitud total	26589,57	28018,368
Caída de tensión (%)	0,112 %	0,135 %
Sección cable (mm²)	126,677	177,348
Coste unitario cable	14,27	15,91
Coste cable total (\$)	379.467,16 \$	445.818,57 \$
Coste unitario del tubo	5 \$	5 \$
Coste total tubo (\$)	44.315,95 \$	46.697,28 \$
Nº celdas en C.S.	10	8
Coste celdas (\$)	130.000 \$	104.000 \$
COSTE TOTAL (\$)	553.783,11 \$	596.515,85 \$
Coste por kW instalado	24,11 \$/kWi	25,97 \$/kWi
Diferencia entre	42.732,75 \$	

Tabla 14. Comparación opciones anillos

Analizando las pérdidas de potencia que se producen en los anillos por efecto Joule:

	Opción 1 (5 anillos-		Opción 2 (4 anillos-	
Caída de tensión max	0,1122 %		0,1349 %	
Pérdidas (%)	Anillo 1	0,051 %	Anillo 1	0,0578 %
	Anillo 2	0,061 %	Anillo 2	0,0706 %
	Anillo 3	0,073 %	Anillo 3	0,0897 %
	Anillo 4	0,085 %	Anillo 4	0,1101 %
	Anillo 5	0,097 %	-	-
	TOTAL	0,0935 %	TOTAL	0,082 %

Tabla 15. Pérdidas de potencia en los anillos

Teniendo en cuenta que:

La compañía ENEE paga a los generadores una tarifa de 180\$/MWh producido y suponiendo que se mantenga constante en los años en los que la planta esté produciendo energía, que el contrato con la compañía finaliza en 30 años, y que las horas equivalentes de la instalación son 1727,24 horas/año.

Por estas razones se pueden calcular que las pérdidas económicas de realizar una configuración o la otra en los primeros 20 años de operación de la planta.

	Opción	Opción 2
Pérdidas (%)	0,0935 %	0,082 %
Pérdidas	35,65 MWh/año	28,33 MWh/año
Pérdidas totales	0,813 GWh	0,5665 GWh
Pérdidas económicas	199.998,00 \$	139.367,54 \$
Diferencia entre	36.030,46 \$	

Tabla 16. Comparación económica entre los anillos

Comparando los costes de compra de material e instalación, con las pérdidas económicas que se producen durante el tiempo que esté operando la planta, se decide que se va a emplear la opción 2 porque aunque la inversión inicial sea superior, las pérdidas económicas producidas por las pérdidas en los cables son mayores en la opción 1.

	Opción 1	Opción 2
Coste instalación	553.783,11 \$	596.515,85 \$
Pérdidas 30 años	199.998,00 \$	139.367,54 \$
TOTAL	753.781,11 \$	735.883,39 \$
Diferencia entre	17.897,72 \$	

Tabla 17. Comparación económica entre los anillos (2)

Se decide emplear la **opción 2** por presentar un coste inferior a la opción 1.

- ***Cable Okoguard URO-J, 25kV EPR, (Okonite), 3 x (1 x 350 kcmil), Al, código 160-23- 4090. Se instalarán en tubos de PVC (HDPE) de $\varnothing_{int}=103mm$ según la tabla 5 del capítulo 9 del NEC, y la tabla C.10 del NEC. A una profundidad mínima de 450mm según la tabla 300.50 del NEC. El radio de curvatura no será menor de 406,4mm (tabla 2, capítulo 9 NEC). Plano nº11.***

Línea de evacuación. Centro de seccionamiento – Subestación

En este apartado se realizará la elección del cable a emplear en la conexión de la instalación a la red de distribución. Este tramo conecta el Centro de Seccionamiento con la Subestación “Los Prados” existente.

Se procede a analizar los diferentes métodos para la selección de la sección del cable, empleando conductor de aluminio y de cobre, para posteriormente hacer la comparativa económica entre ambos:

Opción 1: conductores de cobre

Criterio de caída de tensión

Empleando los cables anteriormente definidos en el tramo inversor-transformador y en los anillos de M.T. interiores, la caída de tensión que se producía en dicho tramo era menor o igual a 0,5%. Para que en el conjunto de la red de Media Tensión se produzca una caída de tensión máxima de 1%, la caída de tensión máxima que ha de producirse en la línea de evacuación es de 0,5%.

Para un cable de sección 750 kcmil ($380,031 \text{ mm}^2$):

$$AV(\%) = \frac{100}{U} \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot (r \cdot L \cdot \cos\phi + x \cdot L \cdot \sin\phi)$$

Siendo:

- $r = 31 \mu\Omega/\text{ft}$ (0,1017 mΩ/m): resistencia por unidad de longitud
- $x = 71 \mu\Omega/\text{ft}$ (0,2329 mΩ/m): reactancia por unidad de longitud
- $L = 600 \text{ m}$
- $\Phi = 25,84^\circ$
- $U = 21 \text{ kV}$
- $I = 610,953:2 \text{ A} = 305,477 \text{ A}$ por cada conductor de fase (2 circuitos, como se ve en la Figura 34)

Para estas condiciones se obtiene que la caída de tensión que se produce es de 0,292%. Por lo que se decide que se instalarán 2 circuitos de cable monopolar de cobre de sección de conductor de $380,031 \text{ mm}^2$ (750 kcmil), como se observa en la Figura 34.

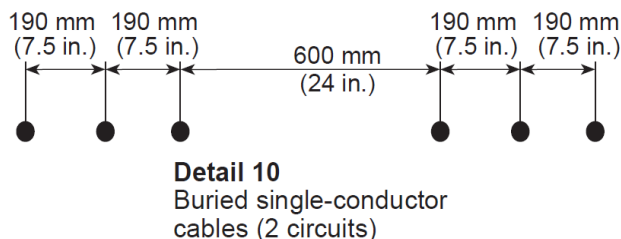


Figura 31. Configuración para 2 circuitos de cables monopolares directamente enterrados

Criterio de calentamiento

La intensidad que ha de transportar la línea es de 610,953 A. Recurriendo a la tabla 310.81 (NEC) se demuestra que puede ser empleado un circuito de 3 cables

monopolares de cobre MV-90 enterrados directamente, como se indica en la Figura 35, de una sección de 500 kcmil.

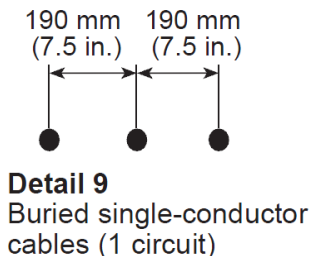


Figura 32. Configuración para un circuito de cables monopolares directamente enterrados

Criterio de cortocircuito

En caso de cortocircuito, la energía que se considera nociva para la instalación es la que proviene de la red de distribución, ya que la energía aportada por la instalación es despreciable frente a la potencia de cortocircuito que parte de la red. Para una potencia de cortocircuito establecida por la compañía PG&E de 299 MVA, la corriente de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{299 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 21000} = 8220,37A$$

La protección destinada a proteger la línea es un interruptor automático al cual se le estima un tiempo máximo de apertura de 100 ms. Por tanto la sección mínima será:

$$\frac{I_{cc}}{k} = \frac{S}{\sqrt{t}}$$

$k = 143 \text{ A/mm}^2$, para conductor de cobre, aislamiento de EPR (tabla 25, ITC-LAT-06 del Reglamento Eléctrico de Alta Tensión). Por lo tanto la sección es de 4 AWG (21,149mm²).

Opción 2: conductores de aluminio

Criterio de caída de tensión

Para que en el conjunto de la red de Media Tensión se produzca una caída de tensión

máxima de 1%, la caída de tensión máxima que ha de producirse en la línea de evacuación es de 0,5%.

Para un cable de sección 1000 kcmil (506,708 mm²):

$$AV(\%) = \frac{100}{U} \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot (r \cdot L \cdot \cos\phi + x \cdot L \cdot \sin\phi)$$

Siendo:

- $r = 35 \mu\Omega/\text{ft}$ (0,1148 mΩ/m): resistencia por unidad de longitud
- $x = 68 \mu\Omega/\text{ft}$ (0,2231 mΩ/m): reactancia por unidad de longitud
- $L = 600 \text{ m}$
- $\Phi = 25,84^\circ$
- $U = 21 \text{ kV}$
- $I = 610,953:2 \text{ A} = 305,477 \text{ A}$ por cada conductor de fase (2 circuitos, como se ve en la Figura 34)

Para estas condiciones se obtiene que la caída de tensión que se produce es de 0,303%. Por lo que se decide que se instalarán 2 circuitos de cable monopolar de cobre de sección de conductor de 506,708 mm² (1000 kcmil), como se observa en la Figura 34.

Criterio de calentamiento

La intensidad que ha de transportar la línea es de 610,953 A. Recurriendo a la tabla 310.82 (NEC) se demuestra que puede ser empleado un circuito de 3 cables monopolares de aluminio MV-90 enterrados directamente, como se indica en la Figura 35, de una sección de 750 kcmil.

Criterio de cortocircuito

En caso de cortocircuito, la energía que se considera nociva para la instalación es la que proviene de la red de distribución, ya que la energía aportada por la instalación es despreciable frente a la potencia de cortocircuito que parte de la red. Para una potencia de cortocircuito establecida por la compañía PG&E de 299 MVA, la corriente de cortocircuito será:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{299 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 21000} = 8220,37A$$

La protección destinada a proteger la línea es un interruptor automático al cual se le estima un tiempo máximo de apertura de 100 ms. Por tanto la sección mínima será:

$$\frac{I_{cc}}{k} = \frac{S}{\sqrt{t}}$$

k = 94 A/mm², para conductor de aluminio, aislamiento de XLPE (tabla 26, ITC-LAT-06 del Reglamento Eléctrico de Alta Tensión). Por lo tanto la sección es de 3AWG (26,667 mm²).

Secciones y tipo de cable seleccionados para la línea de AC del Centro de Seccionamiento hasta la Subestación "Avenal SUB"

Según los distintos criterios de selección del conductor, obtenemos que las secciones para cada uno de ellos son:

Opción 1:

Caída de tensión	2x3x(1x750) kcmil (380,031 mm ²)
Por intensidad	3x(1x500) kcmil (253,354 mm ²)
Criterio de cortocircuito	3x(1x4) AWG (21,149 mm ²)

Cobre

Opción 2:

	Caída de tensión	2x3x(1x1000) kcmil (506,708 mm ²)
Aluminio	Por intensidad	3x(1x750) kcmil (380,031 mm ²)
	Criterio de cortocircuito	3x(1x3) AWG (26,668 mm ²)

Se procede a realizar un análisis como se realizó en el apartado 1.2.2.6.4:

	Opción	Opción 2
Pérdidas (%)	0,342 %	0,386 %
Pérdidas (GWh/año)	0,1336GWh/año	0,1518GWh/año
Pérdidas totales 30 años	4,008GWh	4,523GWh
Pérdidas económicas	985.968,00 \$	1.112.658,00 \$
Diferencia entre	126.690,00 \$	

Tabla 16. Comparativa opciones anillos MT

	OPCIÓN 1	OPCIÓN 2
Cable a emplear	2x3x(1x750) kcmil, Cu	2x3x(1x1000) kcmil,
Código cable	Q9F120A	Q9Y120A
Fabricante	PRYSMIAN	PRYSMIAN
Longitud total	3600	3600
Sección cable	380,031	506,708
Caída de tensión	0,292 %	0,303 %
Coste unitario cable	88,56	50,04
COSTE TOTAL (\$)	318.816,00 \$	180.144,00 \$
Coste por kW	13,88 \$/kW	7,84 \$/kW
Diferencia entre	138.672,00 \$	

Tabla 17. Comparativa opciones anillos MT

Se decide por tanto emplear cable de aluminio (**opción 2**). El cable seleccionado será:

- **Cable Okoguard URO-J, 25kV EPR, (Okonite), 2 x 3 x (1 x 1000 kcmil), Al, código 160- 23-5099. Enterrados directamente a una profundidad mínima de 750mm según la tabla 300.50 del NEC. El radio de curvatura no será menor de 12 veces el diámetro exterior del cable (artículo 300.34 del NEC). Ver plano n°11.**

Cálculo de pérdidas en corriente alterna

Se procede a analizar las pérdidas totales de potencia en corriente alterna que se darán en la instalación.

Inversor – transformador:

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot R = 3 \cdot 6 \cdot (245^2) \cdot 0,0885 \cdot 10^{-3} \cdot 5,5 = 525,909W$$

- $r = 0,02699 \text{ ohm} / 1000\text{ft} (0,0885 \text{ mohm} / \text{m})$
- $L = 5,5 \text{ m}$: longitud máxima de cable
- $I = 1470 / 6 \text{ A} = 245 \text{ A}$: (siendo 1470 A la máxima corriente en AC para 200 V del inversor)
- $P(\%) = \frac{2 \cdot 525,909W}{1MW} \cdot 100 = 0,1052\%$

Anillos MT:

$$P_{20mw}(\%) = 0,082\%$$

Línea de evacuación:

$$P_{20mw}(\%) = 0,386\%$$

Total: $P(\%) = 0,1052 + 0,0082 + 0,386 = 0,573\%$

Selección de la aparamenta eléctrica

En este apartado se detallarán los dispositivos encargados de medir, proteger, maniobrar y regular el sistema eléctrico del campo solar tanto de la parte de continua como de la parte de alterna, dispositivos fundamentales para la correcta explotación de la instalación. De este modo se garantizará la continuidad y la calidad del servicio.

Aparamenta de corriente continua

En el campo generador, el cortocircuito no representa una condición de peligro para las personas por tratarse de corrientes de falta de valores próximos a la corriente nominal de la instalación (para un panel fotovoltaico: $I_{nom}=8,15 \text{ A}$; $I_{cc}=8,42 \text{ A}$). No ocurre lo mismo en el inversor, donde las corrientes de cortocircuito alcanzan valores de 1600 A.

Como medio de protección se incluirán fusibles en el polo positivo, no siendo necesarios en el polo negativo al ir conectado a tierra, como se define en el apartado 1.2.4.2.1 y tal y como establecen los artículos 690.41 y 250.4(A) del NEC. Los fusibles se localizarán en el interior de los "combiner-box", y deben estar dimensionados para intensidades superiores al 125% (según artículo 690.8(B)(1) del NEC) de las máximas corrientes calculadas por medio del artículo 690.8(A). Esto es:

$$I_{fusible} = 1,25 \cdot (I_{art690.8(A)}) = 1,25 \cdot (1,25 \cdot I_{cc \text{ modulo}}) = 1,25 \cdot (1,25 \cdot 8,42) = 13,16A$$

Por ello se selecciona fusibles de 15 A (valor estándar). Ver unifilar de Baja Tensión, Plano nº7.

Las características de los fusibles serán:

- Fusibles cilíndricos KTK-R *Cooper Industries Bussmann*
- Tensión nominal: 600 VCC
- Corriente nominal: 15 A
- Poder de corte: 200 kA

El polo positivo se protegerá de las sobretensiones provocadas por causas atmosféricas o por sobretensiones provenientes del inversor, por medio de un descargador que se ubicará en el interior de los "combiner-box", como se observa en el Plano nº7.

- Descargador de tensión para aplicaciones fotovoltaicas, *Cooper Industries Bussmann*
- Tensión nominal: ≤ 600 VCC
- Nivel voltaje de protección: $\leq 2,5$ kV
- Corriente de descarga nominal: 12,5 kA
- Corriente de descarga máxima: 25 kA

Aparamenta de corriente alterna

Protección del transformador

El transformador irá protegido por:

- Interruptor-seccionador en carga (800-65, Cooper Power Systems):
 - $I_{nom} = 400 \text{ A}$
 - $I_{corta \text{ duración}} (1s) = 12 \text{ kA}$
 - $U_{nom \text{ fase-fase}} = 23 \text{ kV}$
 - $U_{nom \text{ fase-tierra}} = 15,6 \text{ kV}$
 - $U_{impulso} (1,2/50 \mu s) = 200 \text{ kV}$
 - maniobra de corte en aceite

- Interruptor Cooper Power Systems Magnex™: este interruptor combina la funcionalidad de 3 fusibles y 3 interruptores de seccionamiento en carga. Debe disponerse en serie con un fusible ELSP (Cooper Industries) de 50 kA de capacidad de corte:
 - $U_{nom} = 23 \text{ kV}$
 - $I_{nom} = 500 \text{ A}$
 - $I_{nom \text{ fusible}} (ELSP) = 100 \text{ A}$ (especificado por el fabricante)
 - Equipado con sensor: E40

- Fusible ELSP: en serie con el interruptor Magnex. Adaptado para trabajar en transformadores con aislamiento en aceite:
 - $I_{nom} = 100 \text{ A}$
 - $U_{nom} = 23 \text{ kV}$
 - Máximo poder de corte = 50 kA
 - Mímino poder de corte = 400 A

- Sensor E40:
 - Tiempo de actuación ante cortocircuito: $t_{Icc} = 8,22 \text{ kA} = 12,5 \text{ ms}$

- Relé Buchholz (63B)
- Protección de sobrecargas térmicas (49)

Protección celdas

Celdas de línea

Como se vio en la descripción de las mismas, en el apartado 1.1.1.4.5, estas celdas estarán equipadas con un interruptor-seccionador en carga con fusible, protegiendo a los transformadores de la instalación ante posibles faltas.

Red y puestas a tierra

En este apartado se detallará la instalación de la puesta a tierra de tal modo que las masas o elementos metálicos que se interconectan tengan el mismo potencial en todo momento. Se especificarán las conexiones y dispositivos necesarios para poner las tierras a masa.

La función de la puesta a tierra (p.a.t.) es la de forzar la derivación al terreno de las intensidades de corriente de cualquier naturaleza que se puedan originar, ya se trate de corrientes de defecto, bajo frecuencia industrial, o debidas a descargas atmosféricas, logrando de este modo:

- Limitar la diferencia de potencial que en un momento dado pueda presentarse entre estructuras metálicas y tierra
- Posibilitar la detección de defectos a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones, eliminando o disminuyendo de esta forma el riesgo que supone una avería para el material utilizado y las personas
- Limitar las sobretensiones internas que puedan aparecer en la red eléctrica en determinadas condiciones de explotación

Por lo tanto, las funciones principales que toda p.a.t. ha de cumplir son:

- Seguridad de las personas
- Protección de las instalaciones
- Mejora de la calidad de servicio
- Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia

Tensiones de paso y de contacto máximas admisibles

Para la determinación de los valores máximos admisibles de la tensión de paso en la zona que rodea los inversores y el transformador, y la tensión de contacto, se emplearán las expresiones conforme a lo indicado en la norma IEEE Std 80-200.

Aplicando esta norma para una persona de peso medio de 70 kg, se obtiene:

$$U_{p adm 70kg} = (1000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

$$U_{c adm 70kg} = (1000 + 1,5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

Siendo:

$U_{p adm}$: tensión de paso admisible para una persona de 70 kg (voltios)

$U_{c adm}$: tensión máxima de contacto admisible para una persona de 70 kg (voltios) t_s : duración de la falta (0,5 segundos)

ρ_s : resistividad superficial del terreno (ohm.m)

Si no se dispone de una capa superficial protectora, como ocurre en este caso, entonces:

$$C_s = 1$$

$\rho_s = \rho = 20$ ohm.m (dato aportado por el cliente, correspondiente a suelo compuesto de limo)

De donde se obtiene:

$$U_{p adm} = 248,68V$$

$$U_{cadm} = 228,69V$$

Red de tierras

A dicha red de tierras se conectarán todas las envolventes metálicas de los equipos presentes en la instalación: los marcos metálicos de las estructuras soporte de los paneles, los "combiner-box", los inversores, los transformadores, etc. De este modo, y en caso de falta, se evitarán sobretensiones en dichos equipos que son peligrosas para las personas o animales que entren en contacto con ellos accidentalmente.

La Red de Tierra se dimensionará de tal modo que asegure el funcionamiento de las protecciones destinadas a proteger a las personas en caso de falta a tierra, y de tal forma que la tensión de contacto no supere los tensión de contacto admisible tal y como se ha calculado en el apartado 1.2.4.1. De tal modo la instalación de puesta a tierra se considera como un circuito independiente paralelo a la instalación eléctrica con la finalidad de proteger a las personas y animales que puedan entrar en contacto con masas que puedan estar sometidas momentáneamente a tensión.

Configuración del electrodo

La disposición de la red de tierras se realizará de forma que los conductores directamente enterrados sea la configuración elegida. Estos conductores serán de cobre desnudo y conformarán una malla que se extenderá por toda la instalación, como se puede ver en los planos nº12 y nº13.

Tal y como establece el reglamento NEC en los artículos *250.52(A)(4)* y *250.53(F)*, este anillo de cobre desnudo no tendrá una sección menor que 2 AWG ($33,63 \text{ mm}^2$), no tendrá una longitud menor de 6m, y no será enterrado a una profundidad menor de 750 mm.

Esta configuración no requiere de picas de tierra, y por tanto, si el valor obtenido de resistencia de puesta a tierra asegura el correcto funcionamiento de los elementos de protección, se considerará esta configuración como correcta.

La resistividad del terreno equivale a la resistencia que ofrece al paso de la corriente un cubo de terreno de 1 m de arista. La resistividad del terreno donde está será instalada la red de tierras es de $\rho=20 \text{ ohm.m}$, correspondiente a suelo compuesto de limo.

La longitud total de cable enterrado en cada la instalación se estima en 9926 metros. La resistencia de puesta a tierra para un conductor enterrado horizontalmente (según la *IEEE 80- 2000*) formando una malla es:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

Donde:

- $h = 1\text{m}$: profundidad de la malla en metros
- $L_T = 9926\text{m}$: longitud total del conductor enterrado en metros
- $A = 350.816,05\text{m}^2$: área ocupada por la malla de tierra en metros cuadrados
- $\rho = 20\text{ohm.m}$: resistividad del terreno en ohm.m

Luego:

$$R_g = 0,01706 \text{ ohm}$$

Valor muy reducido debido a la baja resistencia del terreno y a elevada longitud. A esta red de tierras se conectarán:

- Las envolturas metálicas de los inversores y los transformadores
- Las estructuras metálicas que sustentan los paneles fotovoltaicos
- Los "combiner-box"
- El polo negativo de los conductores de los módulos fotovoltaicos ha de ser conectado a tierra. Esta conexión se realiza en el inversor, a través de un sistema de monitorización denominado GFDI (Ground Fault Detection Interruption) consistente en un interruptor que actuará si detecta corrientes de falta a tierra mayores de 5 A. Ver plano nº7.

