

ESCUELA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

Generación Renovable en el Lago Coatepeque, El Salvador

Julio 2016

Jorge Delgado Moreno
Sara Prieto Sánchez
Fernando R. Rochi Borgo
Miguel Vallejo Fernández

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a Carmen López Ocón la oportunidad de realizar este trabajo bajo su tutela, así como el tiempo y la dedicación que nos ha prestado.

Al Insituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

A la Escuela de Organización Industrial por todos los medios prestados a lo largo del curso.

A nuestras familias y amigos.

Gracias a todos.

ÍNDICE

1. OBJETIVO DEL PROYECTO	4
2. ALCANCE DEL PROYECTO	5
3. ANTECEDENTES	6
a. Historia y situación de El Salvador	6
b. El sector energético salvadoreño	7
4. SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SALVADOR	8
a. Introducción	8
b. Capacidad instalada	8
c. Proyectos Energéticos Renovables en El Salvador	10
d. Mercado eléctrico.	11
e. Legislación	12
5. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	15
6. ANÁLISIS DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA REGIÓN DEL LAGO COATEPEQUE	16
7. SOLUCIÓN A ADOPTAR: ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS	17
8. OPCIÓN ADOPTADA	19
9. DESARROLLO DEL PROYECTO	20
a. Geología	20
b. Ubicación	21
c. Cálculos Recurso-Demanda.....	25
d. Justificación de la potencia instalada	26
e. Diseño Técnico	26
i. Depósito Inferior	26
ii. Depósito Superior	26
iii. Determinación del salto neto	30
iv. Determinación de caudal de bombeo y turbinado	31
v. Sistema fotovoltaico	33

vi.	Conducción.....	36
vii.	Casa de máquinas.....	40
ix.	Subestación.....	44
f.	Estrategia de Explotación.....	46
10.	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	49
a.	Descripción general.....	49
b.	Identificación del impacto.....	52
c.	Valoración de impactos.....	61
d.	Propuesta de medidas preventivas y plan de vigilancia.....	62
11.	PLAN DE OBRA.....	68
12.	ESTUDIO FINANCIERO.....	69
13.	ANÁLISIS DE RIESGOS.....	70
14.	CONCLUSIONES.....	71
15.	BIBLIOGRAFÍA.....	72
16.	ANEXOS.....	73
a.	Datos de Radiación.....	73
b.	Cálculo del ángulo de inclinación óptimo.....	74
c.	Características técnicas del módulo fotovoltaico y del inversor.....	75
d.	Configuración eléctrica del generador.....	76
e.	Cálculos e informes PVsyst.....	78
f.	Matriz de valoración de impactos.....	83
g.	Concesión de aguas.....	84
h.	DAFO.....	85
i.	Procedimiento para la obtención de permisos ambientales.....	86
j.	Análisis financiero.....	87
k.	Ficha técnica del módulo fotovoltaico y del inversor.....	88

1. OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo del proyecto es la electrificación rural de poblaciones cercanas al Lago Coatepeque y apoyo a la demanda estacional de viviendas e instalaciones turísticas próximas al lago, mediante un sistema híbrido de central de bombeo alimentado por energía solar fotovoltaica.

Con este proyecto se pretende evaluar la instalación de un sistema de generación eléctrica basada en el uso de energías renovables en las proximidades del lago Coatepeque, en El Salvador.



Figura 1.1. Lago Coatepeque. Emplazamiento del proyecto.

2. ALCANCE DEL PROYECTO

El alcance del proyecto consiste en el estudio y desarrollo de un proyecto de central de bombeo puro alimentada por energía solar fotovoltaica para abastecer la demanda energética de las poblaciones próximas al Lago Coatepeque y parte de la demanda estacional de las viviendas existentes en el lago y de las instalaciones turísticas.



Figura 2.1. Electrificación rural.

3. ANTECEDENTES

a. Historia y situación de El Salvador

El Salvador es el país más pequeño y el más poblado de la región centroamericana. Su extensión territorial abarca 21.000 km² y su población es de poco más de 5 millones de habitantes. Se calculan 255,5 habitantes por km². Sólo en la capital del país, San Salvador, vive un millón.

Limita al norte con la República de Honduras, al oeste con la de Guatemala y al sur con las costas del Océano Pacífico. De acuerdo a la Constitución de 1983 el país se divide política y administrativamente en 14 departamentos agrupados en tres zonas: occidental, central y oriental.



Figura 2.1. Límites y departamentos de El Salvador.