Los datos que ofrece la compañía ENEE son:

- potencia de cortocircuito (PCC): 299 MVA
- intensidad de defecto (ID): 1000 A

En caso de falta, la tensión que recibiría una persona que entrase en contacto con alguna parte metálica de un equipo puesto en tensión, sería:

$$V_{paso} = I_D \cdot R_g = 1000 \text{ A} \cdot 0,01706\Omega = 170,6V \leq U_{cadm} = 220,69V$$

Comprobando la tensión de paso (según *IEEE 80-2000*):

$$V_{paso} = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_D}{L_s}$$

Los diferentes elementos de la ecuación son:

$$\rho = 20 \text{ ohm} \cdot$$

- Resistividad del terreno

$$L_s = 0,75 \cdot L_c + 0,85 \cdot L_r = 0,75 \cdot 9926 = 7444,5 \text{ m}$$

- Longitud efectiva de $L_c + L_r$ para la tensión de paso (m)
- L_c : longitud total del conductor de la malla (m)
- L_r : longitud total de las picas (en este caso no aplica) (m)

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = \frac{2 \cdot 9926}{2433,95} = 8,1563$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{2433,95}{4\sqrt{350.816,2023}}} = 1,0136$$

$$n_c = 1 \text{ para mallas rectangulares o cuadradas}$$

$$n_d = 1 \text{ para mallas rectangulares}$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = 8,1563 \cdot 1,0136 \cdot 1 \cdot 1 = 8,267$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot 1} + \frac{1}{88,52 + 1} + \frac{1}{D88,52} (1 - 0,5^{8,267-2}) \right] = 0,1663$$

- h : profundidad de la malla (m)
- D : espacio entre los conductores paralelos (m)
- n : factor de geometría compuesto por los factores na, nb, nc y nd
- Lp : longitud del perímetro de la malla (m)
- A : área encerrada por el perímetro de la malla (m²)

Con todo ello, el valor de la tensión de paso calculada es:

$$V_{paso} = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_D}{L_s} = \frac{20 \cdot 0,1663 \cdot 1,8875 \cdot 1000}{7444,5} = 0,8433V \leq U_{p adm} = 248,68V$$

Por lo tanto:

- UContacto calculada = 170,6 V < UContacto admisible = 228,69 V
- UPaso calculada = 0,8433 V < UContacto admisible = 248,68 V

Se cumplen los requisitos establecidos de tensión de paso y de contacto admisible.

La sección del conductor se calculará para la máxima corriente de cortocircuito que se da en el lado de Baja Tensión. Una falta en la red no afectará al lado de baja por la conexión YNy0y0 de

los transformadores. Al estar en estrella el lado de baja del transformador, pero con neutro aislado, una falta a tierra en la red no pasará a esa zona.

La corriente máxima que puede darse en el lado de baja viene definida por la máxima corriente admisible por el inversor (1600 A), la cual es superior a la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos (8,42 A x 1515,6 A).

Siendo la densidad de corriente del cobre de 160 A/mm² para conductor desnudo subterráneo, y teniendo en cuenta que la sección del conductor no debe ser menor de 2 AWG (33,63 mm²) como establece el artículo 250.52(A)(4) del NEC, la sección será:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t}} \rightarrow \frac{1600A}{S} = \frac{160}{\sqrt{1}}$$

S=10 mm².

Se decide emplear una sección de 1 AWG (42,4 mm²)

Al ser menor que la tensión de paso máxima admisible se demuestra la validez de la puesta a tierra.

Puesta a tierra del neutro de los transformadores

La configuración de puesta a tierra que se empleará para el neutro de los transformadores elevadores de la planta, consistirá en la instalación de dos picas enterradas, siguiendo las especificaciones de la compañía PG&E, como se observa en la Figura X, correspondiéndose el número (3) con las picas, y el (2) con el conductor aislado de puesta a tierra.

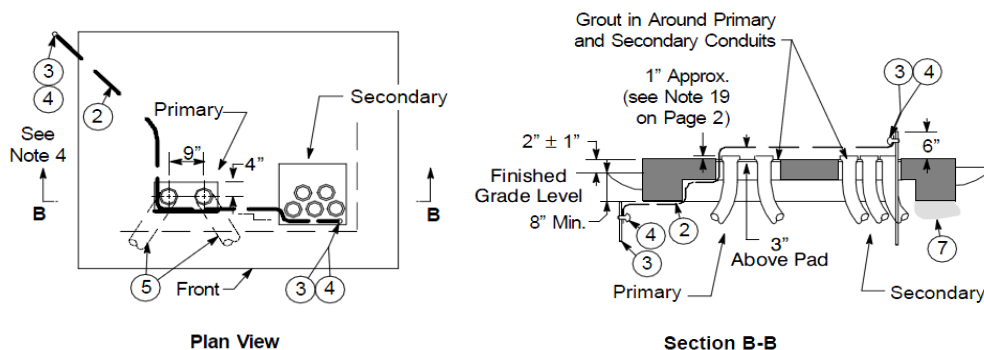


Figura 31. Puesta a tierra del neutro de los transformadores

Las picas, siguiendo los artículos 250.52(A) y 250.53 del NEC, serán, como mínimo, de 8' de longitud (2,44 metros), con un diámetro de 5/8" (15,87 mm) y no se ubicarán a una distancia menor de 6' (1,83 metros).

Para 2 picas en hilera unidas por un conductor horizontal, con una separación entre las picas de 20' (6 metros), y con una longitud de pica de 13' (4 metros), se obtienen el coeficiente:

$$\cdot k_r = 0,110$$

La compañía especifica que la tensión de la puesta a tierra a de ser menor de 10 ohm:

$$R_{pat} = K_r \cdot \rho = 0,110 \cdot 20 = 2,2ohm < 10ohm$$

Servicios Auxiliares (SSAA)

Los servicios auxiliares de la instalación están compuestos por todos aquellos elementos de la instalación que consumen energía.

La potencia aparente total consumida por estos elementos tiene un valor de 126,6476 kVA. Para esta potencia se decide emplear un transformador de 150 kVA, con relación 21kV / 480V, que tome alimento los equipos a partir del embarrado del centro de seccionamiento. Por lo tanto, en la instalación, todos aquellos elementos que consuman energía obtendrán el suministro de la generación de la instalación (durante la noche la planta consumirá potencia de la red al no haber producción de energía).

Es necesario compensar la reactiva consumida por los servicios auxiliares para lo cual se instalará una batería de condensadores. La compañía PG&E define un umbral de factor de potencia por debajo del cual se habrá de pagar una cuota anual en función de la diferencia con el factor establecido. Sin embargo, aquellos generadores que trabajen con un factor de potencia superior al umbral establecido por la compañía serán remunerados, en función igualmente de la diferencia con el factor establecido. Dicho factor de potencia umbral es de un 85%.

Para consumos inferiores a los 400 kW no es necesario corregir el factor de potencia, pero se considera oportuna su corrección para tener una operación más eficiente.

El cálculo que realiza la compañía para ver la penalización que ha de imponer o la prima que debe pagar es:

- Para una instalación con un factor de potencia ($\cos \phi$) inferior al 85%:

$$penalizacion = [85 - (100 \cdot \cos\phi)] \cdot 0,06\% \cdot \frac{0,075\$}{kWh} \cdot produccion\ anual\ (kWh)$$

- Para una instalación con un factor de potencia ($\cos \phi$) superior al 85%:

$$prima = [(100 \cdot \cos\phi) - 85] \cdot 0,06\% \cdot \frac{0,075\$}{kWh} \cdot produccion\ anual\ (kWh)$$

Nuestro factor de potencia objetivo será del 95% para los Servicios Auxiliares. Para el cálculo de la batería de condensadores se han de tener en cuenta:

- Potencia aparente consumida por los servicios auxiliares
- Potencia reactiva consumida por el transformador (esta no es despreciable, puede ser del orden del 5%). Para el transformador de 150 kVA, la potencia consumida en vacío es de 3,7 kVAr; y en carga de 6,4 kVAr. Luego la potencia reactiva consumida por el transformador es $Q_{transf} = 10,1$ kVAr.

Con estos datos se procede a calcular la potencia de la batería de condensadores mediante un diagrama vectorial de potencias:

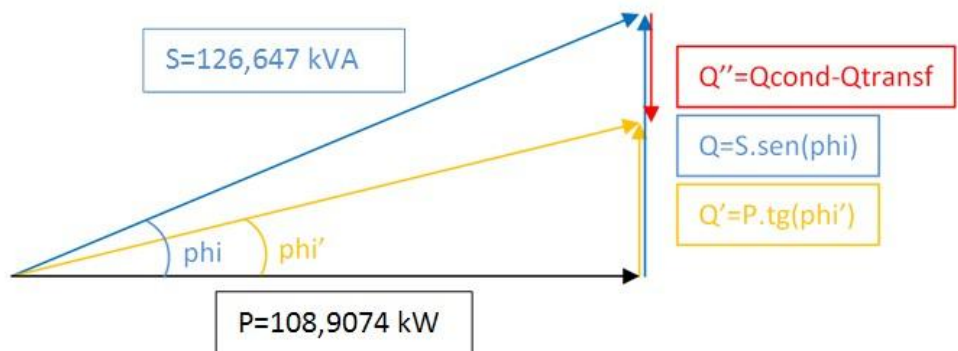


Figura 32. Diagrama vectorial potencias

En azul aparecen los valores de consumo de potencia aparente y reactiva sin tener en cuenta la batería de condensadores ($\cos \phi = 0,86$). En naranja aparecen los valores de consumo de potencia aparente y reactiva deseados que se obtienen con una batería de condensadores en la instalación ($\cos \phi' = 0,95$).

Q'' no se corresponde con el valor de la batería de condensadores (Q_{cond}) necesario para compensar la reactiva, puesto que hay que tener en cuenta el consumo de reactiva por parte del transformador (Q_{transf}).

Realizando los cálculos se obtiene:

$$Q_{\text{cond}} = 38,93 \text{ kVAr}$$

Por lo que se decide emplear una batería de condensadores de 40 kVAr (valor normalizado).

ESTUDIO ECONÓMICO

Introducción

En este apartado se realiza un análisis financiero sobre la viabilidad económica y la rentabilidad esperada del proyecto realizado a lo largo de su vida útil, estimada en 30 años. Para ello se han de tener en cuenta todos los costes de la inversión a realizar, calculados y previstos, directos e indirectos, ayudas y subvenciones disponibles, capitales disponibles y préstamos que es necesario solicitar, la productividad de la central, los ingresos de capitales por venta de la energía, venta de los bonos de carbono, amortizaciones de la inversión realizada, tasas a pagar por los beneficios, gastos (especialmente de operación y mantenimiento) y la evolución prevista de las tasas nominales de descuento y precios, de los intereses de los préstamos y de las cargas o tasas fiscales.

Al objeto de disponer de datos financieros que permitan tener unos datos fiables que aporten al inversor una estimación previa de la rentabilidad de la instalación, útiles para la toma de decisiones, se hará uso de índices de rentabilidad normalizados, como son:

- el Valor Actual Neto (VAN),
- la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)
- el Período de Retorno (PR)

Se hace una simulación en hoja de cálculo (Anejo 1.5.6.), en la que se contemplan todos los factores relevantes para el Estudio Económico. Dicha simulación se realiza sobre el periodo considerado de 30 años de vida útil de la instalación, e indudablemente se basará en una previsión del comportamiento de los mercados de deuda, de las tasas de incremento de costes, gastos fiscales y de gastos de operación y mantenimiento y previsiones de evolución disponibles.

PANORAMA ECONÓMICO**Banco Central de Honduras**

Al dar a conocer su programa monetario, el Banco Central de Honduras (BCH) estimó para el año 2010 una expansión económica de entre el 2,2 y 3,2 por ciento, y de entre 3,6 a 4,6 por ciento para el 2011.

Honduras, la tercera nación más pobre de América después de Haití y Nicaragua, vio una caída del 1,9 por ciento en su Producto Interno Bruto (PIB) de 2009, por la crisis financiera mundial y la inestabilidad política desatada el 28 de junio de ese año.

La recuperación se debería a un aumento de los envíos a Estados Unidos de la industria manufacturera, especialmente de la confección.

También ayudarían los mayores precios del café, el aceite de palma y el banano, así como una mejora del consumo interno de los hondureños, una vez superada la crisis política que vivió el país en gran parte del año 2009.

El banco central también anticipa una moderación en el déficit fiscal del país como proporción del PIB, a un 4,4 por ciento este año y a un 4,1 por ciento en 2011.

El déficit fiscal de Honduras se disparó a un 6,2 por ciento del PIB en el 2009, por una caída en los ingresos tributarios y un aumento en el gasto público, en medio de la severa crisis política.

El banco central proyecta una inflación para Honduras del 6 por ciento en el 2010 y de 5,5 por ciento en el 2011.

La economía Hondureña

El Directorio del Banco Central de Honduras (BCH), aprueba el Programa Monetario, como instrumento de orientación y divulgación de las estrategias y medidas de política que pretende implementar en el bienio 2010-2011, para cumplir con el objetivo principal que le asigna la Ley y que conlleva el alcance de otros objetivos secundarios o subordinados, entre los que se incluye el de velar por el buen funcionamiento y estabilidad de los sistemas financiero y de pagos nacionales.

Luego de la peor desaceleración económica en la historia reciente, la economía mundial comenzó a mostrar signos de recuperación en el segundo semestre de

2009, con la reactivación en las economías avanzadas, especialmente la estadounidense.

Dicha recuperación se vio impulsada por medidas de estímulos monetarios y fiscales aplicados por los gobiernos y bancos centrales de las economías avanzadas y las economías emergentes. Estos factores contribuyeron además al retorno de la confianza en los sectores financiero y real. No obstante, al cierre de 2009 el Producto Interno Bruto (PIB) mundial decreció en 0.6%.

El impacto provocado por la crisis económica y financiera mundial derivó en un deterioro en la economía hondureña en el 2009, que a la vez fue afectada por los acontecimientos políticos internos suscitados en ese año; ambos factores crearon un entorno de incertidumbre en el país que resultaron en una reducción de la inversión nacional y extranjera, así como en los flujos de remesas familiares recibidas del exterior lo que originó una caída en las reservas internacionales; provocando a su vez el relajamiento de la política fiscal, derivado de la ausencia de un Presupuesto General de Ingresos y Egresos de la República que guiara la gestión del Estado en la mayor parte del año 2009.

Durante el primer semestre de 2009, el BCH aplicó una política monetaria expansiva que tenía como finalidad incentivar el crédito, primordialmente hacia los sectores productivos del país, para lo cual se aplicó una serie de medidas orientadas a la consecución de dicho fin; como ser, la adopción de un encaje legal diferenciado, la suspensión de las subastas de liquidez y de las Facilidades Permanentes de Inversión (FPI), complementadas con una reducción de las tasas de interés de mercado a través de disminuciones en las tasas de referencia y de valores del BCH.

Las medidas aplicadas no dieron los resultados deseados y ante los acontecimientos políticos de junio, aunado a la disminución de la confianza generada en los agentes económicos, los excedentes de liquidez se volvieron un riesgo para el nivel de las RIN y la estabilidad del tipo de cambio nominal, por lo que el Directorio del BCH reformuló su política monetaria para volverla menos expansiva y restableció el uso de los instrumentos directos e indirectos, con el fin de reducir los riesgos mencionados.

De igual forma, la Autoridad Monetaria tiene previsto, como meta intermedia, estimular el crecimiento de la emisión monetaria, estimando un aumento de 7.9% al cierre de 2010, mayor en 0.4 puntos porcentuales (pp) a la variación observada en diciembre de 2009.

Al mismo tiempo, tomando en consideración la meta inflacionaria y las previsiones sobre el incremento de la actividad económica real, se estima también una recuperación del crecimiento de la oferta monetaria total (M3) hasta ubicarse en 8.1% al finalizar 2010, mayor al 0.5% observado al cierre de 2009. Considerando además las medidas orientadas hacia la continua reactivación del crédito al sector privado, se espera que esta variable logre un aumento cercano al 6.0% al finalizar 2011.

Por su parte, la situación financiera del Sector Público no Financiero suscitada en 2009, conllevó a que a inicios de 2010 el Gobierno Central se viera obligado a aplicar una serie de medidas, que tienen como fin primordial reformar el Sistema Tributario Nacional y la racionalización del Gasto Público; lo anterior permitiría situar el déficit fiscal de la Administración Central en 4.4% del PIB al cierre de 2010 (6.2% del PIB en 2009).

Asimismo, se estima un déficit de 3.8% como porcentaje del PIB para el Sector Público No Financiero (SPNF), inferior al observado en 2009 (4.3% del PIB).

Para 2011 se espera un mejor desempeño en la economía hondureña, alcanzando una tasa de crecimiento del PIB que se ubicaría en un rango de 3.6% y 4.6% al cierre de dicho año. A su vez, la meta de inflación estaría en un rango de 5.5% 1pp; pronóstico supeditado a las posibles fluctuaciones en los precios internacionales de petróleo y alimentos.

Producto interno bruto e ingreso nacional

El Producto Interno Bruto de un país es la producción creada por este durante un período económico, valorada a precios de mercado, e ingreso nacional son los ingresos generados por la producción de un país menos los pagos al exterior.

Al cierre de 2009, se observó una desaceleración de la economía hondureña, medida a través del PIB, el cual decreció en 1.9%, producto de los efectos adversos provocados por la crisis económica y financiera global, siendo entre los sectores más afectados: Construcción, Comercio, Industria Manufacturera y Agricultura, Ganadería, Selvicultura, Caza y Pesca.

Asimismo, la inflación se desaceleró fuertemente durante el año hasta ubicarse en 3.0%, debido principalmente a la caída en la demanda interna provocada por la menor actividad económica, menores precios en el rubro de "Alimentos y Bebidas no Alcohólicas", la estabilidad en el tipo de cambio nominal y menores precios de los combustibles en el mercado internacional.

Por otra parte, el déficit en cuenta corriente de la Balanza de Pagos represento 3.1% del PIB en 2009, como resultado de que las importaciones disminuyeron en mayor medida que la contracción observada en las exportaciones.

Por su parte, los menores desembolsos y carencia de nuevo financiamiento que provoco la pausa aplicada por los organismos internacionales de crédito, así como los motivos precautorios por parte de los agentes económicos, provocaron una acelerada perdida de Reservas Internacionales Netas (RIN) durante 2009, a pesar del menor desequilibrio observado en la balanza comercial.

Balanza Comercial

La Balanza Comercial de un país es la parte de la balanza de pagos que registra solo las transacciones de bienes (Importaciones y Exportaciones) de un país con el resto del mundo durante un periodo determinado.

Exportaciones de Honduras: Los principales productos de exportación Hondureños incluyen productos de agricultura, café, textiles, camarones, bananos, aceite de palma africana, oro, fruta y madera.

En la década pasada, Honduras se ha convertido en el tercer mayor exportador de textiles a los Estados Unidos después de China y México. Más de la mitad del total de las exportaciones Hondureñas son dirigidas a los Estados Unidos el cual es su principal socio comercial.

Importaciones a Honduras: Los principales productos de importación en Honduras incluyen productos químicos industriales, productos plásticos, papel y productos relacionados, materiales eléctricos, equipo industrial, suministros y equipo médico, alimentos procesados, aceites y lubricantes.

Estos sectores de la industria ofrecen un acelerado crecimiento sostenido con el inicio del CAFTA, el cual también produce un aceleramiento en la modernización de Honduras proveyendo nuevas oportunidades para exportadores de los Estados Unidos en una variedad de sectores, tales como partes automotrices y equipo de servicios, telecomunicaciones, equipo de seguridad, computadoras y periféricos, servicios computacionales, franquicias, equipo para la industria textil, y de producción de energía.

Índices de Inflación

La inflación es el aumento sostenido del nivel general de precios. También se puede definir con la sostenida pérdida de valor del dinero a consecuencia de las alzas de los precios.

La inflación no registró crecimiento en diciembre pasado en Honduras y cerró el 2010 con un acumulado del 6.5%, es decir, más del doble que en 2009, aseguró el Banco Central de Honduras, BCH.

Un informe publicado por el BCH indicó que “en diciembre de 2010, el nivel de precios, medido a través del Índice de Precios al Consumidor, IPC, no registró ninguna variación”, y se mantuvo en el 6.5% alcanzado en noviembre.

La inflación interanual también fue del 6.5% a diciembre pasado, según el reporte.

Comparación

En 2009 la inflación acumulada alcanzó el 3%, lo mismo que la interanual a diciembre de ese año.

El BCH indicó que “en el resultado acumulado fue determinante el comportamiento de los precios en el último mes del año, destacándose la reducción en el promedio nacional en los precios de algunos productos del rubro de alimentos, sumado a la estabilidad de los precios en otros rubros del indicador”.

La meta de la inflación fijada por el BCH en su programa económico era del 6 por ciento para 2010, mientras que para este año 2011 es del 5.5 por ciento.

Devaluación de la moneda

La devaluación es la pérdida de valor de la moneda nacional respecto a una o varias monedas extranjeras.

El Banco Central de Honduras estableció un Sistema de Adjudicación Pública de Divisas (SAPDI) desde hace diez años, para controlar la devaluación de la moneda, este sistema consiste en que la institución estatal compra el 100 por ciento de las divisas provenientes de las exportaciones, y posteriormente las asigna al sector privado; lo que le permite evitar la especulación y controlar la depreciación del lempira.

No obstante, ese argumento lo contradice la devaluación que ha alcanzado el lempira en los últimos años, la que es catalogada por algunos técnicos como la fórmula perfecta de la pobreza.

Producto interno bruto

Países	PIB (PPA) (2009)	PIB (PPA) per cápita (2009)	PIB nominal (2009)	PIB nominal per cápita (2009)	Crecimiento económico (%) (2009)
Honduras	\$28.737.000.000	\$3.849	\$14.632.000.000	\$1.959	-3,00

Exportaciones e importaciones

Países	Exportaciones De Bienes y Servicios (2010)	Importaciones de Bienes y Servicios (2010)	Balanza
Honduras	\$6.714.000.000	\$9.548.000.000	\$2.834.000.000

Salario mínimo

Países	Salario por Hora	Salario Diario	Total Mensual M. Nac.	Total Mensual USD
Honduras	31,25	250	5.500	291 USD

PRECIO PROMEDIO DEL DÓLAR (En Lempiras)

2011	Compra	Venta
ENERO	18.8951	19.0272
FEBRERO	18.8951	19.0273
MARZO	18.8951	19.0273
ABRIL		
01/04/2011	18.8951	19.0271
04/04/2011	18.8951	19.0273
05/04/2011	18.8951	19.0271
06/04/2011	18.8951	19.0273
07/04/2011	18.8951	19.0273
Promedio	18.8951	19.0272
08/04/2011	18.8951	19.0274
11/04/2011	18.8951	19.0274
12/04/2011	18.8951	19.0273
13/04/2011	18.8951	19.0273
14/04/2011	18.8951	19.0273
Promedio	18.8951	19.0273
15/04/2011	18.8951	19.0273
18/04/2011	18.8951	19.0273

Política Monetaria.

Política Monetaria es el conjunto de medidas de la autoridad monetaria cuyo objetivo principal es conseguir la estabilidad del valor del dinero y evitar desequilibrios prolongados en la Balanza de Pagos. Se concentra en el manejo de la cantidad de dinero y de las condiciones financieras, como las que se refieren a tasas de interés, volúmenes de crédito, tasas de redescuento de encajes, y otras.

La política monetaria está estrechamente ligada a la política cambiaria, para el control de la cantidad de dinero; y a la política fiscal, cuando la autoridad monetaria debe proveer créditos al sector fiscal o financiarle su déficit presupuestario. Los instrumentos utilizados por la política monetaria son las tasas

de redescuento, las tasas de encaje, la emisión, controles sobre las tasas de interés y movimientos internacionales de capital y otros.

La situación de la seguridad en Honduras.

En la década de los años noventa la violencia social y la delincuencia vinieron a sustituir la violencia política en la que había permanecido la región Centroamericana en los años anteriores y que fue superada con los acuerdos de paz. En Honduras las estadísticas entre 1994 y el año 2011 arrojan un incremento de las denuncias en un 500%.

Esta situación tiene varias causas entre las que se destacan: la cantidad de armas que quedaron en el país después del conflicto de la década anterior, el aumento del crimen organizado y el deterioro de la calidad de vida de los últimos años vinculado a un incremento acelerado de la pobreza.

Riesgo de país

El Riesgo País: son indicadores que están diseñados para medir la posibilidad de incumplimiento de pagos de un país y por tanto indicar a los empresarios si ese país es conveniente o no para invertir.

El índice de riesgo país de Honduras, en la actualidad, es de 11.06, según el IRPA (Índice de Riesgo País Alternativo), la cual incorpora una nueva metodología de medición, con elementos que miden la vulnerabilidad de los países en cuanto a su desarrollo.

Con este índice de riesgo país se condiciona la política económica del gobierno en áreas tan sensibles como la deuda externa, y el combate a la pobreza.

Perspectivas a Futuro.

Honduras tiene inmensas posibilidades de crear sociedades más equitativas, con un mayor nivel de desarrollo dentro de una perspectiva sustentable y con un mayor nivel de gobernabilidad, gracias a los invaluable recursos naturales de que dispone, la juventud de su población y a su ubicación respecto de los mercados más dinámicos.

Para lograrlo, hace falta establecer un consenso nacional y regional, acerca de la modalidad de desarrollo que mejor aprovecha sus potencialidades, y que mejor permite cumplir las metas que como país se ha de establecer.

Es evidente que no tiene futuro cifrar la inserción del país en la economía global privilegiando el trabajo precario, los bajos costos laborales y las modalidades de producción en zonas francas de exportación, específicamente las maquiladoras, pues las excepciones de que gozan estas zonas, no tienen garantía de continuidad en el futuro ordenamiento de la economía mundial.

Coste del proyecto

El costo de inversión de capital previsto es de 45.664.395,83 de dólares de los Estados Unidos de América, los precios y costos establecidos de la planta de energía solar se basa en la experiencia internacional de proyectos similares.

Estimaciones de costos de inversión fueron obtenidos para tres diferentes plantas de tamaño mediante paneles poli cristalinos con potencias de 200, 225 y 240 vatios. La Tabla I muestra los costes de inversión estimados.

Costos de inversión estimados para la planta solar fotovoltaica de 20 MW

Description	\$USD
Estudios y Permisos	113.250,00
Compra de terrenos	227.850,00
Equipos	32.234.929,68
Obra Civil	6.570.793,70
Cableado Electrico	1.877.667,96
Servicios	198.087,50
Diseño e Ingeniería	50.000,00
Suministro y Montaje	3.466.816,99
Supervision de las obras	175.000,00
Gastos de Administracion	250.000,00
Varios e Imprevistos	500.000,00
Total	45.664.395,83
Gasto por kWp	
Area del Terreno (ha)	151,18

Capitales invertidos

La financiación para afrontar los costes anteriores, por parte del cliente, se realizará mediante la aportación inicial de un capital propio de un 2,88% de la inversión total a realizar y mediante la contratación de un préstamo bancario a 8 años por el 97,12% restante, con un tipo de interés del 8%. La inversión total se dividirá por tanto en el capital propio aportado de 1.316.100,00 \$USA y el capital financiado o deuda contraída de 44.348.295,83 \$USA.

El grado de apalancamiento elegido se considera aceptable en relación con el riesgo de la inversión total afrontada.

Aspectos legales

Entorno Legal

A continuación se detallan las leyes y requerimientos legales que tiene relación con el Proyecto son:

1. Constitución de la República
2. Código de Comercio
3. Código Civil
4. Ley de inversiones
5. Ley de Municipalidades
6. Ley de Asociación Publico Privada
7. Ley de Simplificación Administrativa
8. Ley para la Protección y Promoción de las Inversiones

a. Código de Comercio:

Los comerciantes, los actos de comercio y las cosas mercantiles se regirán por las disposiciones de este Código y de las demás leyes mercantiles en su defecto, por los usos y costumbres mercantiles y a falta de éstos, por las normas del Código Civil.

Son comerciantes:

- I. Las personas naturales titulares de una empresa mercantil.

II. Las sociedades constituidas en forma mercantil. Se presumirá legalmente que se realizan profesionalmente actos de comercio, o que la sociedad quedó constituida en forma mercantil, cuando de uno o de otro hecho se realice una publicidad suficiente para llevar el convencimiento al ánimo de un comerciante prudente, y cuando se abra un establecimiento al público.

Los extranjeros y las sociedades constituidas con arreglo a leyes extranjeras podrán ejercer el comercio en Honduras con sujeción a las disposiciones de este Código, sin perjuicio de las limitaciones que legalmente se establezcan. Se considerarán como comerciantes, de acuerdo con lo preceptuado en este Código.

Tendrán capacidad para realizar actos de comercio:

- I. Las personas que tengan capacidad de ejercicio, según el Código Civil;
- II. Los menores de edad, mayores de dieciocho años, que hayan sido emancipados o habilitados;
- III. Los mayores de dieciocho años, no emancipados, que hayan sido autorizados por quienes tengan sobre ellos la patria potestad o tutela. La autorización podrá otorgarse sin sujeción a procedimiento judicial alguno y no será revocable; pero ha de constatar siempre en escritura pública e inscribirse en el Registro Público de Comercio.

b. Código Civil

1. El domicilio de las corporaciones, asociaciones, establecimientos bancarios y demás reconocidos por la ley, es el lugar donde está situada su dirección o administración, salvo lo que dispusieren sus estatutos o leyes especiales, con tal que el domicilio que en ellos se termine, esté dentro de la demarcación territorial sujeta a este Código.
2. El domicilio de las agencias o sucursales de compañías o instituciones extranjeras, respecto de las negociaciones verificadas en Honduras, será el hondureño; y se reputarán como sus representantes legales, los apoderados o agentes constituidos en la República.

EXTINCION DE LAS PERSONAS JURIDICAS

3. La existencia de las asociaciones y corporaciones, termina por la destrucción de los bienes dedicados a su sostenimiento.
4. Las corporaciones no podrán disolverse por sí mismas, sin la aprobación de la autoridad que legitimó su existencia.

5. Pero podrán ser disueltas en virtud de la ley, a pesar de la voluntad de sus miembros, si llegaren a comprometer la seguridad o los intereses del Estado, o no correspondieren al objeto de su institución.
6. Si por muerte u otros accidentes quedan reducidos los miembros de una corporación, a tan corto número que no puedan cumplirse los objetos para que fue instituida, o si faltan todos ellos, y los estatutos no hubiesen previsto el modo de integrarla o renovarla en estos casos, corresponderá a la autoridad que legitimó su existencia, dictar la forma en que haya de efectuarse su integración o renovación, o declararla disuelta.
7. Disuelta o terminada una asociación o corporación, los bienes y acciones que a ella pertenezcan, tendrán el destino previsto en sus estatutos; y si nada se hubiese dispuesto en ellos, los bienes y acciones serán considerados como propiedad perteneciente al Estado y se aplicarán por el Poder Ejecutivo, preferentemente, a objetos análogos a los de su institución.

c. Ley de Inversiones

- ❖ La Ley tiene por objeto estimular y garantizar la inversión nacional, la inversión extranjera y la coinversión para promover el crecimiento y desarrollo económico y social del país.
- ❖ Todas las empresas privadas que operen en Honduras serán tratadas de igual forma sin distinción entre el capital hondureño y el extranjero.
- ❖ Sin perjuicio de lo establecido en el Artículo 332, de la Constitución de la República y conforme a lo previsto en el artículo 336, las inversiones serán autorizadas de conformidad con las disposiciones contenidas en la presente Ley.

De las Garantías

Se garantiza a los inversionistas lo siguiente:

1. El acceso a la compra de moneda extranjera en el Sistema Bancario, en las Casas de Cambio y las demás instituciones autorizadas por el Banco Central de Honduras, para los fines siguientes:
 - ❖ La importación de aquellos bienes y servicios necesarios para la operación de la empresa incluyendo el pago de regalías, rentas y asistencia técnica.

- ❖ El pago de deudas contraídas en el exterior para las operaciones de la empresa y los intereses devengados por las mismas, y;
 - ❖ El pago de los dividendos y la repatriación de capitales sobre las inversiones extranjeras registradas bajo la presente Ley.
2. Derecho de propiedad sin más limitación que las establecidas por ley;
 3. La participación sin límites en los porcentajes de capital, excepto en aquellos casos establecidos en la Constitución de la República;
 4. La libertad de producción y comercialización de bienes y servicios en general, excepto aquellos prohibidos por esta Ley;
 5. La libre determinación de precios de los productos o servicios que ofrecen, excepto en situaciones de emergencia o calamidad pública;
 6. Acceso a financiamiento a través del sistema financiero nacional y del mercado secundario de valores.
 7. La libre contratación de seguros de inversión en el país o en el exterior. Las garantías para la inversión extranjeras estarán respaldadas por instrumentos bilaterales o multilaterales que el Gobierno de Honduras, haya suscrito con otras naciones y organismos internacionales;
 8. La apertura de cuentas en moneda extranjera en los bancos de sistema nacional, pudiendo los inversionistas nacionales y extranjeros retirar sus depósitos en forma parcial o total en la misma moneda en que los efectuaron;
 9. Libertad en la importación y exportación de bienes y servicio sin requerimiento de autorizaciones o permisos administrativos previos, salvo lo correspondiente a registros estadísticos y a los respectivos trámites de aduana. Quedan exentos de esta disposición aquellos bienes que afecten la salud pública, la seguridad del Estado y el medio ambiente;
 10. La libre negociación de su inversión en el país de conformidad con la ley;
 11. El uso, registro y explotación de marcas, patentes y otros derechos de propiedad industrial de su pertenencia, cuando sean de uso notorio y reconocido generalmente por su importancia en el comercio a nivel internacional, o cuando el inversionista demuestre la prioridad en el uso o su registro en Honduras. Si una marca no es usada durante dieciocho (18) meses, a partir de su registro, procederá su caducidad, salvo caso fortuito o fuerza mayor;

12. El respeto a los convenios y tratados que en materia de inversión, firme y ratifique el Gobierno de Honduras, con otras naciones y organismo internacionales;
13. Los inversionistas extranjeras podrán acordar someter la solución de sus diferencias de acuerdo a convenios internacionales suscritos por Honduras;
14. Los inversionistas podrán acogerse a los incentivos otorgados por el Gobierno;
15. Las garantías estipuladas en la presente Ley no serán alteradas en perjuicio del inversionista o de la inversión.

d. Ley de Municipalidades

La Municipalidad es el órgano de gobierno y administración del Municipio y existe para lograr el bienestar de los habitantes, promover su desarrollo integral y la preservación del medio ambiente, con las facultades otorgadas por la Constitución de la República y demás leyes, serán sus objetivos los siguientes:

1. Velar porque se cumplan la Constitución de la República y las Leyes;
2. Asegurar la participación de la comunidad, en la solución de los problemas del municipio;
3. Alcanzar el bienestar social y material del Municipio, ejecutando programas de obras públicas y servicios;
4. Preservar el patrimonio histórico y las tradiciones cívico-culturales del Municipio; fomentarlas y difundirlas por si o en colaboración con otras entidades públicas o privadas;
5. Propiciar la integración regional;
6. Proteger el ecosistema municipal y el medio ambiente;
7. Utilizar la planificación para alcanzar el desarrollo integral del Municipio, y;
8. Racionalizar el uso y explotación de los recursos municipales, de acuerdo con las prioridades establecidas y los programas de desarrollo nacional.

Las municipalidades tienen las atribuciones siguientes:

1. Elaboración y ejecución de planes de desarrollo del municipio;
2. Control y regulación del desarrollo urbano, uso del suelo y administración de tierras municipales, ensanchamiento del perímetro de las ciudades y el mejoramiento de las poblaciones de conformidad con lo prescrito en la Ley;
3. Ornato, aseo e higiene municipal;

4. Construcción de redes de distribución de agua potable, alcantarillado para aguas negras y alcantarillado pluvial, así como su mantenimiento y administración;
5. Construcción y mantenimiento de vías públicas por si o en colaboración con otras entidades;
6. Construcción y administración de cementerios, mercados, rastros y procesadoras de carnes, municipales;
7. Protección de la ecología, del medio ambiente y promoción de la reforestación;
8. Mantenimiento, limpieza y control sobre las vías públicas urbanas, aceras, parques y playas que incluyen su ordenamiento, ocupación, señalamiento vial urbano, terminales de transporte urbano e interurbano. El acceso a estos lugares es libre, quedando, en consecuencia, prohibido cualquier cobro, excepto cuando se trate de recuperación de la inversión mediante el sistema de contribución por mejoras legalmente establecido;
9. Fomento y regulación de la actividad comercial, industrial, de servicios y otros;
10. Control y regulación de espectáculos y de establecimientos de diversión pública, incluyendo restaurantes, bares, clubes nocturnos, expendio de aguardiente y similares;
11. Suscripción de convenios con el Gobierno Central y con otras entidades descentralizadas con las cuales concurra en la explotación de los recursos, en los que figuren las áreas de explotación, sistemas de reforestación, protección del medio ambiente y pagos que les correspondan. Las entidades con las que las Municipalidades acuerden los convenios mencionados, otorgarán permisos o contratos, observando lo prescrito en los convenios;
12. Promoción del turismo, la cultura, la recreación, la educación y el deporte;
13. Creación y mantenimiento de cuerpos de bomberos;
14. Prestación de los servicios públicos locales. Y mediante convenio, los servicios prestados por el Estado o instituciones autónomas, cuando convenga a la municipalidad;
15. Celebración de contratos de construcción, mantenimiento o administración de los servicios públicos u obras locales con otras entidades públicas o privadas, según su conveniencia, de conformidad con la ley.
16. Cuando las municipalidades otorguen el contrato para la construcción de obras o prestación de servicios municipales a empresas particulares con recursos de éstas, podrán autorizarlas a recuperar sus costos y obtener una

- utilidad razonable, por medio del sistema de cobro más apropiado, sin perjuicio de los derechos que correspondan a la municipalidad;
17. Coordinación e implantación de las medidas y acciones higiénicas que tiendan a asegurar y preservar la salud y bienestar general de la población, en lo que al efecto señala el Código de Salud;
 18. Gestión, construcción y mantenimiento, en su caso, de los sistemas de electrificación del municipio, en colaboración con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE); y,
 19. Coordinación de sus programas de desarrollo con los planes de desarrollo nacionales.

d. Ley de Asociación Público Privado

Fines y Principios

Finalidad. La presente Ley es de orden público e interés social. Tiene como finalidad regular los procesos de contratación que permiten la participación privada en la ejecución, desarrollo y administración de obras públicas, servicios públicos u otra actividad delegable bajo la planeación, el control, regulación, supervisión y vigilancia de la Administración Pública, proporcionando seguridad jurídica y teniendo como objeto el bien común, potenciando la capacidad de dar respuesta a las necesidades sociales de la población, a través de proyectos que tengan rentabilidad social.

e. Ley de Simplificación Administrativa

OBJETIVOS DE LA LEY

El objeto general de esta Ley es establecer las bases para simplificar y racionalizar los procedimientos administrativos a fin de garantizar que todos los órganos del Estado actúen con apego a las normas de economía, celeridad, eficacia y espíritu de servicio, logrando la pronta y efectiva satisfacción de los interesados.

f. Ley para la Protección y Promoción de la Inversiones

Esta ley le garantiza al inversionista extranjero que sus bienes y sus recursos van a recibir protección y una tasa de retorno aceptable por medio de mecanismos novedosos como la contratación de seguros de riesgo político que instituciones internacionales ya está manejando.

La norma amplía las garantías de protección conforme al derecho internacional sobre inversiones con el establecimiento de la figura del arbitraje.

Ingresos por venta de producción eléctrica

Venta de Energía

El Precio Total de la energía o Kilowatt-Hora (kWh) que pagará la ENEE al generador durante la vigencia del contrato de los proyectos de generación de energía renovable, resultará de la suma del Precio Base, el incentivo y los ajustes por inflación que se establecen en la presente Ley.

El incentivo que forma parte del Precio Total antes establecido será el valor equivalente al diez por ciento (10%) del Precio Base establecido al momento de la firma del Contrato.

Los ajustes por inflación se establecen en un máximo del 1,5% del precio base.

A los efectos de este estudio de factibilidad, se supone que la electricidad producida por la planta solar sería comprada por la ENEE a un precio base de 0.18 dólares por kWh., más un diez por ciento de incentivo.

Emisión Créditos de Carbono

Se supone que el proyecto de planta fotovoltaica evitará 31.810,93 toneladas de emisiones de CO₂ al año. Los precios de los créditos de emisión de carbono se estiman en 10-16 dólares USA por tonelada métrica.

Modelo Financiero

Un modelo financiero fue preparado para calcular la tasa interna de retorno (TIR) y valor presente neto (VPN) para el proyecto a nivel de capacidad de 20 MW. El modelo ha utilizado diversos insumos y supuestos atribuibles a los escenarios alternativos de precios de la electricidad y los costos de capital. Esto no incluye los gastos de financiación de la deuda, o los efectos fiscales. El análisis de VAN emplea una tasa de descuento del 6,0% y supone un capital de financiación de proyectos total.

Los supuestos básicos del modelo son las siguientes:

- Precios de la electricidad durante el primer año son de 0,1980 dólares USA. por kWh
- Las emisiones de créditos de carbono tienen un precio en EE.UU. de \$ 15.
- Capital de inversión total USD\$ \$ 45.664.395,83
- Valor de salida al final del período del modelo es igual al valor en libros.

- El análisis de sensibilidad muestra que la tasa interna de retorno es alta en correlación con la que supone la venta de la electricidad. Los costos de capital tienen una influencia menor en el proyecto de tasa de rendimiento interno.

CUADRO DE INVERSIONES E INGRESOS

Descripción	Cantidad	%
Gastos de Inversión		
Planta (20 Mw)	44.348.295,63	97,12%
Estudios, Diseños, Supervisión, Terrenos	1.316.100,00	2,88%
Total Inversiones	45.664.395,83	100%
Ingresos Anuales		
Venta de Energía a la ENEE	7.873.204,34	94.286%
Venta de Bonos del Carbono	477.163,90	5,714 %
Gastos de Operación y Mantenimiento	352.600,00	-0,042%
Total Ingresos Anuales	7.997.768,24	100,00%
Deuda		
Instituciones Financieras	44.348.295,73	97,12%
Equity	1.316.100,00	2,88%
Total	45.664.395,83	100,00%
Total Fuentes	45.664.395,83	100,00%

Se considera que la instalación opera con un factor de potencia del 100%.

Análisis financiero

La hoja de cálculo con los resultados obtenidos para la simulación realizada, para unos datos concretos, que son los que se indican en la misma tabla. Se ha presentado el análisis del Flujo de Caja para el caso más favorable.

IX. DESCRIPCIÓN DEL MEDIO

El proyecto se ubica en el Municipio de Choluteca la cual está ubicada en el sur de Honduras, tiene una superficie total de 4360 km², su población es de aproximadamente de 395.000 habitantes, cuenta con muchos terrenos que son utilizados para la agricultura, la pesca, azucareras, camaroneras, etc.

Limita al norte con los departamentos de Francisco Morazán y El Paraíso al oeste con el Golfo de Fonseca y el departamento de Valle, y al este y sur con la vecina nación de Nicaragua.

El sitio exacto del proyecto en su totalidad ha sido ubicado como áreas de uso ganadero (potreros) en donde se encuentra como vegetación jícaros, carbón y gramíneas, además de una laguna naturales la cual abastecía al ganado de agua.

El terreno colinda con terrenos utilizados para el mismo fin (ganadería), cuya pendiente oscila entres 0 al 15%, siendo su vegetación similar al área del proyecto.

Medio Físico:

En el Municipio de Choluteca, tomando la carretera que desde Tegucigalpa conduce hasta la ciudad de Choluteca, se dirige en dirección sur hacia el Barrio Santa Lucia y Piedras Azules por donde se toma un desvío a mano izquierda que conduce hasta la comunidad de San José que se encuentra a 4 kilómetros del desvío, donde se ubica el sitio del proyecto.





Vista panorámica del área del proyecto

a. *Hidrología:*

En el área donde se ubicará el proyecto no existen corrientes superficiales (ríos o quebradas). Únicamente existen unas lagunas naturales las que anteriormente formaron una fuente de abastecimiento de agua para las actividades de ganadería que ahí se desarrollaban.



Lagunas existentes en el sitio del proyecto

- b. La hidrología subterránea en el terreno del proyecto considerado como de tierra dulce, se pueden encontrar acuíferos de flujo intergranular y acuíferos del tipo fracturados desde los 3 m en adelante.

El área no se encuentra ubicada dentro de ninguna microcuenca declarada ni propuesta, no pasa cercano al sitio ningún río, las Quebradas el Cacao y Chaguite se encuentran a una distancia de 14.08 km del proyecto estado en le municipio de Santa Ana de Yusguare; Quebrada Santa Elena, en Namasigue a 12.57 km, y la Quebrada Fresca ubicado en el mismo municipio a 15.20 km.

c. *Clima:*

La ciudad posee dos estaciones climáticas: Invierno y verano, sus temperaturas aproximadamente están entre los 27° y 34° grados en invierno y de 28° y 41° grados en verano.

Precipitación:

La zona se localiza al Sur del Parteaguas Continental donde los siguientes fenómenos en orden de mayor a menor condicionan su atmosfera:

Zona Intertropical de Convergencia simultanea con las Ondas Tropicales.

Anticiclones y Frentes Fríos fuertemente modificados.

Anticiclón de las Bermudas

El sistema de brisas marinas

Efecto indirecto del fenómeno del Niño.

Esta zona de acuerdo a la clasificación climática de los regímenes pluviales de Honduras, posee clima lluvioso con invierno seco, porque su lapso menos lluvioso del año coincide con el invierno del Hemisferio Norte, donde se halla localizado Centro América.

Además en su porción oriental y en la mayoría de los años los meses más lluviosos del año son Mayo y Septiembre.

De acuerdo a la clasificación bioclimática de Holdrige, con una precipitación promedio anual de 1947.4 mm y una temperatura media anual de 29.3 °C, el área posee un clima Húmedo Tropical.