El Salvador es fundamentalmente agrícola y la base de la economía es el café. Le siguen en importancia el algodón, la caña de azúcar, henequén, bálsamo, tabaco y algunos productos tropicales. La tierra productiva está dedicada en su mayoría a los cultivos de exportación, o está inactiva, en manos de los terratenientes. Esto obliga a importar de otros países granos y hortalizas. La dieta básica de la población se basa en maíz, frijol y arroz.

La concentración de la tierra ha sido un elemento de conflicto constante desde la conquista española hasta la actualidad. De acuerdo a Camacho y Menjívar, la propiedad de la tierra es la siguiente: El 1.5% de las fincas tiene un promedio de 302.5 hectáreas de extensión; estas fincas equivalen al 49.3% de todas las tierras cultivables. Estas fincas pertenecen a propietarios o arrendatarios. Como contrapartida, el 48.9% de las fincas posee el 4.8% de la superficie cultivable, con extensión de 5 hectáreas promedio. Este dato señala las posibilidades económicas y políticas: un 1.5% de los propietarios agrícolas está controlando la mitad de las tierras cultivables en El Salvador.

Desde 1932 la oligarquía salvadoreña depositó el poder político en el ejército por lo que el país estuvo regido durante más de 47 años por gobiernos militares, quienes accedieron a él por procesos electorales fraudulentos o por seis golpes de estado (1931, 1944, 1948, 1960, 1972 y 1979). El país vivió en este periodo dos breves momentos de apertura política: de mayo a octubre de 1944, con la destitución del poder de Hernández Hernández y con la Junta de Gobierno Revolucionario de octubre de 1960 a enero de 1961.

b. El sector energético salvadoreño

La historia de electrificación en El Salvador se remonta a inicios del siglo XIX. En 1890 aproximadamente, Tomas Alba Edison, construyó la primera planta generadora de electricidad, constituyéndose en ese momento la primera compañía eléctrica, siendo sus fundadores los señores Gustavo Lozano, German Prowe, Carlos D'Aubuisson, Manuel Estévez y Maximiliano Cohn. La empresa se creó bajo el nombre de "Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador" (CAESS) supliendo de esta manera la iluminación que se utilizaba en San Salvador en base a nafta, permitiendo que se originaran grandes adelantos en el desarrollo de la industria nacional.

Durante el año de 1911 CAESS creció, y su expansión a nivel nacional demandó la necesidad de construir más líneas eléctricas a lo largo y ancho del país. En 1936 el sector energético estaba constituido únicamente por CEL, como empresa generadora de energía y como distribuidoras estaban CAESS, que proporcionaba servicios al centro de San Salvador, CLESA y CLEA que cubría la zona occidental del país.

La distribución se forma a través de una concesión que otorgó el estado a inversionistas canadienses y salvadoreños durante 50 años de operación como empresa privada dentro del territorio nacional. La administración de CAESS fue otorgada por inversionistas extranjeros, siendo CLESA, CLES Y CLEA administrada por los salvadoreños.

En 1954 se determinó edificar la primera central hidroeléctrica, siendo inaugurada en el lugar conocido como "la chorrera del Guayabo", ubicada sobre el río Lempa. La segunda central hidroeléctrica que se construyó fue la de "Guajoyo", la cual entró en operación en diciembre de 1963; ubicada en departamento de Santa Ana. La tercera central hidroeléctrica que se construyó fue la del "Cerrón Grande", ubicada sobre el río Lempa. Finalmente fue construida la central hidroeléctrica "15 de Septiembre", que constituye la de mayor capacidad de CEL, ubicada sobre el río Lempa.

En 1975 inicia la primera central geotérmica que construyó CEL situada en Ahuachapan. Posteriormente entró en operación el campo geotérmico de Berlín, el cual empezó a generar energía eléctrica a inicios de 1992.

La primera central térmica a gas y vapor que entró en operaciones fue la central de Acajutla y la central térmica de Soyapango fue puesta en operaciones en 1973.

En 1986 venció la concesión que el gobierno había asignado a las empresas privadas canadienses distribuidoras de energía eléctrica; asignándose a CEL la administración de las empresas CAESS, CLESA, CLES y CLEA, empresas distribuidoras que funcionaban a nivel nacional. Durante más de cincuenta años, CEL fue la única empresa en El Salvador encargada de todas las actividades del sector eléctrico. A partir de ese año, las empresas distribuidoras de energía pasan a ser administradas por el sector público, constituyéndose un monopolio debido a que el estado era el único que tenía toda la distribución y generación de dicho recurso. En 1995 inició con fuerza el proceso de modernización, comenzando la reestructuración de energía eléctrica mediante la reorganización de las empresas del subsector.

4. SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL SALVADOR

a. Introducción

De acuerdo a lo indicado en la Ley General de Electricidad, el sector eléctrico salvadoreño se conforma por un Consejo Nacional de Energía, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), la Unidad de Transacciones y los operadores Generadores, Distribuidores, Transmisor, Comercializadores y Usuarios Finales. Bajo la regulación de SIGET se encuentran las empresas distribuidoras, la empresa transmisora y la Unidad de Transacciones.

El parque generador está compuesto por recursos hidroeléctricos (35%), recursos geotérmicos (20%) y recursos térmicos (45%). El Salvador es el mayor productor de energía geotérmica de América Central. La mayor parte de la generación de energía está en manos privadas, excepto la generación hidroeléctrica, la cuál está casi en su totalidad en manos de la empresa pública CEL (Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa).

El mercado funciona con base a Contratos Bilaterales y un Mercado Regulador del Sistema (MRS o mercado Spot), en el cual los operadores que venden energía hacen ofertas de precios monómicos y de acuerdo a un orden de mérito económico son despachados. La distribución no posee áreas de concesión y cualquier operador puede realizar indistintamente actividades de generación, distribución, transmisión y comercialización.

En la Estrategia Nacional de Energía del año 2007 el gobierno apostó por la energía hidroeléctrica y geotérmica como la mejor opción para satisfacer la demanda en el futuro y para diversificar la matriz energética del país, para así reducir la dependencia de las fuentes de generación térmica tradicionales y con ello, la vulnerabilidad con respecto a la variabilidad de los precios del petróleo.

El Salvador es uno de los países incluidos en el proyecto SIEPAC, el cual pretende integrar la red eléctrica del país con la del resto de países de América Central.

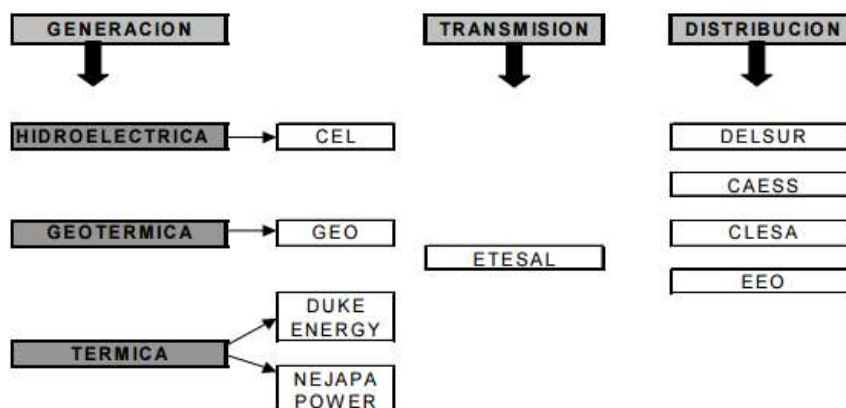


Figura 4.1. Sector eléctrico salvadoreño.

b. Capacidad instalada

El Salvador tiene una capacidad instalada de 1659,6 MW, donde cabe destacar la energía de origen térmico, llegando a tener 756,6 MW instalados, un 46% del mix energético del Salvador, contando con 14 plantas de generación de electricidad, todas en manos privadas. La siguiente fuente de generación con una mayor potencia instalada es la Hidráulica, que consta de cuatro

centrales, controladas por la empresa pública CEL y conforma el 28% del mix. La Geotérmica y Biomasa, conforman una participación minoritaria, con un 12% y un 13% respectivamente.

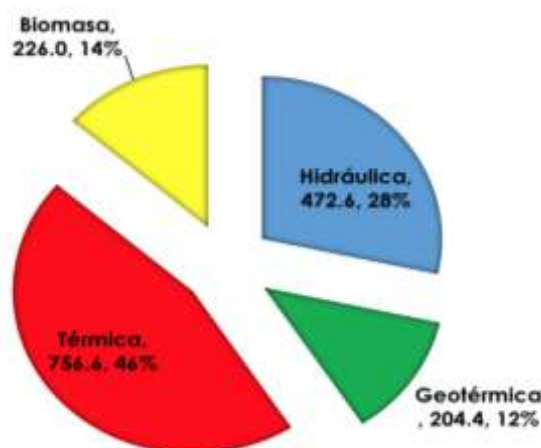


Figura 4.2. Capacidad instalada por tecnología en El Salvador.

En la figura 3.3 se puede observar la participación de cada planta de generación, así como las instaladas, y su participación en el Mix energético Salvadoreño.