Las fechas promedio de inicio de los periodos lluvioso y seco para la zona de estudio se encontraron los siguientes:

	INICIO	FINALIZACION
Temporada Lluviosa	1 de Mayo	2 al 4 de Noviembre
Canícula	14 de Julio	16 de Agosto

Lapso más seco del 13 de Diciembre al 18 de Marzo

Lapso más lluvioso 17 de Agosto al 14 de Octubre

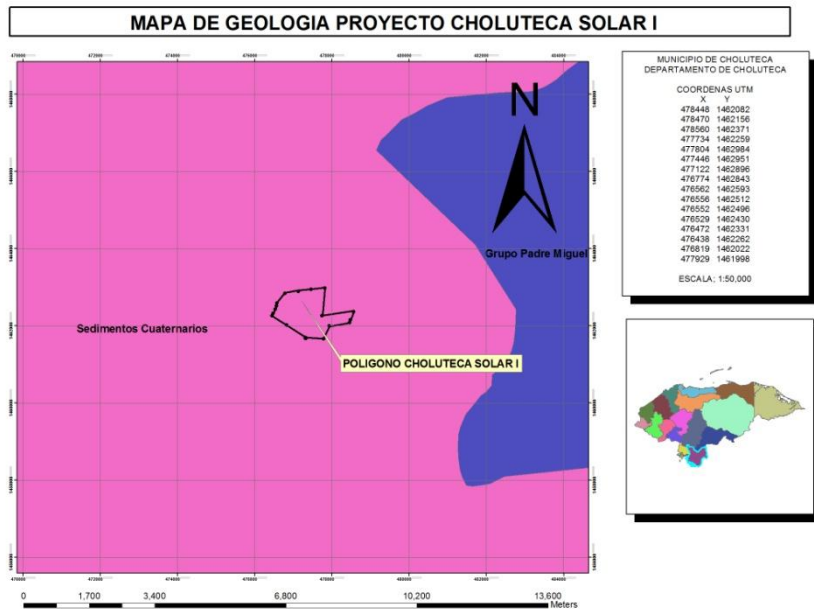
Los promedios mensuales de la lluvia (mm) calculados para la zona de estudio se presentan en el Anexo 2, (Estación Choluteca Servicio Meteorológico Nacional), en los cuales el mes de enero se caracteriza por cero lluvias y el mes de septiembre con la mayor cantidad de lluvia.

La temperatura máxima promedio más alta se presenta en mes de abril, con una máxima baja en septiembre. La temperatura mínima más baja se presenta en el mes de diciembre.

La humedad relativa (%) en los últimos tres años se presentó con 54% en marzo y 76% en septiembre.

La velocidad del viento es mayor en Enero y menor en septiembre y octubre.

d. *Geología:*



El sitio del proyecto se encuentra conformado por rocas metamórficas, y constituyen el Basamento metamórfico de la zona de estudio y de la región. Las rocas que se han reconocido son: Esquistos Sericíticos y Graníticos, Filitas, Gneises, Cuarzita, Mármol y Vetas gruesas de Cuarzo. Se piensa que los Esquistos Cacaguapa es la unidad de roca inferior a todas las rocas de Honduras y generalmente son considerados como el basamento del bloque Chortis. Este complejo del basamento y todas las rocas superiores forman un terreno geológico

independiente al del Norte de Guatemala (el bloque Maya) y los terrenos en el Sur de América Central. Durante el Terciario, Honduras continuaba su movimiento migratorio al este hacia su posición actual mientras tanto la actividad volcánica depositó lavas y capas gruesas de tobas sobre el occidente y el sur de Honduras. Se piensa que mucha de esta actividad está relacionada con la subducción de la placa Cocos debajo del bloque Chortis. Este período también coincide aproximadamente con la apertura de la Fosa del Caimán (Rosencrantz et al, 1988). La fosa del Caimán es una pequeña zona de acreción con fallas transformes con desplazamientos laterales a la izquierda. La serie compleja de fallas en forma de cola de caballo en el noreste de Honduras y sur de Guatemala (falla Motagua, falla Polochic y otras) pueden ser parte de un proceso de deformación intraplaca que está acomodando los grandes desplazamientos creados por la Fosa del Caimán (Rosencrantz y Sclater, 1988).

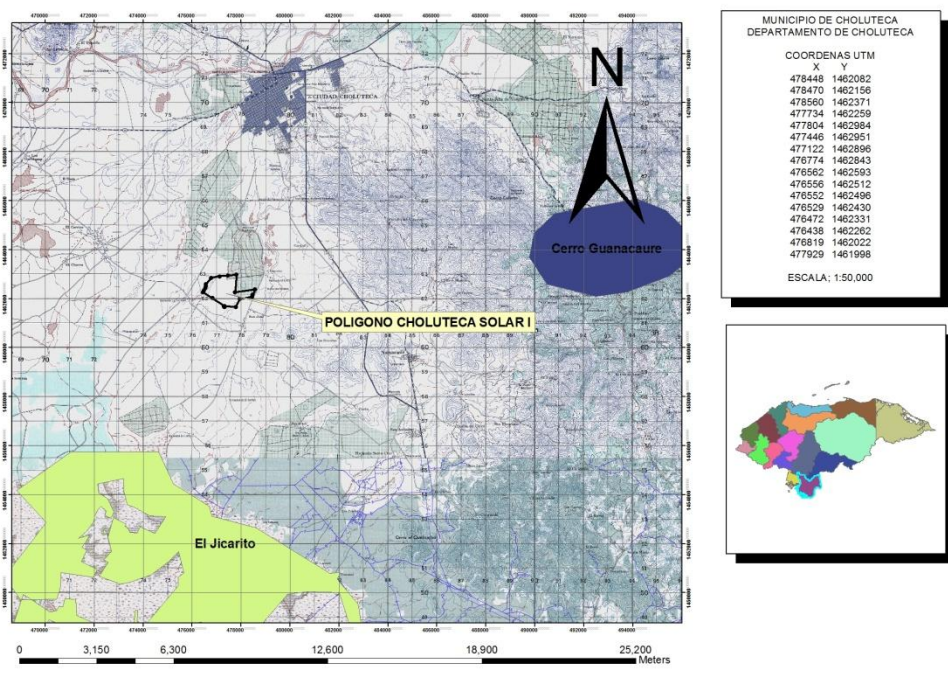
Debido a que la pendiente es suave del 0 al 15% no existe posibilidades de deslizamiento, además no se realizarán nivelaciones ni descapote del área, únicamente está contemplada la instalación de los paneles solares como se describe en el presente estudio, la cual requerirá únicamente una pequeña excavación en donde se cimentará la base del panel solar.

Medio Biológico:

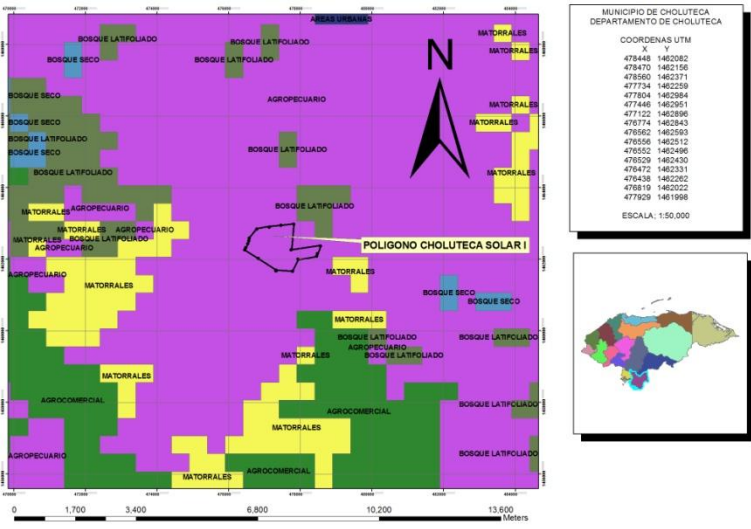
El sitio en donde se ubicará el proyecto **Choluteca Solar I**, como se ha descrito con anterioridad no se encuentra dentro de área protegida legalmente, declarada o propuesta, situada en las coordenadas X:478448 y Y:1462082 con un área de 55 hectáreas, utilizada en el 36% del área para la instalación del equipo de generación de energía solar.

El proyecto no se encuentra en área protegida, el Cerro Guanacaure se ubica a 12.27 km y el Área de Manejo de Hábitat por Especie el Jicarito a 8.07 km., para ello se realizó el mapa de ubicación que aparece a continuación en donde se observa lo descrito anteriormente.

MAPA DE AREAS PROTEGIDAS PROYECTO CHOLUTECA SOLAR I



MAPA DE COBERTURA VEGETAL PROYECTO CHOLUTECA SOLAR I



Cobertura Vegetal

La cual se define como la capa de vegetación natural que cubre la superficie terrestre, comprendiendo una amplia gama de biomásas con diferentes características fisonómicas y ambientales que van desde pastizales hasta las area cubiertas por bosques naturales.

Incluyendo las coberturas inducidas como resultado de la actividad humana por las prácticas de cultivos en estas áreas.

El área del proyecto corresponde a la clasificación según la UNESCO al sistema agropecuario, los cuales se caracterizan por presentar terrenos con cultivos relativamente intensivos o permanentes, con frecuencia presentan en los bordes o mezcladas especies nativas que no han sido eliminadas del área.

Siendo este sistema el predominante en el área indicando de esta forma que el área y sus alrededores está altamente intervenida, provocando así que los diferentes ecosistemas de la región estén muy degradados.

Flora

Es el conjunto de especies vegetales que se pueden encontrar en una región geográfica, que son propias de un periodo geológico o que habitan en un ecosistema determinado. La flora atiende al número de especies mientras que la vegetación hace referencia a la distribución de las especies y a la importancia relativa, por número de individuos y tamaño, de cada una de ellas. Por tanto, la flora, según el clima y otros factores ambientales, determina la vegetación.

El sitio de estudio ha sido impactado grandemente por las actividades de ganadería, por lo que las especies vegetales que se encuentran en su mayoría son propias de un bosque secundario, como ser las gramíneas (Gramineae), Carbón (Leguminosa) y aproximadamente 20 jicaros (Bignoniaceae); el área donde se instalaran los paneles solares, requerirá el corte de varios árboles, no se impermeabilizara el suelo, contemplando la reforestación de especies propias de la zona en el área que sea indicada por la autoridad competente, en cuanto a especies, cantidades y sitio.

Flora presente en el sitio



Fauna

Es el conjunto de especies animales que habitan en una región geográfica, que son propias de un período geológico o que se pueden encontrar en un ecosistema determinado. La zoogeografía se ocupa de la distribución espacial de los animales. Ésta depende tanto de factores abióticos como de factores bióticos. Entre éstos sobresalen las relaciones posibles de competencia o de depredación entre las especies. Los animales suelen ser sensibles a las perturbaciones que alteran su hábitat; por ello, un cambio en la fauna de un ecosistema indica una alteración en uno o varios de los factores de éste.

El área del proyecto debido a las actividades ganaderas y agropecuarias que han ocurrido durante mucho tiempo, ha permitido que existan modificaciones en los ecosistemas presentes en la zona, siendo el mismo impacto en los terrenos colindantes al del proyecto.

Se pudo observar las siguientes especies que se describen a continuación:

Nombre Científico	Nombre Común	Familia
<i>Ctenosaura similis</i>	Garrobo	Iguanidae
<i>Crotophaga sulcirostris</i>	Tijul	Cuculidae
<i>Quiscalus mexicanus</i>	Zanate	Icteridae
<i>Cathartes aura</i>	Cute	Cathartidae
<i>Caragyps atratus</i>	Zopilote cabeza negra	Cathartidae
<i>Icterus gularis</i>	Chorcha	Icteridae
<i>Otus sp</i>	Búho	Tytonidae
<i>Ortalis vetula</i>	Chachalaca	Cracidae
<i>Picoides scalaris</i>	Carpintero	Picidae
<i>Turdus grayi</i>	Zorzal	Turdidae
<i>Balantiopteryx plicata</i>	Murciélago	Rhinolophidae
<i>Mephitis macroura</i>	Zorrillo	Mephitidae
<i>Boa constrictor</i>	Boa	Boidae
<i>Micrurus sp</i>	Coral	Nephtheidae

Cabe mencionar que en la visita de campo que se hizo no se observo la presencia de ninguna especie de fauna presente, lo descrito fue información proveniente de personas que transitan la zona y vecinos del sector.

Medio Socioeconómico

Aspectos sociodemográficos:

El municipio de Choluteca cuenta con una población estimada de 145,000 habitantes, El 49% son hombres y el 51% son mujeres, el rango de la edades de los habitantes oscila entre los 17-35 años por lo que puede decirse que la mayor parte de la población es relativamente joven, la tasa de crecimiento es del 2.1% y existe una población flotante de 30,000 habitantes.

CHOLUTECA SOLAR I

El sitio en donde se desarrollara el proyecto **Choluteca Solar I**, se ubica a 1 kilómetro de la comunidad de San José de La Landa considerada como la zona de influencia, aclarando que en sitio no se encuentran viviendas cercanas.

La economía del sector se basa en producción de granos básicos y ganadería.

La ciudad de Choluteca cuenta con un hospital público y varias clínicas privadas para atender cualquier complicación de salud, emergencias o consultas.

Accesos:

El acceso a Choluteca es vía terrestre. Cuenta con cuatro líneas de transporte de la capital a la ciudad y hacia las dos fronteras (Guasaule y el Espino) así como a varios de los municipios del departamento.

Desde el Norte vía terrestre por la Capital. Desde el sur por ambas Fronteras con Nicaragua: El Espino y Guasaule. Desde el Oeste por la frontera con El Salvador, El Amatillo.

Medios de transporte disponible:

Autobuses, Microbuses y taxis los cuales poseen rutas que brindan un fácil acceso a este centro histórico.

Educación

Choluteca cuenta con centros de educación básica privados y 20 centros de educación básica públicos, además de contar con 26 centros de Pre básica

En San José de la Landa existe, Centro de Salud, en cuanto a educación, cuenta con kínder y escuela.

Servicios básicos

Choluteca cuenta con alcantarillado sanitario en el 80% de la ciudad, servicio de electrificación proporcionado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, agua potable, también pozos perforados en algunos sitios de la ciudad, servicios de telefonía celular, todos los que operan en el país.

La comunidad de influencia directa del proyecto, cuenta con agua potable, energía eléctrica, no cuenta con alcantarillado utiliza fosas sépticas.

X. DETERMINACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS POTENCIALES

INTRODUCCION

La evaluación de impacto ambiental provocado por cualquier proyecto, obra o actividad obliga al cumplimiento de una serie de procesos constituidos por la identificación de impactos ambientales, la predicción de sus efectos y la evaluación de los mismos; así como de informar a los gestores del proyecto sobre las conclusiones obtenidas. De acuerdo a esto, la metodología de identificación de impactos a través de las acciones susceptibles a producir impactos y el entorno afectado y valorándolo numéricamente es con la utilización de la Matriz de Identificación de Impacto Ambiental (MIIA).

Para el tema de la generación de energía a través de recurso solar, el cual es el presente caso, causa impactos mínimos en comparación con los proyectos de generación con recurso agua, para el proceso que es nuestro tema de estudio los impactos relacionados que pueden perturbar la superficie del suelo tales como el cambio de uso del mismo. Este impacto es específico al sitio y está determinado por la instalación de la tecnología que se ubicará.

En el presente Estudio los impactos se identifican de acuerdo a las etapas que conforman el desarrollo del proyecto, siendo para este caso en particular las actividades de transporte de los equipos que se instalaran, la construcción de los soportes y la operación del proyecto.

Para la identificación y evaluación de los impactos ambientales que se generaran por el proyecto CHOLUTECA SOLAR I, se consideró las actividades de mayor relevancia que se presentan en la generación de energía eléctrica solar, siendo estas las siguientes:

- Transporte de los equipos
- Instalación de equipos de generación
- Actividades laborales
- Actividades de mantenimiento de los equipos

METODOLOGIA DE EVALUACION DE IMPACTOS AMBIENTALES

Una vez identificados los posibles impactos, se hace puntual una previsión y valoración de los mismos. Para esto se utilizó como herramienta metodológica la denominada Matriz de Importancia de Impacto Ambiental (MIIA), obteniendo así una valorización del efecto y magnitud de los impactos.

La valoración del impacto se mide con base en el grado de manifestación cualitativa del efecto que queda reflejado en lo que definimos como importancia del impacto.

La metodología propuesta establece la denominada Matriz de Importancia de Impacto Ambiental (MIIA).

La importancia del impacto es pues, la relación mediante la cual se mide cualitativamente el impacto ambiental, en función tanto del grado de incidencia o intensidad de la alteración producida, como la caracterización del efecto, que responde a su vez a una serie de atributos de tipo cualitativo, tales como extensión, tipo de efecto, plazo de manifestación, persistencia, reversibilidad, recuperabilidad, sinergia, acumulación y periodicidad.

Relaciones que caracterizan el impacto ambiental

IMPACTO AMBIENTAL	SIGNO	Positivo + Negativo – Indeterminado * Mutable, Relativo, Dependiente.		
	VALOR (GRADO DE MANIFESTACIÓN)	IMPORTANCIA (GRADO DE MANIFESTACIÓN CUALITATIVA)	Grado de incidencia	Intensidad
			Caracterización	Extensión Plazo de manifestación Persistencia Reversibilidad Sinergia Acumulación Efecto Periodicidad Recuperabilidad
Recuperabilidad		MAGNITUD (GRADO DE MANIFESTACIÓN CUANTITATIVA)	Cantidad	Cantidad

Situación espacial de los doce símbolos de un elemento tipo

+	IN
-	
EX	MO
PE	RV
SI	AC
EF	PR
MC	I

A continuación se describe el significado de los mencionados símbolos que conforman el elemento tipo de la matriz de valoración cualitativa o matriz de importancia.

Signo

El signo de efecto, y por lo tanto del impacto hace alusión al carácter beneficioso (+) o perjudicial (-) de las distintas acciones que actúan sobre los distintos factores considerados.

Existe la posibilidad de incluir, en algunos casos concretos, debidamente justificados y argumentados, un tercer carácter (*), que reflejaría efectos asociados con circunstancias externas a la actividad, de manera que solamente a través de un estudio global de todas ellas sería posible conocer su naturaleza dañina o beneficiosa.

Al evaluar una actividad, obra o proyecto se estudian los impactos perjudiciales, o sea los que presentan signo (-). Si éstos superan los estándares preestablecidos, en particular en función del marco regulatorio, se deberá contemplar la introducción de medidas correctoras que den lugar a impactos beneficiosos (+), que reduzcan o anulen los efectos de aquellos.

Intensidad (IN)

Este término se refiere al grado de incidencia de la acción sobre el factor, en el ámbito específico que actúa. La escala de valoración estará comprendida entre 1 y 12, en la que el 12 expresará una destrucción total del factor en el área en la que se produce el efecto (APtotal), y el 1 una afectación mínima. Los valores comprendidos entre esos dos términos reflejarán situaciones intermedias, las cuales deben ser debidamente justificadas y argumentadas.

Debe tomarse en cuenta que esta valoración se realiza en función de porcentaje del área del proyecto (AP y/o sus áreas de influencia, cuando aplique) que está siendo directamente afectada.

Extensión (EX)

Se refiere al área de influencia teórica del impacto en relación con el entorno de la

actividad (porcentaje de área, respecto al entorno, en que se manifiesta el efecto). Se utilizará como referencia para cuantificación el Área de Influencia Directa (AID).

Si la acción produce un efecto muy localizado, se considerará que el impacto tiene un carácter Puntual (1). Si, por el contrario, el efecto no admite una ubicación precisa dentro del entorno de la actividad, teniendo una influencia generalizada en todo él, el impacto será Total (8), considerando las situaciones intermedias, según su gradación, como impacto Parcial (2) y Extenso (4).

Momento (MO)

El plazo de manifestación del impacto alude al tiempo que transcurre entre la aparición de la acción (t_0) y el comienzo del efecto (t_j) sobre el factor /aspecto ambiental considerado.

Cuando el tiempo transcurrido sea nulo, el momento será inmediato, y si es inferior a un año, corto plazo, asignándole en ambos casos un valor (4). Si es un periodo de tiempo que va de 1 a 5 años, medio plazo (2), y si el efecto tarda en manifestarse más de 5 años, largo plazo, con valor asignado de (1).

Si concurriese alguna circunstancia que hiciese crítico el momento del impacto, cabría atribuirle un valor cuatro unidades por encima de las especificadas.

Persistencia (PE)

Se refiere al tiempo que, permanecería el efecto desde su aparición y, a partir del cual el factor afectado retornaría a las condiciones iniciales previas a la acción por medio naturales, o mediante la introducción de medidas correctoras.

Si la permanencia del efecto tiene lugar durante menos de un año, consideramos que la acción produce un efecto fugaz, asignándole un valor (1). Si dura entre 1 y 5 años, temporal (2); y si el efecto tiene una duración superior a los 5 años, consideramos el efecto como permanente asignándole un valor (4).

La persistencia, es independiente de la reversibilidad.

Reversibilidad (RV)

Se refiere a la posibilidad de reconstrucción del factor afectado como consecuencia de la acción acometida, es decir, la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la acción, por medios naturales, una vez aquella deja de actuar sobre el medio.

Si es corto plazo, es decir menos de un año, se le asigna un valor (1), si es a medio plazo, es decir un período que va de 1 a 5 años (2) y si el efecto es irreversible, o dura más de 5 años, le asignamos el valor (4). Los intervalos de tiempo que comprenden estos

periodos, son idénticos a los asignados en el parámetro anterior.

Recuperabilidad (MC)

Se refiere a la posibilidad de reconstrucción, total o parcial, del factor afectado como consecuencia de la actividad acometida, es decir las posibilidades a retornar a las condiciones iniciales previas a la acción, por medio de la intervención humana (introducción de medidas correctoras).

Si el efecto es totalmente recuperable, y si lo es de manera inmediata, se le asigna un valor de 1, o un valor de 2, si lo es a mediano plazo, si la recuperación es parcial y el efecto es mitigable, toma un valor de 4; cuando el efecto es irrecuperable (alteración imposible de reparar, tanto por acción natural como por la humana) le asignamos el valor de 8. En el caso de ser irrecuperables, pero existe la posibilidad de introducir medidas compensatorias, el valor será de 4.

Sinergia (SI)

Este atributo contempla el reforzamiento de dos o más efectos simples. El componente total de la manifestación de los efectos simples, provocada por acciones que actúan simultáneamente, es superior a la que cabría de esperar de la manifestación de efectos cuando las acciones que las provoca actúan de manera independiente y no simultánea. (La dosis letal de un producto A, es DLA y la de un producto B, DLB. Aplicados simultáneamente la dosis letal de ambos productos DLAB es mayor que DLA + DLB).

Cuando una acción actuando sobre un factor, no es sinérgica con otras acciones que actúan sobre el mismo factor, el atributo toma el valor de 1, si presenta un sinergismo moderado, toma el valor de 2 y si es altamente sinérgico deberá asignársele un valor de 4.

Cuando se presentan casos de debilitamiento, la valoración del efecto presentará valores de signo negativo, reduciendo al final el valor de la Importancia del Impacto.

Acumulación (Ac)

Este atributo da la idea del incremento progresivo de la manifestación del efecto, cuando persiste de forma continuada o reiterada la acción que lo genera. (La ingestión reiterada de DDT, al no eliminarse de los tejidos, da lugar a un incremento progresivo de su presencia y de sus consecuencias, llegando a producir la muerte).

Cuando una acción no produce efectos acumulativos (acumulación simple), el efecto se valora como (1). Si el efecto producido es acumulativo el valor se incrementa a (4)

Efecto (EF)

Este atributo se refiere a la relación causa-efecto en términos de su direccionalidad, o sea a la forma de manifestación del efecto sobre un factor, como consecuencia de una acción. Un impacto puede ser directo e indirecto al mismo tiempo, aunque en factores distintos, dado que la escala es excluyente, y no se valora el hecho de que pueda ser directo e indirecto, hay que hacer la valoración excluyente.

El efecto puede ser directo o primario, siendo en este caso la repercusión de la acción consecuencia directa de ésta, se le asigna un valor de 4. En caso de que se presente un efecto indirecto o secundario, es decir que tiene lugar a partir de un efecto primario, y no existe un efecto directo asociado a esa misma acción, se le asigna al impacto un valor de 1. Su manifestación no es consecuencia directa de la acción, sino que tiene lugar a partir de un efecto primario, actuando éste como una acción de segundo orden.

Periodicidad (PR)

La periodicidad se refiere a la regularidad de manifestación del efecto, bien sea de manera cíclica o recurrente (efecto periódico), de forma esporádica en el tiempo (efecto irregular), o constante en el tiempo (continuo).

A los efectos continuos se les asigna un valor de 4, a los periódicos un valor de 2, y a los de aparición irregular, que deben evaluarse en términos de probabilidad de ocurrencia, así como a los discontinuos un valor de 1.

Importancia del impacto (I)

Ya se ha apuntado que la importancia del impacto, o sea, la importancia del efecto de una acción sobre un factor/aspecto ambiental, no debe confundirse con la importancia del factor ambiental afectado.

La importancia del impacto viene representada por un número que se deduce mediante el modelo propuesto, en función del valor asignado a los símbolos considerados.

$$I = \pm [IN + 2 EX + MO + PE + PV + SI + AC + EF + PR + RC]$$

La importancia del impacto toma valores entre 13 y 100.

Presenta valores intermedios (entre 40 y 60) cuando se da alguna de las siguientes circunstancias:

- Intensidad total, y afección mínima de los restantes símbolos.
- Intensidad muy alta o alta, y afección alta o muy alta de los restantes símbolos.

- Intensidad alta, efecto irrecuperable y afección muy alta de alguno de los restantes símbolos.
- Intensidad media o baja, efecto irrecuperable y afección muy alta de al menos dos de los restantes símbolos.

Los impactos con valores de importancia inferiores a 25 son irrelevantes o sea, compatibles, o bien las medidas ambientales se contemplaron en el diseño del proyecto. Los impactos moderados presentan una importancia entre 25 y 50. Serán severos cuando la importancia se encuentre entre 50 y 75 y críticos cuando el valor sea superior a 75.

Banderas Rojas

En aquellas casillas de cruce que correspondan a los impactos más importantes, o que se produzcan en lugares o momentos críticos y sean de imposible corrección, que darán lugar a las mayores puntuaciones en el recuadro relativo a la importancia, se le superpondrán las llamadas Alertas o Banderas Rojas, para llamar la atención sobre el efecto y buscar alternativas, en los procesos productivos de la actividad, obra o proyecto, que eliminen la causa o la permuten por otra de efectos menos dañinos.

No deben confundirse las nuevas alternativas a ciertos aspectos de la actividad (cambio de accesos, cambio de situación de una construcción,...) que dan lugar a la desaparición de acciones impactantes, con la introducción de medidas correctoras que actúan directamente sobre el agente causante, anulando o paliando sus efectos o dando lugar a una nueva acción que impacta de manera positiva ya nula los efectos de otra acción impactante.

IDENTIFICACION DE IMPACTOS EN EL MEDIO FISICO

RECURSO SUELO

Cambio de Uso de Suelo

El mayor impacto que generará el desarrollo del proyecto es el cambio de uso de suelo, ya que los equipos que se instalaran ocuparan todo el terreno que será destinado siendo este caso 55 Ha, al no producirse ni contaminantes, ni vertidos, ni movimientos de tierra, la incidencia sobre las características físico-químicas del suelo o su erosionabilidad es nula.

Contaminación por Residuos Líquidos

Siempre existe la posibilidad de que se presente un derrame accidental de las aguas residuales que se generen en la etapa de operación del proyecto.

Contaminación por Desechos Solidos

En este tipo de proyectos se producen desechos domésticos (alimentos, papeles, botellas plásticas, cajas, etc), cuando se inicien los trabajos de generación de energía se generaran los desechos ya enlistados anteriormente. Los posibles impactos que se esperan si se realiza una mala gestión de desechos sólidos son los siguientes:

- Contaminación al suelo por tirar desechos sólidos domésticos directamente sobre el mismo.
- Generación de malos olores y vectores
- Impacto visual

IDENTIFICACION DE IMPACTOS AMBIENTALES RECURSOS HIDRICOS

Afectación a la Hidrología Superficial

En el área destinada para la actividad de generación de energía eléctrica, no hay drenajes permanentes que vayan a ser afectados por dicha actividad. Lo que se presentará es una interrupción de la red de drenaje dentro del área donde estará instalado el equipo de generación, sin embargo esta red de drenaje solo conduce agua durante fuerte tormentas y la misma cesa unos minutos u horas después de finalizada la lluvia.

Impactos sobre la Hidrología Subterránea

No se esperan flujos de agua subterránea en el área del proyecto por lo que no se consideran impactos sobre esta variable ambiental. Si por alguna razón se llegaran a presentar estos flujos, estos deberán ser drenados del área y descargados a los drenajes naturales existentes.

IDENTIFICACION DE IMPACTOS AMBIENTALES RECURSO AIREImpactos sobre la Calidad del Aire

El transporte de los equipos generará emisiones de polvo, las actividades para el control de polvo que deberán implementarse es el riego periódico de la vía de comunicación que conduce al proyecto.

Impactos por el incremento de los Niveles de Ruido

Durante la etapa de construcción (instalación de los equipos), se producirá ruido por los vehículos que transportaran los equipos hacia el sitio del proyecto.

IDENTIFICACION DE IMPACTOS BIOLÓGICOSImpactos sobre la Flora

Para el desarrollo del proyecto será necesario el corte de la vegetación existente. La pérdida de vegetación es un impacto moderado, en vista que en el área donde se instalaran los equipos de generación deberá ser despejada de la flora existente.

Impactos sobre la Fauna

Desplazamiento de la fauna existente en el sitio por la tala de árboles nativos y por posible hábitat de alguna especie.

IDENTIFICACION DE IMPACTOS SOCIO-ECONOMICOS-CULTURALESRecursos y Condiciones Socio-Económicas

En este aspecto no se generan impactos, debido a que las condiciones socioeconómicas de la zona son leves. Sin embargo un importante impacto positivo se generaría al momento de la operación del proyecto en vista que se estima una generación de empleo para personas de la zona.

Uso de la Tierra

Uso de la tierra es la modificación antrópica del ambiente natural del suelo, el efecto mayor en cobertura de tierras son los cambios en el uso de la tierra.

En el caso del proyecto si hay un cambio de uso de a tierra, en vista que son tierra que han sido utilizadas para la ganadería. Por lo que este impacto se considera moderado porque actualmente esta área no se utiliza para esta actividad.

Recursos culturales e Históricos

No se encuentran recursos culturales e históricos en la zona de influencia del proyecto.

Infraestructura

No interviene ningún tipo de infraestructura. Cabe recalcar que no hay infraestructura comunitaria en la zona de influencia del proyecto.

Sondeo Poblacional respecto al proyecto

En entrevistas y encuestas con ciertos habitantes de la comunidad más cercana al proyecto se levantó una encuesta y viertas entrevistas con el gobierno local con el fin de obtener una opinión o comentario respecto a la ejecución del proyecto. (Ver encuesta en sección de Anexos).

En conclusión a grandes rasgos, un alto porcentaje desconoce las características, actividades y procedimientos pertenecientes a un proyecto de generación de energía eléctrica solar. Sin embargo casi el 100% de los encuestados y entrevistados no tiene negación para que el proyecto se realice, al contrario tienen expectativas de que a través de la ejecución del proyecto se genere empleo, ingresos y actividades de mayor desarrollo en la zona, por lo que socialmente el proyecto es factible siempre que tenga la respuesta para los habitantes.

IDENTIFICACION Y VALORACION DE IMPACTOS AMBIENTALES

RECURSO AGUA

MATRIZ MIIA										
	MEDIO IMPACTADO	Consumo de Recurso								
	Factor Impactado	Agua								
	IMPACTO POTENCIAL	Consumo de agua para uso doméstico								
	Intensidad	Extension	Momento	Persistencia	Reversibilidad	Sinergia	Acumulacion	Efecto	Periodicidad	Recuperabilidad
	<i>IN</i>	<i>EX</i>	<i>MO</i>	<i>PE</i>	<i>RV</i>	<i>SI</i>	<i>AC</i>	<i>EF</i>	<i>PR</i>	<i>RC</i>
	<i>Grado de Destrucción</i>	<i>Área de influencia</i>	<i>Plazo de manifestación</i>	<i>Permanencia del efecto</i>	<i>Cambio en la alteracion</i>	<i>Potenciación de la manifestación</i>	<i>Incremento progresivo</i>	<i>Relación causa-efecto</i>	<i>Regularidad de la manifestación</i>	<i>Reconstrucción por medios humanos</i>
Factor impactado: Agua	•Baja 1	•Puntual 1	•Largo plazo 1	•Fugaz 1	•Corto plazo 1	•Sin sinergismo (simple) 1	•Simple 1	•Indirecto (secundario) 1	•Irregular, esporádico aperiódico discontinuo 1	•Recuperable inmediato y 1
	•Media 2	•Parcial 2	•Medio plazo 2	•Temporal 2	•Medio plazo 2	•Sinérgico 2	•Acumulativo 4	•Directo 4	•Periódico 2	•Recuperable medio plazo 2
	•Alta 4	•Extenso 4	•Inmediato 4	•Permanente 4	•Irreversible 4	•Muy sinérgico 4			•Continuo 4	•Recuperable parcialmente, Mitigable y/o compensable 4
	•Muy alta 8	•Total 8	•Critico (+4)							•Irrecuperable 8
	•Total 12	•Critica (+4)								
Valor Escogido	1	1	1	1	2	1	4	1	4	4
Importancia I	23									
	Puntos	Tipo								
	< 25	Irrelevantes, o compatibles o las medidas ambientales se contemplan en el diseño								
	≥ 25 , < 50	Moderados								
	≥ 50 , < 75	Severos								
	≥ 75	Críticos								
	31									
			I = ± [3 IN + 2EX + MO + PE + PV + SI + AC + EF + PR + MC]							

PAISAJISMO

MATRIZ MIIA										
	MEDIO IMPACTADO	Consumo de Recurso								
	Factor Impactado	Físico								
	IMPACTO POTENCIAL	Impacto visual / Paisajismo								
	Intensidad	Extensión	Momento	Persistencia	Reversibilidad	Sinergia	Acumulación	Efecto	Periodicidad	Recuperabilidad
	<i>IN</i>	<i>EX</i>	<i>MO</i>	<i>PE</i>	<i>RV</i>	<i>SI</i>	<i>AC</i>	<i>EF</i>	<i>PR</i>	<i>RC</i>
	<i>Grado de Destrucción</i>	<i>Área de influencia</i>	<i>Plazo de manifestación</i>	<i>Permanencia del efecto</i>	<i>Cambio en la alteración</i>	<i>Potenciación de la manifestación</i>	<i>Incremento progresivo</i>	<i>Relación causa-efecto</i>	<i>Regulandad de la manifestación</i>	<i>Reconstrucción por medios humanos</i>
Factor impactado: Físico	•Baja 1	•Puntual 1	•Largo plazo 1	•Fugaz 1	•Corto plazo 1	•Sin sinergismo (simple) 1	•Simple 1	•Indirecto (secundario) 1	•Irregular, esporádico y periódico discontinuo 1	•Recuperable inmediato 1
	•Media 2	•Parcial 2	•Medio plazo 2	•Temporal 2	•Medio plazo 2	•Sinérgico 2	Acumulativo 4	•Directo 4	•Periódico 2	•Recuperable medio plazo 2
	•Alta 4	•Extenso 4	•Inmediato 4	•Permanente 4	•Irreversible 4	•Muy sinérgico 4			•Continuo 4	•Recuperable parcialmente, Mitigable y/o compensable 4
	•Muy alta 8	•Total 8	•Crítico (+4)							•Irrecuperable 8
	•Total 12	•Crítica (+4)								
Valor Escogido	8	4	4	4	4	2	1	4	4	4
Importancia	59									
	Puntos	Tipo								
	< 25	Irrelevantes, o compatibles o las medidas ambientales se contemplan en el diseño								
	≥ 25 , < 50	Moderados								
	≥ 50 , < 75	Severos								
	≥ 75	Críticos								
	67									
	I = ± [3 IN + 2EX + MO + PE + PV + SI + AC + EF + PR + MC]									

RECURSO AIRE

MATRIZ MIIA										
	Físico									
	Aire									
	Generación de polvo debido a las actividades en la etapa de operación por el equipo a instalar									
	Intensidad	Extensión	Momento	Persistencia	Reversibilidad	Sinergia	Acumulación	Efecto	Periodicidad	Recuperabilidad
	IN	EX	MO	PE	RV	SI	AC	EF	PR	RC
	Grado de Destrucción)	Área de influencia	Plazo de manifestación	Permanencia del efecto	Cambio en la alteración	Potenciación de la	Incremento progresivo	Relación causa-efecto	Regularidad de la manifestación	Reconstrucción por medios humanos
Factor impactado: Agua	*Baja 1	+Puntual 1	+Largo plazo 1	+Fugaz 1	+Corto plazo 1	+Sin sinergismo (simple) 1	+Simple 1	+Indirecto (secundario) 1	+Irregular, esporádico o aperiódico discontinuo 1	+Recuperable inmediato 1
	+Media 2	+Parcial 2	+Medio plazo 2	+Temporal 2	+Medio plazo 2	+Sinérgico 2	+Acumulativo 4	+Directo 4	+Periódico 2	+Recuperable medio plazo 2
	+Alta 4	+Extenso 4	+Inmediato 4	+Permanente 4	+Irreversible 4	+Muy sinérgico 4			+Continuo 4	+Recuperable parcialmente, Mitigable y/o compensable 4
	+Muy alta 8	+Total 8	+Crítico (+4)							+Irrecuperable 8
	+Total 12	+Crítica (+4)								
Valor Escogido	2	1	4	1	2	1	1	4	4	4
Importancia	29									
	Puntos	Tipo								
	< 25	Irrelevantes, o compatibles								
	≥ 25 , < 50	Moderados								
	≥ 50 , < 75	Severos								
	≥ 75	Críticos								

37

I = ± [3 IN + 2EX + MO + PE + PV + SI + AC + EF + PR + MC]

RECURSO SUELO

MATRIZ MIIA										
	MEDIO IMPACTADO	Físico								
	Factor Impactado	Suelo								
	IMPACTO POTENCIAL	Perdida de vegetación existente en el área del proyecto								
	Intensidad	Extension	Momento	Persistencia	Reversibilidad	Sinergia	Acumulación	Efecto	Periodicidad	Recuperabilidad
	IN	EX	MO	PE	RV	SI	AC	EF	PR	RC
	Grado de Destrucción	Área de influencia	Plazo de manifestación	Permanencia del efecto	Cambio en la alteración	Potenciación de la manifestación	Incremento progresivo	Relación causa-efecto	Regularidad de la manifestación	Reconstrucción por medios humanos
Factor impactado: Agua	•Baja 1	•Puntual 1	•Largo plazo 1	•Fugaz 1	•Corto plazo 1	•Sin sinergismo (simple) 1	•Simple 1	•Indirecto (secundario) 1	•Irregular, esporádico aperiódico discontinuo 1	•Recuperable inmediato 1
	•Media 2	•Parcial 2	•Medio plazo 2	•Temporal 2	•Medio plazo 2	•Sinérgico 2	•Acumulativo 4	•Directo 4	•Periódico 2	•Recuperable medio plazo 2
	•Alta 4	•Extenso 4	•Inmediato 4	•Permanente 4	•Irreversible 4	•Muy sinérgico 4			•Continuo 4	•Recuperable parcialmente, Mitigable compensable 4 y/o
	•Muy alta 8	•Total 8	•Crítico (+4)							•Irrecuperable 8
	•Total 12	•Crítica (+4)								
Valor Escogido	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Importancia	46									
	Puntos	Tipo								
	< 25	Irrelevantes, o compatibles o las medidas ambientales se contemplaron en el diseño								
	≥ 25 , < 50	Moderados								
	≥ 50 , < 75	Severos								
	≥ 75	Críticos								
	54									
			I = ± [3 IN + 2EX + MO + PE + PV + SI + AC + EF + PR + MC]							

FLORA

MATRIZ MIIA										
	MEDIO IMPACTADO	Impacto al Medio Biológico								
	Factor Impactado	Flora								
	IMPACTO POTENCIAL	Pérdida de flora que se encuentra en el sitio del proyecto								
	Intensidad	Extension	Momento	Persistencia	Reversibilidad	Sinergia	Acumulacion	Efecto	Periodicidad	Recuperabilidad
	<i>IN</i>	<i>EX</i>	<i>MO</i>	<i>PE</i>	<i>RV</i>	<i>SI</i>	<i>AC</i>	<i>EF</i>	<i>PR</i>	<i>RC</i>
	Grado de Destrucción)	Área de influencia	Plazo de manifestación	Permanencia del efecto	Cambio en la alteracion	Potenciación de la manifestación	Incremento progresivo	Relación causa-efecto	Regularidad de la manifestación	Reconstrucción por medios humanos
Factor impactado: Agua	•Baja 1	•Puntual 1	•Largo plazo 1	•Fugaz 1	•Corto plazo 1	•Sin sinergismo (simple) 1	•Simple 1	•Indirecto (secundario) 1	•Irregular, esporádico o aperiódico discontinuo 1	•Recuperable inmediato 1
	•Media 2	•Parcial 2	•Medio plazo 2	•Temporal 2	•Medio plazo 2	•Sinérgico 2	Acumulativo 4	•Directo 4	•Periódico 2	•Recuperable medio plazo 2
	•Alta 4	•Extenso 4	•Inmediato 4	•Permanente 4	•Irreversible 4	•Muy sinérgico 4			•Continuo 4	•Recuperable parcialmente, Mitigable y/o compensable 4
	•Muy alta 8	•Total 8	•Crítico (+4)							•Irrecuperable 8
	•Total 12	•Crítica (+4)								
Valor Escogido	2	2	4	4	4	1	4	4	2	4
Importancia	37									
	Puntos	Tipo								
	< 25	Irrelevantes, o compatibles o las medidas ambientales se contemplaron en el diseño								
	≥ 25 , < 50	Moderados								
	≥ 50 , < 75	Severos								
	≥ 75	Críticos								
	45									
			I = ± [3 IN + 2EX + MO + PE + PV + SI + AC + EF + PR + MC]							

CHOLUTECA SOLAR I

FAUNA

MATRIZ MIIA										
	MEDIO IMPACTADO	Impacto al Medio Biológico								
	Factor Impactado	Fauna								
	IMPACTO POTENCIAL	afectación al habitat de la fauna existente en el area								
	Intensidad	Extension	Momento	Persistencia	Reversibilidad	Sinergia	Acumulacion	Efecto	Periodicidad	Recuperabilidad
	IN	EX	MO	PE	RV	SI	AC	EF	PR	RC
	Grado de Destrucción)	Área de influencia	Plazo de manifestación	Permanencia del efecto	Cambio en la alteracion	Potenciación de la manifestación	Incremento progresivo	Relación causa-efecto	Regularidad de la manifestación	Reconstrucción por medios humanos
Factor impactado: Agua	•Baja 1	•Puntual 1	•Largo plazo 1	•Fugaz 1	•Corto plazo 1	•Sin sinergismo (simple) 1	•Simple 1	•Indirecto (secundario) 1	•Irregular, esporádico aperiódico discontinuo 1	•Recuperable inmediato y 1
	•Media 2	•Parcial 2	•Medio plazo 2	•Temporal 2	•Medio plazo 2	•Sinérgico 2	•Acumulativo 4	•Directo 4	•Periódico 2	•Recuperable medio plazo 2
	•Alta 4	•Extenso 4	•Inmediato 4	•Permanente 4	•Irreversible 4	•Muy sinérgico 4			•Continuo 4	•Recuperable parcialmente, Mitigable y/o compensable 4
	•Muy alta 8	•Total 8	•Crítico (+4)							•Irrecuperable 8
	•Total 12	•Crítica (+4)								
Valor Escogido	2	2	1	4	4	2	4	4	2	4
Importancia I	35									
	Puntos	Tipo								
	< 25	Irrelevantes, o compatibles o las medidas ambientales se contemplaron en el diseño								
	≥ 25 , < 50	Moderados								
	≥ 50 , < 75	Severos								
	≥ 75	Críticos								
	43									
			I = ± [3 IN + 2EX + MO + PE + PV + SI + AC + EF + PR + MC]							

SINTESIS DE LA IDENTIFICACION DE IMPACTOS AMBIENTALES

Matriz MIA												
Factor Impactado	Impacto	Intensidad	Extension	Momento	Persistencia	Reversibilidad	Sinergia	Acumulacion	Efecto	Periodicidad	Recuperabilidad	Importancia
Agua	Consumo de agua para uso doméstico	1	1	1	1	2	1	4	1	4	4	23
Paisajismo	Impacto visual	8	4	4	4	4	2	1	4	4	4	59
Aire	Generacion de polvo debido a las actividades en la etapa de operación por el equipo a instalar	2	1	4	1	2	1	1	4	4	4	29
Suelo	Cambio de Uso de Suelo	8	4	4	4	4	4	1	4	4	4	61
Suelo	Perdida de vegetación existente en el área del proyecto	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	46
Flora	Perdida de flora que se encuentra en el sitio del proyecto	2	2	4	4	4	1	4	4	2	4	37
Fauna	afectacion al habitat de la fauna existente en el area	2	2	1	4	4	2	4	4	2	4	35
Social	Generacion de Empleos	2	1	1	4	4	2	1	4	4	4	35

CONCLUSION

Para el análisis de los impactos que generará el desarrollo del proyecto se evaluaron los medios que pudieran verse afectados por la realización de las actividades que el mismo, entre ellos:

- Agua
- Paisajismo
- Aire
- Suelo
- Flora
- Fauna
- Social

Resultando como impactos severo el **Suelo** con un valor de importancia de 61, el Paisajismo con un valor de importancia de 59. Los impactos moderados resultaron ser el Aire con un valor de importancia de 29, la Flora con un valor de importancia de 37, la **Fauna** con un valor de importancia de 35y Social con un valor de importancia de 35.

Por lo que se concluye que los impactos ambientales identificados como relevantes constituyen un 28% siendo estos severos y el 72% de las actividades que causaran un impacto ambiental moderado.

XI. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

Considerando el análisis que se realizó para el área de influencia del proyecto, se concluye que la zona ha sido fuertemente intervenida por el hombre al realizar actividades agrícolas y ganaderas.

Estas actividades en conjunto con factores ambientales del entorno, convierten al área de influencia directa en un sistema agropecuario, destacándose la gran presión que han sufrido los recursos (flora, fauna, agua, suelo, etc.). Con base en esto, se puede establecer con certeza que la no realización del proyecto, contribuirá a que esta situación se perpetúe, extendiendo la degradación, tanto del entorno como de las condiciones de vida de los pobladores de la zona de influencia directa del proyecto.

La situación socioeconómica actual refleja la elevada carencia de recursos económicos que se manifiesta en las condiciones de vida y las actividades de subsistencia que realizan los habitantes de la zona, siendo una solución para éste escenario la apertura de oportunidades que generen fuentes de ingresos alternativos elevando la calidad de vida de la población y promoviendo así, la disminución en la sobreexplotación de los recursos.

El planteamiento de alternativas y estrategias identifica las principales ventajas y desventajas para el desarrollo del proyecto **CHOLUTECA SOLAR I**:

La energía de origen solar representa una fuente de energía renovable y limpia.

- Tiene costos de operación bajos y una vida útil muy larga.
- Posee costos más estables si se compara con los precios de los combustibles.
- Entre las dificultades que se tienen es que es un largo periodo de gestión y desarrollo, aumentando así los costos financieros durante la construcción y operación.
- Puede existir malestar de la población afectada por su impacto ambiental.

Al definir la estrategia para de desarrollo del proyecto se tiene lo siguiente:

- El Proyecto no implica grandes obras subterráneas.
- No presenta complejas estructuras civiles, que ni mayores preocupaciones o riesgos de construcción u operación.
- Se optimizo el análisis de alternativas de diseño de acuerdo a las principales estructuras y a la afectación mínima del medio ambiente.

Los costos estimados de compras de terrenos, los costos de construcción, instalación y refuerzo de la red de transmisión representan costos aceptables para este tipo de proyecto.

El impacto ambiental que se puede considerar que es moderado es en el Aire, Agua, Flora y Fauna. Resultando que los impactos severos son el Suelo y el Paisajismo.

Se deben considerar los beneficios, con el desplazamiento de generación térmica costosa y la atención de demanda que va en aumento año con año.

Se puede considerar que el sector privado posee un nivel mayor de capacidad técnica, gerencial y comercial para construir, operar, mantener y explotar eficientemente un proyecto de esta magnitud y para este caso la experiencia para asegurar su financiamiento, a la par de esto debe tener la suficiente capacidad para tramitar sus propias licencias y permisos que requiere además la capacidad para comprar los terrenos e implementar un proyecto de este tipo.

Adicionalmente, las estrategias de desarrollo se deben tener en cuenta características del sector. Como ser la Ley Marco de Electricidad establece que las tarifas aplicables a las ventas de energía a una empresa distribuidora se basarán en el concepto de tarifa en barra, la cual se calcula con base en el promedio de los costos marginales de corto plazo de generación sobre un periodo de cinco años. Luego la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que actualmente controla la totalidad de la distribución en el país, es el comprador obligado de la energía generada por el proyecto y por otros de tipo Renovable.

PRIMERA POSIBILIDAD: SIN DESARROLLO DEL PROYECTO

La descripción de la zona se esboza y focaliza en los factores del medio que se consideran representativos y que fueron analizados en las matrices de identificación, caracterización y valoración de impactos. Los factores del medio considerados atienden a los factores bióticos y abióticos del medio, lo cuales se presentan a continuación:

- Medio social
- Fauna y flora
- Geología y suelos
- Recurso Agua

En este escenario las condiciones de estos factores se mantienen inalterados respecto a su condición actual, mismas que se dieron a conocer en el desarrollo de la caracterización en forma detallada, a partir de la cual, a continuación se presentan comentarios resumidos.

- Medio Social: Sin el desarrollo del proyecto la calidad de vida se mantendría como actualmente se encuentra en la zona.
- Fauna y Flora: La intervención que ha sufrido la zona debido a las actividades de agricultura y ganadería han venido a darle un cambio a la Fauna y Flora nativa.
- Geología y Suelos: Los suelos del sitio han sido utilizadas para las actividades de agricultura y ganadería las cuales han afectado el entorno, el cual está totalmente intervenido.
- Recurso Agua: Las fuentes de agua han sido utilizadas para uso doméstico.

SEGUNDA POSIBILIDAD: DESARROLLO DEL PROYECTO NO IMPLEMENTANDO LAS MEDIDAS DE CONTROL AMBIENTAL (CUENCA SIN MANEJO).

Si las medidas de Control Ambiental no se ejecutaran para el diseño y construcción del proyecto, el Impacto al Ambiente sería considerable ya que como el Plan de Gestión contempla varios objetivos los cuales podrían enumerarse como sigue:

- Verificación, cumplimiento y efectividad de las medidas del EIA.
- Seguimiento de impactos imprevistos que se produzcan tras el comienzo de la operación, así como afecciones desconocidas, accidentales, etc.
- Base para la articulación de nuevas medidas en función de la eficacia y eficiencia de las medidas correctivas pertinentes que aparezcan en la declaración.

Dentro del Plan no sólo hay que analizar la medida correctora sino su influencia en elementos adyacentes para descubrir posibles sistemas afectados. Se debe hacer que el uso de indicadores representativos, fiables y relevantes de la influencia en el sistema, así como fáciles de medir y de número reducido.

Lo anterior servirá de base para realizar las recomendaciones generales o específicas del proyecto, para que su afectación al medio sea temporal, transitoria o en el caso de impactos irreversibles la compensación o los beneficios socioeconómicos sean mayores y satisfagan tanto a las comunidades como a resolver una crisis energética a nivel nacional.

De no realizarse el Control Ambiental, el impacto al ambiente sería mucho más considerable y podrían afectar al medio biológico, cultural, social, atmosfera y paisaje. Por lo cual no hay forma de sustentar dicho proyecto sin un adecuado control ambiental.

DESARROLLO DEL PROYECTO IMPLEMENTANDO LAS MEDIDAS DE CONTROL AMBIENTAL

Para complementar los programas indicados en el Plan de Gestión Ambiental y Social del proyecto y para garantizar la vida útil del proyecto; es necesario iniciar de inmediato la implementación de las medidas de control ambiental.

En general en la formulación del Plan debería considerarse tres componentes:

- Socioeconómica
- Ambiental
- Fortalecimiento institucional

El componente socioeconómico, consideraría entre sus objetivos: promover la legalización y ordenamiento de las tierras, impulsar el desarrollo de la red de servicios de salud, educación y comunicaciones.

El Componente Ambiental; tiene como objetivo: los planes de desarrollo municipal ambiental.

El Componente de Fortalecimiento Institucional, tendría entre sus objetivos: apoyar la formulación de los planes de desarrollo local, municipal y ordenamiento territorial, impulsar la organización y participación comunitaria, favorecer la organización regional.

La síntesis de las medidas de mitigación o de Control Ambiental se contempla en el **PLAN DE GESTION AMBIENTAL** el cual debe entenderse como el conjunto de

criterios de carácter técnico que, en base a la predicción realizada sobre los efectos ambientales del proyecto, permitirá realizar un seguimiento eficaz y sistemático tanto del cumplimiento de las medidas de Control Ambiental que ordene la Secretaría de Recursos Naturales y ambiente (SERNA), como de aquellas otras alteraciones de difícil previsión que pudieran aparecer

XII. MEDIDAS DE MITIGACION

Recurso Suelo

1. Se promoverá que las excavaciones que se realicen dentro del Proyecto, se limiten a las labores planificadas y necesarias de forma tal que se dé el mínimo efecto en la topografía natural del terreno.
2. Aquellas excavaciones cuya profundidad sea mayor de un metro y en las que, por las condiciones de construcción de la obra, sea necesario que se desarrollen labores por parte de obreros de la construcción en su interior, deberán ser reforzadas según las condiciones técnicas del terreno, a fin de prevenir derrumbes y accidentes laborales.
3. Con el objetivo de prevenir accidentes por caídas, el contorno de las excavaciones deberá contar con un medio de prevención o de aviso que advierta los trabajadores o visitantes autorizados al área del proyecto.
4. Cuando el material removido durante las excavaciones, se coloque al lado de la misma, y deba ser utilizado nuevamente para su relleno, deberá ser protegido a fin de prevenir la contaminación.
5. Como parte de la planificación de la construcción, la empresa responsable de la misma deberá realizar una programación apropiada sobre la maquinaria a utilizar de forma tal que considere las medidas de protección ambiental y aquellas otras establecidas dentro del marco del trámite de los permisos y autorizaciones ambientales establecidas. Durante esta fase se tomará en cuenta lo siguiente:
 - a. La maquinaria y el equipo mecanizado deberán ser operados únicamente por el personal calificado designado, el cual deberá estar debidamente entrenado para tal fin y además, deberá conocer los protocolos ambientales establecidos para las actividades que van a desempeñar.

- b. Todos los equipos deben tener la identificación de la empresa constructora de la obra.
 - c. Elegir los equipos y maquinaria para la realización de una obra, tomando en consideración las particularidades del sitio y el cumplimiento de las medidas de protección ambiental.
 - d. Para trabajos que no exijan la modificación del suelo (que no implique remoción de capa vegetal, excavación, relleno, etc.), utilizar equipos y maquinaria que causen el menor daño al suelo tomando en cuenta los siguientes aspectos: (i) al exterior de las vías de circulación, evitar el paso repetido de vehículos en los mismos lugares, así como toda maniobra que pueda formar baches o alterar de forma significativa la condición de dichas vías; (ii) en zonas con suelos de baja capacidad de soporte, utilizar vehículos con orugas o que ejercen baja presión al suelo mediante tapiz de maderos o palos, u otros medios que permitan repartir la carga.
 - e. Utilizar únicamente equipos y maquinaria en buen estado para reducir los riesgos de fugas de aceite, lubricantes, hidrocarburos, las emisiones de ruido y de contaminantes a la atmósfera, etc. Todos los vehículos deben respetar los niveles máximos permisibles de emisión de gases contaminantes y humo establecidos en el Reglamento a la Ley de Tránsito sobre emisiones. No podrán admitirse ni contratarse como maquinaria del proyecto, equipos que representen una fuente evidente de contaminación al aire, particularmente por emisiones (gases, partículas y ruidos) o por goteos de sustancias hidrocarburadas.
 - f. Se deberán delimitar los accesos y áreas de trabajo para evitar la compactación de suelos debido al tránsito innecesario de maquinaria en otras áreas.
6. Durante la operación de la maquinaria en el proceso constructivo, se deberá restringir el uso de equipo y maquinaria pesada al horario diurno (6:00 a.m.- 6:00 p.m., como máximo). Cuando los trabajos deban ser ejecutados por la noche, previo permiso de las autoridades municipales, éstos se limitarán a actividades poco ruidosas. Será necesario informar a los vecinos inmediatos del área del proyecto con la debida anticipación.
7. Evitar la operación innecesaria de motores, a fin de reducir las molestias al medio provocadas por el ruido, el gas de escape, humo, polvo y cualquier otra molestia.

8. El mantenimiento de la maquinaria pesada utilizada en la obra, así como el llenado de combustible, cambio de aceite y lubricantes, deberá prioritariamente realizarse en los talleres mecánicos o estaciones gasolineras más cercanas al sitio del proyecto.
9. En caso de que las actividades de mantenimiento deben realizarse en el plantel, en un sitio impermeabilizado, y cercano al área de trabajo, de manera que no altere el equilibrio ecológico de la zona designada a este efecto.
10. El material por almacenar debe ser acordonado, apilado y cubierto en forma tal, que no impida el paso de los peatones o dificulte la circulación vehicular. Al finalizar los trabajos, los sitios de las obras y sus zonas contiguas deberán entregarse en óptimas condiciones de limpieza y libres de cualquier tipo de material de desecho, garantizando que las condiciones sean similares o mejores a las que se encontraban antes de iniciar las actividades.
11. El manejo y disposición de desechos y escombros, deberá hacerse de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente en materia de residuos sólidos ordinarios y peligrosos:
 - a. Deberá instalarse recipientes para recolección de basura, debidamente rotulados e identificados, en las áreas de trabajo;
 - b. Está prohibido mezclar materiales y elementos de construcción con otro tipo de residuos líquidos o peligrosos y basuras, entre otros;
 - c. Está prohibida la disposición final de materiales de construcción en áreas de espacio público, lotes baldíos, cuerpos de agua, riveras u orillas de ríos y quebradas o en el sistema de alcantarillado sanitario o pluvial;
 - d. Está prohibida la quema de desechos;
 - e. La recolección de desechos y escombros debe hacerse en forma periódica, mínimo una vez por semana o cuando se haya acumulado un volumen aproximado de 5 m³.
12. En ningún momento la basura o cualquier otro tipo de residuos sólido será quemado o enterrado.

Recurso Agua

1. Se respetará en lo posible el drenaje natural y se tomarán las medidas pertinentes apropiadas para permitir la escorrentía de las aguas con el fin de que se eviten las acumulaciones, la erosión y el arrastre de sedimentos.
2. Se evitará el desarrollo de la actividad de movimientos de tierras durante los periodos de lluvias intensas, a fin de disminuir al mínimo el acarreo de sedimentos desde las áreas de trabajo hacia los cauces receptores.

Recurso Aire

1. Para evitar que la operación de la maquinaria produzca emisiones gaseosas, de grado contaminante, la misma deberá contar con un adecuado mantenimiento y ajuste, de forma tal que cumplan los requisitos establecidos por la legislación vigente.
2. Se utilizará solo el equipo estrictamente necesario, y con la mayor eficiencia posible, de forma tal que se limiten al máximo las fuentes de impacto ambiental.
3. El humedecimiento de las superficies de rodamiento o trabajo se realizará preferentemente por medio de camiones cisterna, los cuales, en el caso que los estudios técnicos básicos del proyecto indiquen la existencia de un acuífero freático superficial bajo el proyecto, solo utilizarán agua de buena calidad el riego.

Flora

1. Prohibición de corta de vegetación fuera de las áreas delimitadas y autorizadas para ese fin.
2. No se permitirá que residuos sólidos, líquidos o cualquier otro elemento contaminante sea vertido en áreas con presencia de formaciones vegetales, ya sea natural o artificial por parte del personal de faenas.

3. Prohibición del uso de fuego.

Seguridad

1. Instalar un rótulo en cada entrada del sitio de la obra con dimensión mínima de 1.20 x 1.80 m que contenga por lo menos la información siguiente:
 - a. Nombre del propietario;
 - b. Nombre de la obra;
 - c. Nombre del constructor;
 - d. Nombre del o los profesionales responsables con número de afiliación de sus colegios respectivos;
 - e. Nombres de los residentes y supervisores con número de afiliación de sus colegios respectivos, incluyendo el responsable ambiental del proyecto;
 - f. Número de Viabilidad (Licencia) Ambiental del proyecto;
 - g. Número de la Bitácora;
 - h. Número del Permiso de construcción;
 - i. Plazo de construcción (Fechas previstas de inicio y terminación);
 - j. Características de la obra;
 - k. Dirección y teléfono a donde se puede dirigir la comunidad.
2. En el caso de interferencia prevista de los servicios públicos, comunicar con un mínimo de tres días de anticipación a la comunidad e implementar un Plan de Contingencia, para minimizar las molestias que esto genere. El Plan de Contingencia define las alternativas para asegurar la permanencia de los servicios públicos.
3. Establecer estrecha coordinación con las autoridades locales como la Municipalidad, el Cuerpo de Bomberos, la Cruz Roja, la autoridades de policía, y las oficinas regionales de la SERNA y de la Secretaría de Salud, y otras, que eventualmente pudieran prestar alguna colaboración en aquellas obras que afecten otros servicios públicos o potencialmente signifiquen un riesgo.

4. Proporcionar a los empleados, capacitación inicial y entrenamiento continuo en salud y seguridad, que debe incluir entre otros, los siguientes temas:
 - a. Responsabilidades en la prevención de accidentes y mantenimiento de un ambiente de trabajo seguro y agradable;
 - b. Normas y procedimientos generales de seguridad y salud;
 - c. Disposiciones referentes a respuesta ante emergencias y contingencias;
 - d. Procedimientos para reportar accidentes y corregir condiciones y prácticas inseguras.
5. Los empleados deberán usar el equipo de protección personal necesario para mantener su exposición dentro de límites aceptables, y estar debidamente entrenados en el uso correcto de este equipo. El constructor por su parte, deberá adoptar los mecanismos necesarios para asegurar el uso del equipo de protección personal de su personal.
6. En el caso de las instalaciones eléctricas temporales deberán aplicarse medidas de seguridad apropiadas, con protección de cables, sellado seguro de puntos de unión, rotulación de advertencia y mantener el mayor orden posible.
7. Todos los visitantes del área de construcción deberán contar con las medidas de seguridad señaladas en esta sección, respecto al uso de equipo mínimo para permanecer en las instalaciones (casco, chaleco, zapatos apropiados y anteojos de seguridad).
8. El agua para consumo humano deberá cumplir con la Norma técnica Nacional para la calidad del agua potable, en vigencia desde el 4 de octubre de 1995.

Compensación

1. Se deberá brindar apoyo en educación ambiental a la municipalidad de Choluteca, así como a las escuelas cercanas ubicadas en la Comunidad de San José de la Landa.

RESUMEN PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL (PGA)

Tema de Referencia	Medida Ambiental	Fecha máxima de implementación	Responsable	Recurso Financiero	Legislación aplicable	Verificación del Cumplimiento
Recurso Suelo	1. Se promoverá que las excavaciones que se realicen dentro del Proyecto, se limiten a las labores planificadas y necesarias de forma tal que se dé el mínimo efecto en la topografía natural del terreno.	Durante las actividades de construcción	Contratista	Ninguno	Ley General del Ambiente Ley de Municipalidades	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
	2. Aquellas excavaciones cuya profundidad sea mayor de un metro y en las que, por las condiciones de construcción de la obra, sea necesario que se desarrollen labores por parte de obreros de la construcción en su interior, deberán ser reforzadas según las condiciones técnicas del terreno, a fin de prevenir derrumbes y accidentes laborales.	Durante las actividades de construcción	Contratista	L. 10,000.00	Ley General del Ambiente Ley de Municipalidades	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
	3. Cuando el material removido durante las excavaciones, se coloque al lado de la misma, y deba ser utilizado	Durante las actividades de construcción	Contratista	L. 3,000.00	Ley General del Ambiente Ley de	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de

	nuevamente para su relleno, deberá ser protegido de la erosión eólica o pluvial a fin de prevenir la contaminación.				Municipalidades	Choluteca y SERNA
	<p>4. Como parte de la planificación de la construcción, la empresa responsable de la misma deberá realizar una programación apropiada sobre la maquinaria a utilizar de forma tal que considere las medidas de protección ambiental y aquellas otras establecidas dentro del marco del trámite de los permisos y autorizaciones ambientales establecidas. Durante esta fase se tomará en cuenta lo siguiente:</p> <p>a. La maquinaria y el equipo mecanizado deberán ser operados únicamente por el personal calificado designado, el cual deberá estar debidamente entrenado para tal fin y además, deberá conocer los protocolos ambientales establecidos para las actividades que van a desempeñar.</p>	Al inicio de las actividades de construcción	Contratista	Ninguno	Ley General del Ambiente	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA

	<p>b. Todos los equipos deben tener la identificación de la empresa constructora de la obra.</p> <p>c. Elegir los equipos y maquinaria para la realización de una obra, tomando en consideración las particularidades del sitio y el cumplimiento de las medidas de protección ambiental.</p> <p>d. Para trabajos que no exijan la modificación del suelo (que no implique remoción de capa vegetal, excavación, relleno, etc.), utilizar equipos y maquinaria que causen el menor daño al suelo tomando en cuenta los siguientes aspectos: (i) al exterior de las vías de circulación, evitar el paso repetido de vehículos en los mismos lugares, así como toda maniobra que pueda formar baches o alterar de forma significativa la condición de dichas vías; (ii) en zonas con suelos de baja capacidad de soporte, utilizar vehículos con orugas o que ejercen</p>					
--	---	--	--	--	--	--

	<p>baja presión al suelo mediante tapiz de maderos o palos, u otros medios que permitan repartir la carga.</p> <p>e. Utilizar únicamente equipos y maquinaria en buen estado para reducir los riesgos de fugas de aceite, lubricantes, hidrocarburos, las emisiones de ruido y de contaminantes a la atmósfera, etc. Todos los vehículos deben respetar los niveles máximos permisibles de emisión de gases contaminantes y humo establecidos en el Reglamento a la Ley de Tránsito sobre emisiones. No podrán admitirse ni contratarse como maquinaria del proyecto, equipos que representen una fuente evidente de contaminación al aire, particularmente por emisiones (gases, partículas y ruidos) o por goteos de sustancias hidrocarbурadas.</p> <p>f. Se deberán delimitar los accesos y áreas de trabajo para evitar la compactación de suelos</p>					
--	--	--	--	--	--	--

	debido al tránsito innecesario de maquinaria en otras áreas.					
	5. Durante la operación de la maquinaria en el proceso constructivo, se deberá restringir el uso de equipo y maquinaria pesada al horario diurno (6:00 a.m.-6:00 p.m., como máximo). Cuando los trabajos deban ser ejecutados por la noche, previo permiso de las autoridades municipales, éstos se limitarán a actividades poco ruidosas. Será necesario informar a los vecinos inmediatos del área del proyecto con la debida anticipación.	Durante las actividades de construcción	Contratista	Ninguno	Ley de Municipalidades	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
	6. Evitar la operación innecesaria de motores, a fin de reducir las molestias al medio provocadas por el ruido, el gas de escape, humo, polvo y cualquier otra molestia.	Durante las actividades de construcción	Contratista	Ninguno	Ley General del Ambiente	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
	7. En caso de que las actividades de mantenimiento deben	Durante las actividades de construcción	Contratista	Ninguno	Ley General del Ambiente	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de

	realizarse en el plantel, en un sitio impermeabilizado, y cercano al área de trabajo, de manera que no altere el equilibrio ecológico de la zona designada a este efecto.					Choluteca y SERNA
8.	Vigilar de manera constante los equipos y maquinaria pesada, ya sea ésta fija o móvil, así como cualquier manipulación de hidrocarburos, lubricantes y otras sustancias nocivas para prevenir derrames accidentales.	Durante las actividades de construcción	Contratista	Ninguno	Ley General del Ambiente	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
9.	El material por almacenar debe ser acordonado, apilado y cubierto en forma tal, que no impida el paso de los peatones o dificulte la circulación vehicular y evite la erosión eólica.	Durante las actividades de construcción	Contratista	Ninguno	Ley General del Ambiente	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
10.	Al finalizar los trabajos, los sitios de las obras y sus zonas contiguas deberán entregarse en óptimas condiciones de limpieza y libres de cualquier tipo de material de desecho,	Al finalizar la etapa de construcción	Contratista	Ninguno	Ley General del Ambiente	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA

	<p>garantizando que las condiciones sean similares o mejores a las que se encontraban antes de iniciar las actividades.</p>					
	<p>11. El manejo y disposición de desechos y escombros, deberá hacerse de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente en materia de residuos sólidos ordinarios y peligrosos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Deberá instalarse recipientes para recolección de basura, debidamente rotulados e identificados, en las áreas de trabajo; b. Está prohibido mezclar materiales y elementos de construcción con otro tipo de residuos líquidos o peligrosos y basuras, entre otros; c. Está prohibida la disposición final de materiales de construcción en áreas de espacio público, lotes baldíos, cuerpos de agua, riveras u orillas de ríos y quebradas o en el sistema de alcantarillado 	<p>Durante las actividades de construcción</p>	<p>Contratista</p>	<p>Ninguno</p>	<p>Ley General del Ambiente Reglamento de Residuos Sólidos Ley de Municipalidades</p>	<p>Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA</p>

	<p>sanitario o pluvial;</p> <p>d. Está prohibida la quema de desechos;</p> <p>e. La recolección de desechos y escombros debe hacerse en forma periódica, mínimo una vez por semana o cuando se haya acumulado un volumen aproximado de 5 m³.</p>					
	<p>12. En ningún momento la basura o cualquier otro tipo de residuos sólido será quemado o enterrado.</p>	<p>Durante las actividades de construcción</p>	<p>Contratista</p>	<p>Ninguno</p>	<p>Reglamento de Residuos Solidos</p>	<p>Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA</p>
<p>Recurso Agua</p>	<p>1. Se respetará en lo posible el drenaje natural y se tomarán las medidas pertinentes apropiadas para permitir la escorrentía de las aguas con el fin de que se eviten las acumulaciones, la erosión y el arrastre de sedimentos.</p>	<p>Durante las actividades de construcción</p>	<p>Contratista</p>	<p>Ninguno</p>	<p>Ley General del Ambiente</p>	<p>Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA</p>
	<p>2. Se evitará el desarrollo de la actividad de movimientos de tierras durante los periodos de lluvias intensas, a fin de</p>	<p>Al comenzar la construcción</p>	<p>Contratista</p>	<p>Ninguno</p>	<p>Ley General del Ambiente</p>	<p>Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y</p>

	disminuir al mínimo el acarreo de sedimentos desde las áreas de trabajo hacia los cauces receptores.					SERNA
Recurso Aire	1. Para evitar que la operación de la maquinaria produzca emisiones gaseosas, de grado contaminante, la misma deberá contar con un adecuado mantenimiento y ajuste, de forma tal que cumplan los requisitos establecidos por la legislación vigente.	Antes de comenzar actividades de construcción	Contratista	Ninguno	Reglamento para la Regulación de Emisiones de Gases Contaminantes y Humo de Vehículos Automotores	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
	2. Se utilizará solo el equipo estrictamente necesario, y con la mayor eficiencia posible, de forma tal que se limiten al máximo las fuentes de impacto ambiental.	Durante las actividades de construcción	Contratista	Ninguno	Ley General del Ambiente	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
	3. El humedecimiento de las superficies de rodamiento o trabajo se realizará preferentemente por medio de camiones cisterna, los cuales, en el caso que los	Al momento de realizar la actividad	Contratista	L. 8,000.00	Ley General del Ambiente Código de Salud	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA

	estudios técnicos básicos del proyecto indiquen la existencia de un acuífero freático superficial bajo el proyecto, solo utilizarán agua de buena calidad el riego.					
Flora	1. Prohibición de corta de vegetación fuera de las áreas delimitadas y autorizadas para ese fin.	Durante la construcción del proyecto	Contratista	Ninguna	Ley Forestal de las Áreas Protegidas y la Vida Silvestre	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
	2. No se permitirá que residuos sólidos, líquidos o cualquier otro elemento contaminante sea vertido en áreas con presencia de formaciones vegetales, ya sea natural o artificial por parte del personal de faenas.	Durante la construcción del proyecto			Ley Forestal de las Áreas Protegidas y la Vida Silvestre Ley General del Ambiente	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
	3. Prohibición del uso de fuego.	Durante la construcción del proyecto			Ley Forestal de las Áreas Protegidas y la Vida Silvestre	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
Seguridad	1. Instalar un rótulo en cada entrada del sitio de la obra con dimensión mínima de 1.20 x 1.80 m que contenga por lo menos la información siguiente: a. Nombre del propietario;	Al iniciar las actividades de construcción	Dueño del proyecto	L. 5,000.00	Ley General del Ambiente Código de Salud	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA

	<p>b. Nombre de la obra; c. Nombre del constructor; d. Nombre del o los profesionales responsables con número de afiliación de sus colegios respectivos; e. Nombres de los residentes y supervisores con número de afiliación de sus colegios respectivos, incluyendo el responsable ambiental del proyecto; f. Número de Viabilidad (Licencia) Ambiental del proyecto; g. Número de la Bitácora; h. Número del Permiso de construcción; i. Plazo de construcción (Fechas previstas de inicio y terminación); j. Características de la obra; k. Dirección y teléfono a donde se puede dirigir la comunidad.</p>					
	<p>2. En el caso de interferencia prevista de los servicios públicos, comunicar con un mínimo de tres días de anticipación a la comunidad e implementar un Plan de</p>	<p>Durante la construcción</p>	<p>Dueño del proyecto</p>	<p>Ninguno</p>	<p>Ley General del Ambiente Código de Salud</p>	<p>Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA</p>

	Contingencia, para minimizar las molestias que esto genere. El Plan de Contingencia define las alternativas para asegurar la permanencia de los servicios públicos.					
	3. Establecer estrecha coordinación con las autoridades locales como la Municipalidad, el Cuerpo de Bomberos, la Cruz Roja, la autoridades de policía, y las oficinas regionales de la SERNA y de la Secretaría de Salud, y otras, que eventualmente pudieran prestar alguna colaboración en aquellas obras que afecten otros servicios públicos o potencialmente signifiquen un riesgo.	Permanente	Dueño del proyecto	Ninguno	Código de Salud	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
	4. Proporcionar a los empleados, capacitación inicial y entrenamiento continuo en salud y seguridad, que debe incluir entre otros, los siguientes temas: a. Responsabilidades en la prevención de accidentes y mantenimiento de un ambiente de trabajo	Al inicio de las actividades de construcción	Dueño del proyecto	L. 5,000.00	Código de Salud Código de Trabajo	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA

	<p>seguro y agradable;</p> <p>b. Normas y procedimientos generales de seguridad y salud;</p> <p>c. Disposiciones referentes a respuesta ante emergencias y contingencias;</p> <p>d. Procedimientos para reportar accidentes y corregir condiciones y prácticas inseguras.</p>					
	<p>5. Los empleados deberán usar el equipo de protección personal necesario para mantener su exposición dentro de límites aceptables, y estar debidamente entrenados en el uso correcto de este equipo. El constructor por su parte, deberá adoptar los mecanismos necesarios para asegurar el uso del equipo de protección personal de su personal</p>	<p>Antes de comenzar actividades de construcción</p>	<p>Contratista</p>	<p>L. 10,000.00</p>	<p>Código de Salud Código de Trabajo</p>	<p>Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA</p>
	<p>6. En el caso de las instalaciones eléctricas temporales deberán aplicarse medidas de seguridad apropiadas, con protección de cables, sellado seguro de puntos de unión, rotulación de advertencia y mantener el</p>	<p>Durante la etapa de construcción</p>	<p>Contratista</p>	<p>L. 6,000.00</p>	<p>Código de Salud</p>	<p>Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA</p>

	mayor orden posible.					
	7. Todos los visitantes del área de construcción deberán contar con las medidas de seguridad señaladas en esta sección, respecto al uso de equipo mínimo para permanecer en las instalaciones (casco, chaleco, zapatos apropiados y anteojos de seguridad).	Durante la etapa de construcción	Contratista	Ninguno	Código de Salud Código de Trabajo	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
	8. El agua para consumo humano deberá cumplir con la Norma técnica Nacional para la calidad del agua potable, en vigencia desde el 4 de octubre de 1995.	Durante la etapa de construcción	Contratista	L. 5,000.00	Código de Salud Código de Trabajo	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA
Compensación	1. Se deberá brindar apoyo en educación ambiental a la municipalidad de Choluteca, así como a las escuelas cercanas ubicadas en la Comunidad de San José de la Landa.	En las actividades de operación del proyecto	Dueño del proyecto	L. 20,000.00	Ley General del Ambiente	Informe de cumplimiento a presentar a la UMA de Choluteca y SERNA

XIII. PLAN DE MONITOREO GENERAL DEL PROYECTO**Objetivo**

Con el control y seguimiento ambiental se dispone a que el ejecutor cumpla con las acciones de mitigación, los programas y requerimientos contenidos en el PGA.

Como componente complementario del PGA se debe contemplar un Programa de Control y Seguimiento Ambiental, para garantizar el cumplimiento de los requerimientos de los requerimientos del PGA y de las especificaciones requeridas. En este programa se deber contemplar la contratación de un Regente Ambiental, señalándose en el mismo de manera precisa y clara todas las funciones que dicho inspector debe realizar en cada frente de trabajo durante a operación del proyecto de generación de energía solar.

Las labores de control, supervisión y auditoria, serán ejecutadas por un regente ambiental contratado para el proyecto. El trabajo del regente ambiental consistirá en verificar que las medidas de mitigación descritas en el Plan de Gestión Ambiental del proyecto sean llevadas a cabo, con el propósito de proteger al medio ambiente y asegurar la calidad de vida de sus empleados.

XIV. PLAN DE CONTINGENCIA

El plan de contingencia para la planta de energía solar consiste en un análisis detallado de la posible ocurrencia de algún incidente tanto en etapa de construcción como de operación, el propósito del mismo es contar con una herramienta de respuesta que de lineamientos para actuar de manera correcta buscando mantener la seguridad de las personas, medio ambiente y bienes de las instalaciones.

Objetivos

Establecer las medidas y/o acciones inmediatas en caso de destares naturales o provocados por el hombre.

Brindar protección de alto nivel contra todo posible evento la integridad física de las instalaciones, empleados, medio ambiente, población local y propiedad privada.

Reducir los impactos potenciales ambientales y otros impactos durante la construcción y operación del proyecto.

Ejecutar las acciones de control durante y después de la ocurrencia de desastres.

Capacitar e instruir a todo el personal en cuanto a la acción ante emergencias.

Alcance

El alcance de este plan es para responder por las operaciones de la planta solar entender cada una de las implicancias en su operación así como utilizar todos los medios humanos y técnicos para poder controlar la contingencia en el menor tiempo posible.

Este mismo también ayudara a la identificación de la naturaleza del riesgo ya sea tecnológico por algún mal funcionamiento del sistema o de carácter natural.

Organización

Durante la etapa constructiva será la empresa contratista la que deberá llevar a cabo el plan de contingencias en lo que le competa mientras dure la construcción del proyecto (incendios, sismos, accidentes laborales, etc).

Dadas las características del proyecto se deberán manejar unidades de contingencias diferentes, cada unidad deberá contar con un jefe el que estará comprometido a realizar las acciones iniciales de emergencia.

En la etapa de construcción las actividades y obras estarán a cargo del personal de la obra constructiva y en etapa de operación estará a cargo del personal de mantenimiento y desarrollo del funcionamiento de la planta.

Las funciones del personal de la unidad de contingencias son:

Jefe de Unidad:

- ✓ Avisa de la emergencia a la empresa contratista y/o dueños de la planta según sea el caso.
 - ✓ Canaliza las actividades de la unidad de contingencia tanto en la fase durante la contingencia y de evacuación en caso de que sea necesario.
 - ✓ Coordina todas las acciones con las entidades de apoyo ante situaciones de emergencia.
 - ✓ Ordena la evacuación del personal en caso de ser necesario. Comprueba la presencia de todo el personal e inicia búsqueda en caso de que existiese algún desaparecido.
- Personal de la unidad de Contingencias
- ✓ Una vez de ser alertados se dirigen a la zona del siniestro.
 - ✓ Se ponen a disposición del jefe de la unidad
 - ✓ Hacen uso de los equipos contra incendios y de los primeros auxilios.
 - ✓ Identifican de la existencia de heridos y los acompañan hasta su traslado.
 - ✓ Están pendientes de que durante el siniestro se presente nuevos heridos.
 - ✓ Colaboran con las indicaciones de las entidades de apoyo ante cualquier siniestro.
- Resto del personal
- ✓ Si es testigo del hecho se da la voz de alarma notificando al jefe de la unidad de contingencias.
 - ✓ Actúan únicamente cuando no estén expuestos a ningún riesgo.

En la implementación del plan contingencia se debe de tener en cuenta los siguientes temas:

1. Realización de brigadas de emergencia con el personal permanente en el proyecto ya sea de construcción u operación. Esto es una estructura permanente cuyas tareas especializadas los hacen responsables de coordinar y ejecutar todas las actividades para la prevención, preparación y respuesta ante un desastre y su función básica es responder ante toda situación de emergencia que se presente en el proyecto tanto en etapa constructiva como constructiva.

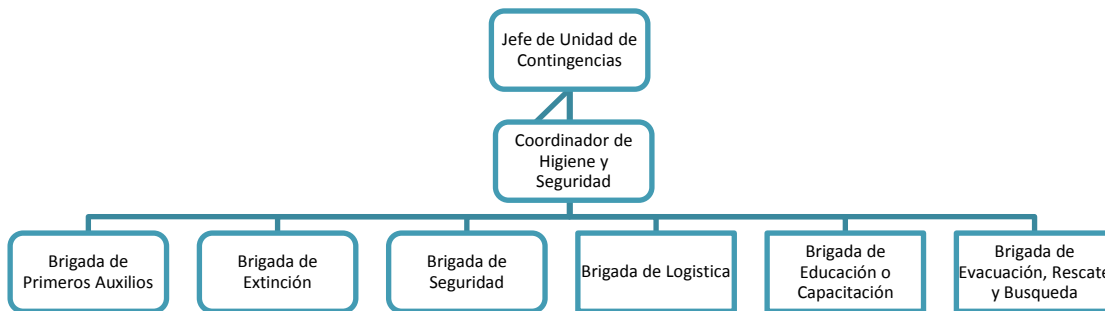
Lo mínimo de brigadas que debe tener el proyecto son:

- Brigada de primeros auxilios
- Brigada de extinción
- Brigada de evacuación, búsqueda y rescate

- Brigada de educación o capacitación
- Brigada de seguridad
- Brigada de logística

Estas brigadas deberán ser manejadas por un encargado o coordinador de brigadas y este deberá estar sujeto al director o jefe de la unidad de contingencias del proyecto.

A continuación se le presenta la estructura del comité de brigadas con que debe contar el proyecto:



El personal de los comités deberán estar en comunicación con las autoridades respectivas en caso de una emergencia mayor para así poder acatar lo establecido por las autoridades en caso de emergencia.

2. Señalización del proyecto tanto en etapa constructiva como operativa de las diferentes zonas que existen en él, la señalización es un componente que transmite información sobre el estado, ubicación y características del equipo y las distintas áreas destinadas a las diversas actividades que se realizaran en el proyecto. Se utiliza el sistema de señalización para dar mejor, mayor ubicación y orientación, al personal en general y personas ajenas al proyecto.

Es por ello que la señalización se debe de realizar mediante rótulos visibles, claros y entendibles. La señalización se realiza con un respectivo recorrido en el sitio para la identificación de:

- Zonas seguras

- Rutas de evacuación
 - Velocidad internas para vehículos,
 - Puntos de encuentro o puntos seguros
 - Áreas inflamables
 - Ubicación de extintores
 - Salidas de emergencia
 - Áreas de trabajo (bodegas, carpintería, parqueos, oficinas, etc)
 - Áreas de peligro latente
 - Utilización de dispositivos de seguridad personal
 - Zonas no seguras y de uso restringido
3. Colocación de un botiquín de primeros auxilios, este deberá ser equipado con los siguientes medicamentos:
- ✓ Analgésicos para el dolor de cabeza.
 - ✓ Analgésico o antiespasmódico para el dolor estomacal.
 - ✓ Desinfectantes de heridas de primer grado.
 - ✓ Alcohol.
 - ✓ Agua Oxigenada.
 - ✓ Algodón.
 - ✓ Esparadrapo y gasas.
 - ✓ Medicina para la curación de heridas.
 - ✓ Ungüento para torceduras y dolores musculares.
 - ✓ Vendas
- Es importante mencionar que dicho botiquín estará acondicionado con medicamentos para heridas, accidentes o dolencias de primer grado, el cual no requiere de asistencia médica o profesional. La ubicación de este botiquín deberá ser en un lugar que esté al alcance de los empleados expuestos a sufrir accidentes de cualquier índole, con el fin de poder utilizar los medicamentos en el momento que se necesiten.
4. Unidades móviles de desplazamiento rápido, la unidad de contingencias deberá contar con vehículos que aunque cumplan funciones dentro de las actividades normales para el desarrollo del proyecto, en caso de presentarse una situación de emergencia deberán acudir rápidamente al llamado que se le haga durante un siniestro. Dichos vehículos deberán permanecer en buen estado y ser revisados periódicamente para que su funcionamiento sea adecuado y en caso de no estar en buen estado deberá reemplazarse. Se deberá identificar el hospital o centro de salud

más cercano en caso de presentarse heridos o alguna situación en que se necesitare movilizar personal para ellos.

5. Equipo contra incendios se contará con los mismos en todas las instalaciones del proyecto, y que estén ubicados de manera estratégica en los sitios que se necesiten, para la adquisición de este equipo se hará mediante la brigada de logística.
6. Equipo de protección para todo el personal los cuales deberán reunir las condiciones mínimas de resistencia, durabilidad, comodidad para lograr la protección de los empleados contratados ante la ocurrencia de cualquier suceso durante la ejecución del proyecto.

Para que el funcionamiento de este plan se vea reflejado en el cumplimiento de los objetivos en el planteado se debe procurar la capacitación del personal que ha sido elegido para que lleve a cabo la ejecución del plan en caso de sufrir algún siniestro. Así mismo es el personal de la unidad de contingencias la que deberá coleccionar la información para así poder evaluar el funcionamiento del mismo y a su vez poder hacer las sugerencias necesarias para cambios del mismo en busca de una mejora siempre.

Procedimientos para capacitar el personal en general.

1. Una vez determinada la señalización se deberá partir de allí para la distribución de encargados, emergencias y responsabilidades.
2. Destinar el personal destinado para salvamento en caso de emergencia, los cuales deben tener presente que la prioridad es la vida humana y moverlos de un lugar de riesgo a uno de menos o nulo peligro.
3. Socializar el plan de contingencia con todo el personal del proyecto y de recibir instrucciones del actuar en caso de presentarse algún evento adverso.
4. Designar un empleado para que vele por el cumplimiento del plan de contingencias.
5. La persona encargada de ofrecer los primeros auxilios deberán ser realizados por un médico o enfermero, en caso de contar con uno, uno de los empleados permanentes que este calificado para ello y que deberá estar presente uno por diferente área de trabajo.
6. Solicitar asistencia médica en caso extremo con algún centro hospitalario cercano.
7. Realización de simulacros periódicos y revisión de equipo para corroborar su operatividad.

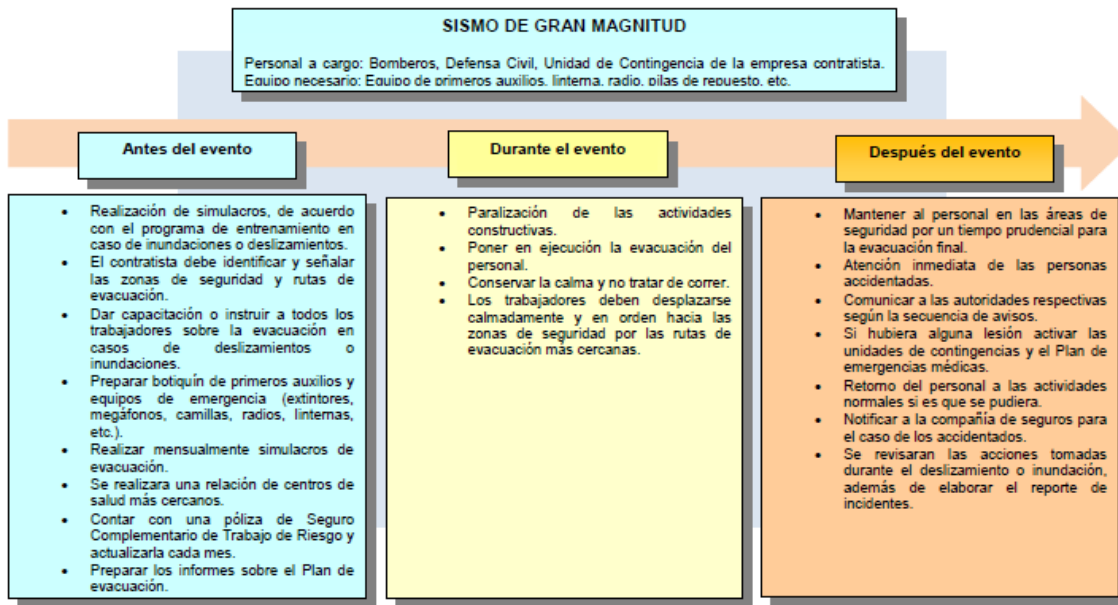
Existen contingencias que son ocasionadas por el hombre como ser derrames de líquidos, gases, vertimientos de aguas residuales, ruptura de una tubería, mala

disposición de desechos sólidos, entre otros. Los tipos de emergencia que este plan contempla son las siguientes:

- Sismos
- Incendios
- Accidentes laborales-lesiones corporales
- Accidentes vehiculares
- Derrame de hidrocarburos

Las acciones que a continuación se le presentan son procedimientos específicos para diferentes los diferentes tipos de suceso que puedan presentarse en la planta:

Procedimiento de Respuesta ante un sismo



Procedimiento de Respuesta contra Incendio

Los sitios donde puede presentarse un conato de incendio debido a los materiales combustibles o por un incendio eléctrico son:

- Área de oficinas administrativas
- Área de bodega y materiales de planta
- Centro de transformación

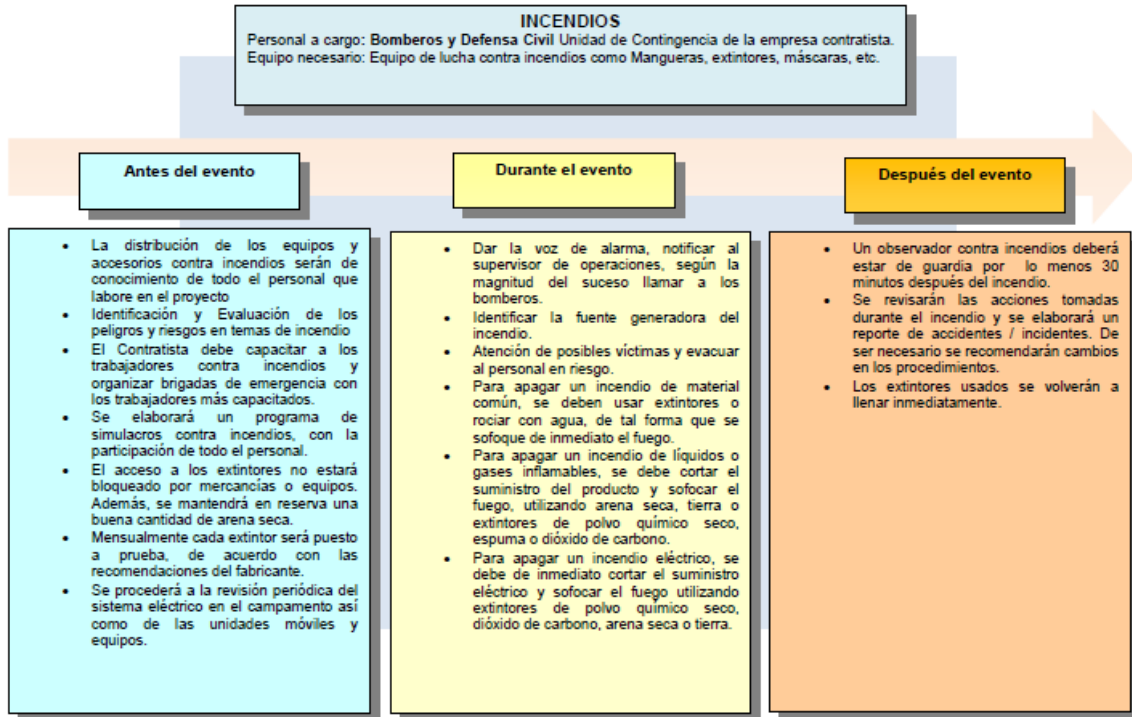
Para cualquiera de estos sitios se produjese una situación de incendio las acciones a seguir son las siguientes:

- La persona que identifique que exista el incendio en caso de que no sea capacitado para la utilización de los equipos portátiles para combatir incendios deberá ser la voz de alarma para el encargado del área en donde se identifico el incendio; caso

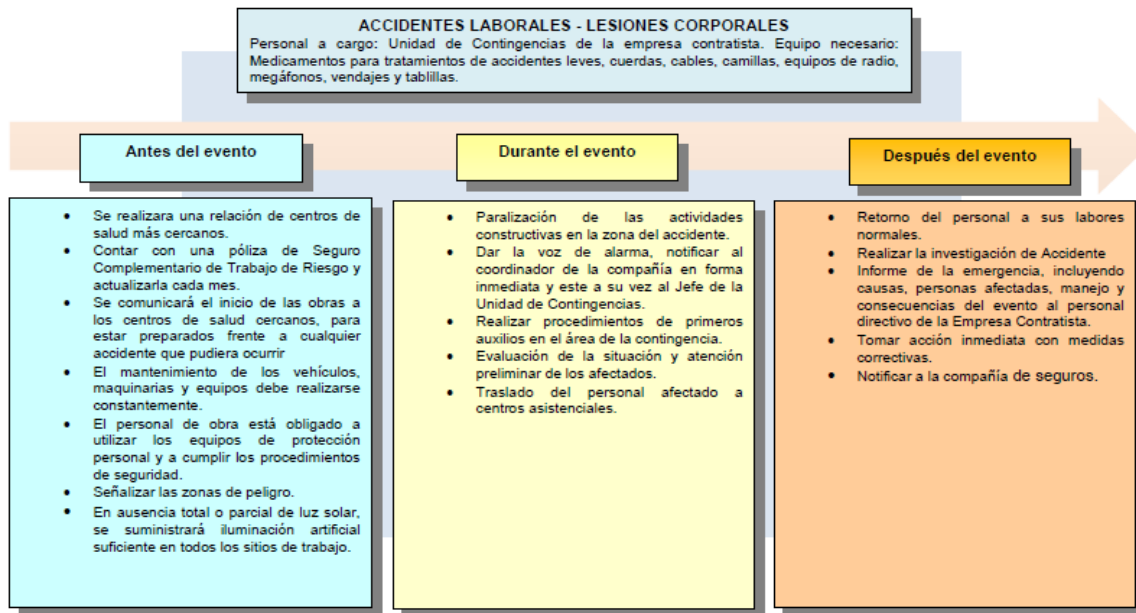
contrario si el fuego es de dimensiones controlables para la persona deberá hacer uso de los equipos portátiles contra incendio asimismo notificar al jefe de la unidad de contingencias para documentar el suceso.

- Si el fuego se origina en el equipo eléctrico se deberá solicitar al encargado del cuarto de energía que suspenda la generación de energía, que se activen las seguridades del caso y a su vez hacerle frente a la situación correctamente.
- Si el fuego es de considerable magnitud se deberá comunicar y solicitar el apoyo al Benemérito Cuerpo de Bomberos de Honduras más cercano a la zona del proyecto y realizar una evacuación del personal.

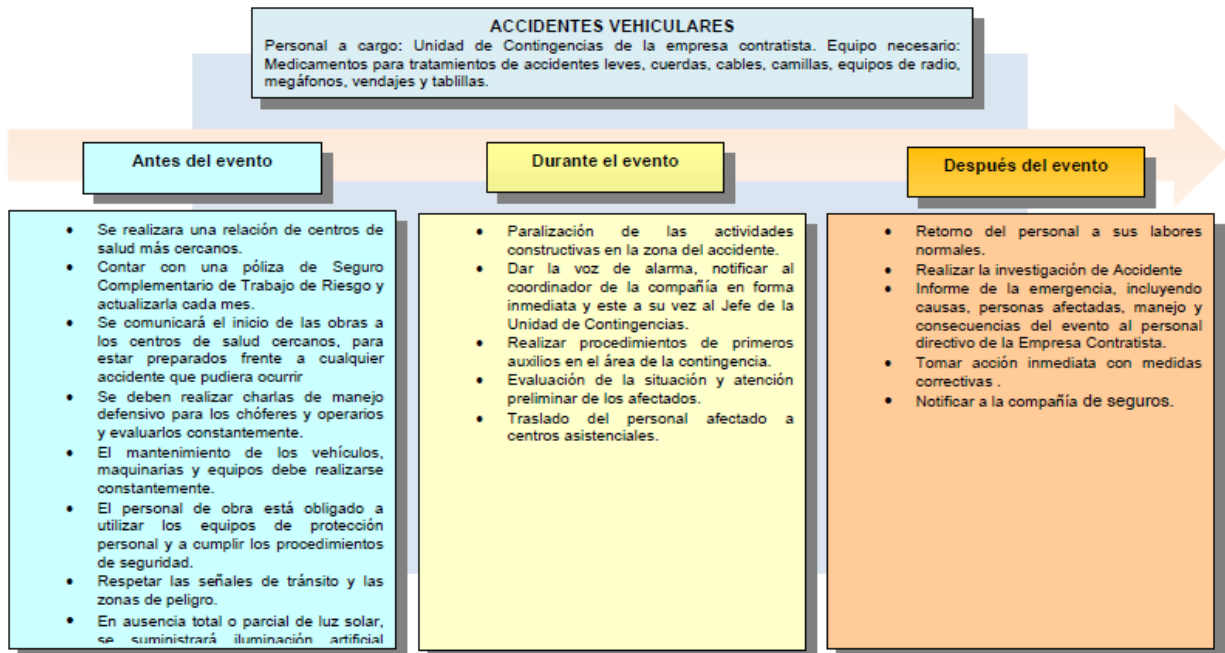
Toda la brigada de Incendio que deberá estar diseminada por todos los frentes de trabajo del proyecto tanto en operación y construcción deberá ser capacitada para reconocer que tipo de fuego es y si está en su posibilidad de extinguirlo que utilice el equipo correcto para combatir el mismo.



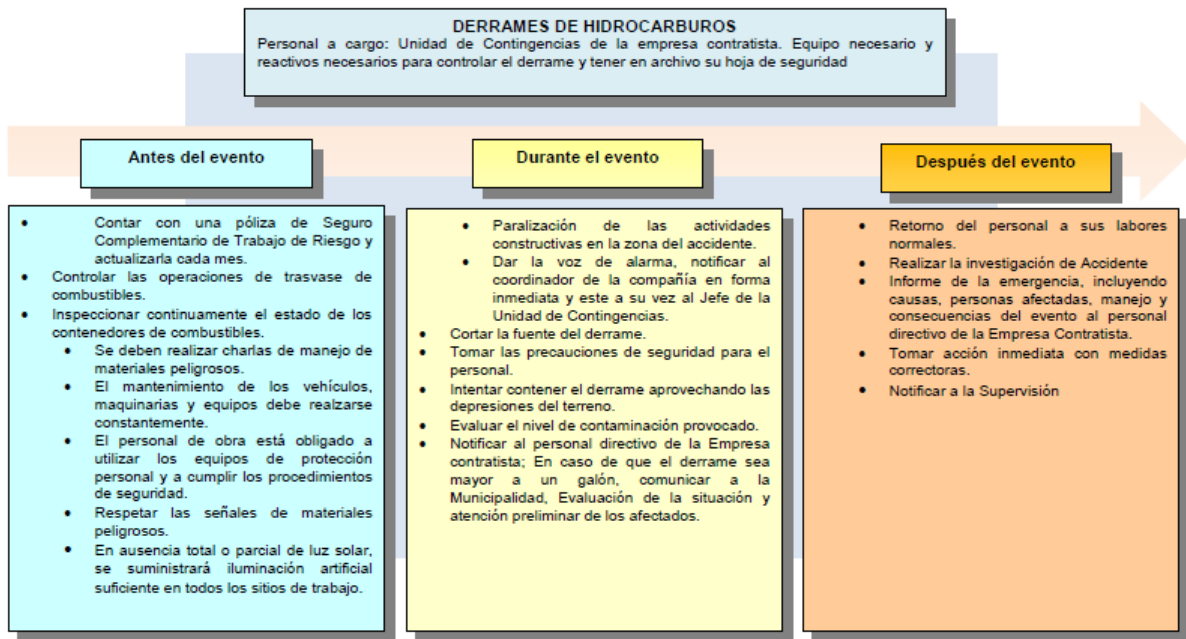
Procedimiento de respuesta para accidentes laborales



Procedimiento para accidentes vehiculares



Procedimiento de respuesta para derrames de hidrocarburos



Es de importancia mencionar que dado que los sistemas de energía solar están diseñados para estar a la intemperie y dada esa condición no se maneja como posible evento adverso lo que son lluvias, tormentas tropicales (huracanes), granizo ya que la estructura de los paneles está planteada para poder soportar las magnitudes de los fenómenos hidrometeorológicos.

Simulacros

El jefe de la unidad de contingencias deberá realizar el plan y ejecutar simulacros con el fin de atender emergencias en todo el nivel del interior de la organización.

Se ejecutaran las siguientes actividades:

- Simulacro anual de respuesta ante un principio de incendio.
- Entrenamientos semestrales en el uso de equipo de respuesta para incendio, en procedimiento de evacuación de la planta y en cómo manejar un derrame de hidrocarburos.

Monitoreo

Para monitorear el funcionamiento del plan se deberá:

- Monitoreo y registro de las actividades consideradas relevantes en caso de emergencia para poder verificar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y del mismo plan.
- Seguimiento al plan de contingencias para ver su efectividad y cumplimiento.

- Coordinación y comunicación con las entidades pertinentes en caso de emergencias.

Para el monitoreo y seguimiento del plan se llevarán registros de todos los eventos (accidentes laborales, derrame de hidrocarburos, accidentes vehiculares, incendios, sismos) que se presenten en las instalaciones del proyecto. Este para poder identificar las debilidades del plan y en sus actualizaciones posteriores hacer las recomendaciones para su mejora.

Plan didáctico

Para informar sobre la existencia de este plan de contingencia es de vital importancia informar a los empleados del proyecto tanto para etapa de construcción como de operación de la existencia del mismo, con una serie de capacitaciones en lo que se identifico como posibles riesgos para el proyecto.

Se maneja un glosario para manejar el mismo concepto de los riesgos posibles y deberá ser en un lenguaje entendible para todo el personal.

Durante la etapa constructiva se calendarizarán las respectivas jornadas de capacitación para los aspectos antes descritos, para ello se contará con el apoyo de los Bomberos y Cruz Roja. Para poder capacitar al personal y realizar la conformación de las brigadas de emergencia descritas anteriormente. Una vez se elija a los encargados de cada brigada ellos quedaran en la capacidad de instruir a los empleados que se contraten posteriormente a las mismas para que se empapen de la metodología de respuesta que se maneja en el proyecto.

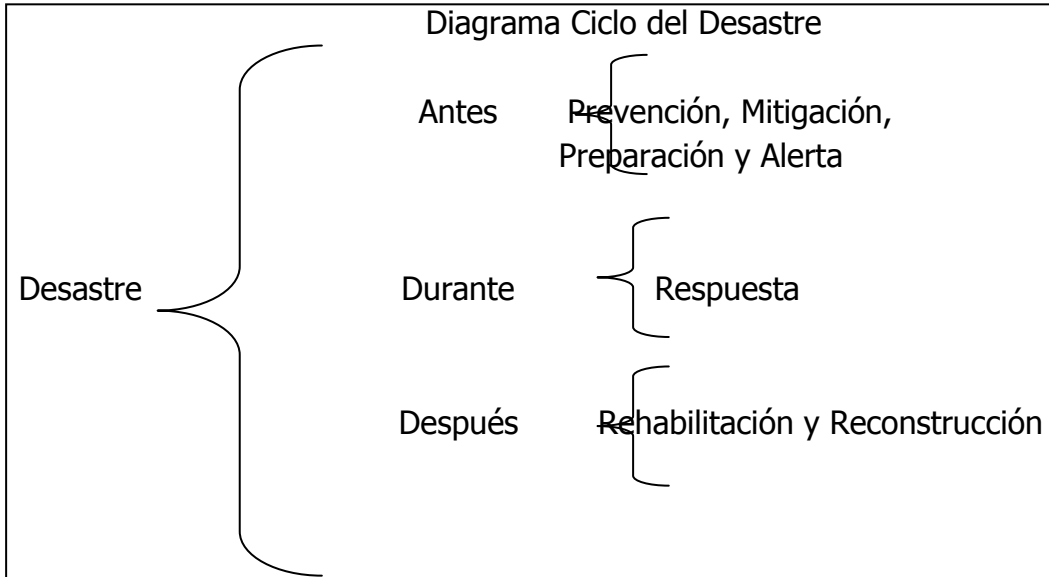
Capacitación brindada por El Benemérito Cuerpo de Bomberos:

Deberá capacitar a todos los empleados presentes en ese momento del proyecto en el manejo del equipo de extinción para fuegos pequeños y designar una persona para el manejo del mismo en caso de presentarse una situación el cual deberá realizar sus actividades de trabajo en un área cercana a la ubicación del equipo. Así mismo se deberá acatar lo establecido por ellos dada su vasta experiencia, en lo que se refiera a rutas de evacuación y que hacer en caso de sismos.

Capacitación brindada por la Cruz Roja:

En esta capacitación se brindara los conocimientos acerca de los primeros auxilios que se debe de proporcionar a las víctimas de heridas leves o inclusive a heridos graves mientras llegan los cuerpos de auxilio a atender la emergencia. Las personas que reciban este entrenamiento estarán en la capacidad de atender las emergencias que se susciten en el proyecto. Se deberá de procurar que los empleados capacitados en esta rama se encuentren en las diferentes jornadas de trabajo para poder atender las emergencias a cualquier hora que se presenten.

En el manejo de desastres se maneja con una metodología la que es conocida como el ciclo del desastre el cual se maneja en tres fases y una serie de etapas las cuales se relacionan entre sí.



La secuencia descrita en el diagrama anterior se deriva que al manejo de desastres corresponde: el esfuerzo de prevenir la ocurrencia de un desastre, mitigar las pérdidas de un evento, prepararse ante probables consecuencias, alertar la inminencia de evento, responder a la situación generada, recuperarse de los efectos de un desastre.

En el antes se realizan las actividades previas al desastre:

- Prevención cuyo objetivo es evitar que ocurra un desastre
- Mitigación: pretende aminorar el impacto del mismo, reconociendo que en ocasiones es imposible evitar su ocurrencia
- Preparación: es la estructura de la respuesta
- Alerta: es el aviso formal a la ocurrencia cercana o inminente

En él durante se dan las actividades de respuesta y son aquellas que se llevan a cabo inmediatamente después de ocurrido el evento, durante el periodo de emergencia. Entre ellas se pueden suscitar las actividades de evacuación, búsqueda y rescate, asistencia médica, que se dan en el momento en el cual impera el desorden, nerviosísimo y cuando los servicios básicos no funcionan.

En la mayoría de los casos esta es la etapa más corta en cuanto a tiempo, excepto cuando el desastre es una sequía, hambruna o conflictos civiles. Es la etapa más dramática y traumática por lo que se debe estar pendiente de los medios de comunicación en caso de que la emergencia a nivel nacional, de las autoridades competentes en caso de ser localizada y/o de las brigadas de emergencia en caso de ser interna.

En el después son las actividades que se efectúan son las de recuperación:

- **Rehabilitación:** es el periodo de transición que se inicia al final de la etapa de respuesta, en la cual se restablecen los servicios básicos indispensables a corto plazo.
- **Reconstrucción:** consiste en la reparación de la infraestructura del proyecto y la restauración de todas los sistemas que para el le sean indispensables a mediano plazo, con miras a superar la situación previa al desastre.

Existe una interrelación entre las etapas lo que se conoce como una interdependencia y eso no permite delimitar cada una de las etapas con exactitud. Ya que no hay un comienzo establecido en el ciclo y el mismo se asemeja a un espiral ya que jamás termina en el lugar donde comenzó.

Para el establecimiento de la base de datos del plan de contingencias, se deberá considerar llenar un formulario el cual estará en manos del jefe de la unidad de contingencias. Lo anterior con el objetivo de para crear una bitácora, que fungirá como base de datos para poder analizar las acciones tomadas en cada evento y de la misma manera los datos almacenados servirán para la actualización periódica que se deberá realizar al plan completo. Ya que las situaciones, su entorno e inclusive el proyecto mismo pueden variar con el paso de los años y se deberán por lo tanto incluir nuevos aspectos o eliminar algunos ya existentes.

XV. PARTICIPACIÓN CIUDADANA

Por parte de la empresa **Soluciones Energéticas Renovables, S. A. de C. V.**, se llevo a cabo la siguiente socialización, con personas de la comunidad de influencia más próximos al sitio del proyecto

Encuesta realizada a vecinos del área de influencia del proyecto

Encuesta para el Desarrollo de Proyecto Choloteca Solar I

Soy empleado de la empresa **Soluciones Energéticas Renovables, S. A. de C. V.**, para el desarrollo del proyecto **Choloteca Solar I**. Estamos investigando sobre el conocimiento y opinión que usted tiene del proyecto.

1. Vive usted en la Comunidad de San José de La Landa?

- Si
 - No, motivo por el cual se encuentra en la comunidad?
-

2. Ha escuchado hablar sobre el proyecto de Generación de Energía Solar, que se pretende instalar por este sector?

- Si
- No, pase a la pregunta 4

3. De qué forma se entero del proyecto?

- Platicas de personas de la comunidad
- Por medio de la empresa

4. Conoce el terreno en donde se pretende desarrollar el proyecto?

- Si
- No

5. Que actividades sabe que se han desarrollado en el terreno?
- Ganadería
 - Minería
 - Otros, especifique_____
6. De lo que usted ha escuchado hablar sobre el proyecto solar que es lo que más se menciona?
- Que es beneficioso para la comunidad
 - Que es bueno y generará empleos
 - Que es malo
 - Otro, especifique_____
7. Qué opina usted sobre el proyecto de generación de energía solar?
- Malo
 - Regular
 - Muy bueno
 - Excelente
8. Le gustaría conocer más sobre el proyecto y trabajar en el?
- Si
 - No
- 9.Cuál es su ocupación?
- Agricultura
 - Ganadería
 - Asalariado

Otro

10. Genero?

Masculino

Femenino

XVI. FONDO DE GARANTIA

En cumplimiento a lo establecido en los Términos de Referencia, otorgados por la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA), el proponente del Proyecto, ofrece constituir un Fondo de Garantía integrado por:

Una póliza de seguros, la cual será contratada con una empresa de seguros de reconocida trayectoria, para cubrir los daños ambientales imputables al desarrollo y operación del Proyecto **CHOLUTECA SOLAR I**, así como los daños que pudiesen causarse a terceros, a la salud humana y a los trabajadores como consecuencia de tales daños ambientales según los términos y condiciones estipuladas a la póliza (en lo sucesivo la "POLIZA").

Un depósito en dinero efectivo a favor de la República de Honduras en la cuenta bancaria indicada por el Gobierno de la República de Honduras equivalente a la prima anual de la póliza en la fecha de su contratación, (en lo sucesivo el "DEPÓSITO") La Póliza tendrá una cobertura máxima a ser determinada.

El Proponente del Proyecto se compromete a mantener en vigencia la Póliza durante la vigencia de la Licencia Ambiental. En el caso de que el proponente del Proyecto no renovare oportunamente la Póliza, el Gobierno de la República de Honduras podrá utilizar el Depósito para renovar la Póliza en nombre del proponente del Proyecto, en cuyo caso este último se obliga a restituir el Depósito al Gobierno de la República de Honduras en un tiempo razonable hasta por un monto equivalente a lo pagado por la renovación de la Póliza.

En la ejecución del Fondo de Garantía se respetarán las normas del debido proceso ajustándose al procedimiento penal o administrativo pertinente, así como a los recursos procesales correspondientes. En todo caso, el proponente del Proyecto tendrá derecho a que se le notifique adecuadamente, concediéndosele tiempo razonable para realizar las alegaciones a su defensa.

El método utilizado para la determinación de este Fondo de Garantía se corresponde con:

- a. Los beneficios que brinde la posibilidad de contratar una Póliza de seguros con una empresa de reconocida trayectoria que cuente con los recursos para evaluar y determinar los montos a indemnizar en los casos de daños ambientales concretos, así como aquellos que pueden causarse a terceros, o la salud humana y a los trabajadores afectados como consecuencia de esos daños ambientales.
- b. El cumplimiento de los objetivos establecidos en los Términos de Referencia para el desarrollo del proceso de obtención de la Licencia Ambiental.

Particularmente, a la necesidad de contar con medidas de corrección o compensación para reducir a la mínima expresión los impactos ambientales juzgados significativos.

- c. La complejidad del Proyecto y los impactos identificados en el Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) del Proyecto).
- d. Las particularidades propias del desarrollo del Proyecto.

XVII. EQUIPO CONSULTOR

Que participo en la realización del Estudio de Impacto Ambiental (EsIA)

EVELYN KARINA BUSTILLO

Ingeniera Industrial

Prestadora de Servicios Ambientales PSA, Generalista

RI-342-2012

Inscrita al Colegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas y Químicos de Honduras Y Carreras Afines CIMEQH C-02523

Función Coordinadora del Estudio de Impacto Ambiental (EsIA), correspondiente al proyecto Choluteca Solar I.

Teléfono: (504) 2257-1257

Móvil: (504) 9950-4236

Correo electrónico: evelynbustillod@yahoo.es

Tegucigalpa, M.D.C., Honduras

Evelyn Karina Bustillo

CECILIA VANESSA CALIDONIO AGUILAR

Bióloga

Inscrita al Colegio de Biólogos de Honduras, No. 137

Función Especialista o Consultor temático del EsIA

Consultor Individual

Móvil: (504) 9942-1745

Correo electrónico: ccalidonio@yahoo.com

Tegucigalpa, M.D.C., Honduras, C.A.

Cecilia V. Calidonio