Nombre	Tipo	2015	
		MW	(%)
Hidráulica		472.6	28.5%
Guajoyo	Hidro	19.8	1.2%
Cerrón Grande	Hidro	172.8	10.4%
5 de Noviembre	Hidro	100.0	6.0%
15 de Septiembre	Hidro	180.0	10.8%
Geotérmica		204.4	12.3%
Ahuachapán	Geo	95.0	5.7%
Berlín	Geo	109.4	6.6%
Térmica		756.6	45.6%
Duke Energy		338.3	20.4%
Acajutla	Vapor (U-1 y U-2) ¹	63.0	3.8%
Acajutla	Gas U-5 (Diesel)	82.1	4.9%
Acajutla	Fiat U-4 (Diesel)	27.0	1.6%
Acajutla	Motores	150.0	9.0%
Soyapango	Motores	16.2	1.0%
Nejapa Power	Motores	144.0	8.7%
CESSA	Motores	25.9	1.6%
INE	Motores	100.2	6.0%
Textuflil	Motores	42.5	2.6%
GECSA	Motores	11.6	0.7%
Energía Borealis	Motores	13.6	0.8%
Hilcasa	Motores	6.8	0.4%
Temapuerto	Motores	73.7	4.4%
Biomasa		226.0	13.6%
CASSA			
Central Izaico	Turbog.	45.0	2.7%
Chaparrastique ²	Turbog.	62.5	3.8%
EL ANGEL ³	Turbog.	97.5	5.9%
LA CABAÑA	Turbog.	21.0	1.3%
TOTAL		1659.6	100%

Figura 4.3. Plantas de generación en El Salvador.

A lo largo de los últimos años se ha producido un aumento de la demanda, que sin embargo no ha ido acompañada de un aumento de la capacidad instalada, por lo que la importación de energía ha aumentado de una manera importante en los últimos años, llegando a alcanzar el 15% de

la energía consumida a lo largo del año 2015. Esta situación ha empeorado a lo largo de los tres últimos años, agravándose durante este último debido a la importante sequía que sufrió el país.

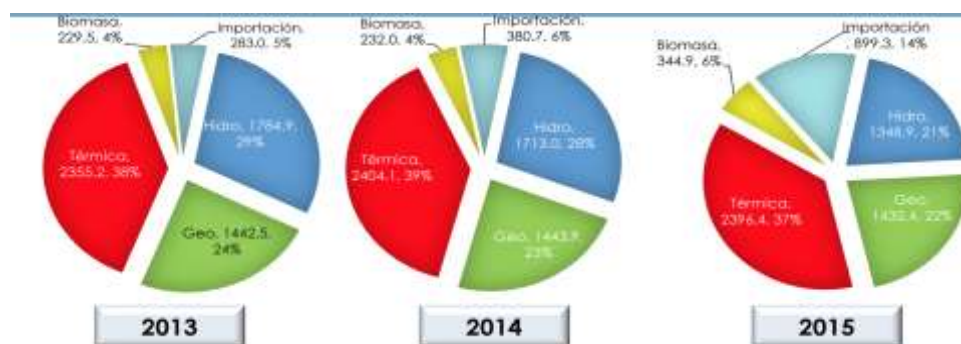


Figura 4.4. Evolución del sector eléctrico.

c. Proyectos Energéticos Renovables en El Salvador

El Salvador firmó para recibir en un período de cinco años, la cantidad de US\$ 277,000,000 como parte del segundo componente de la Corporación del Desafío del Milenio (MCC), una agencia del Gobierno de Estados Unidos dirigida a estimular el crecimiento económico, reducir la pobreza y mejorar la competitividad así como la productividad en los mercados internacionales.

En agosto de 2009, el Consejo Nacional de Energía inicia operaciones con el objetivo de desarrollar la Política Energética Nacional, con una visión integradora del tema energético en el país; elaborar un sistema de información energética para la toma de decisiones y el impulso de leyes y reglamentos del sector.

Los principales incentivos para la inversión en el sector eléctrico desarrolladas por el país mejoran las condiciones mediante la exención de impuestos sobre la renta en función de los MW instalados y sobre ingresos provenientes de la venta de reducciones certificadas de emisiones. Además se promueve el desarrollo de proyectos de Asocios público-privados para la provisión de infraestructura y servicios públicos de interés general. El trato igualitario a inversores y extranjeros así como el acceso a la financiación local es otro de los objetivos del país. Los proyectos de tecnologías renovables van a requerir menos trámites y permisos, para así mejorar y acelerar los procesos.



Figura 4.5. Categorización de proyectos de energías renovables.

d. Mercado eléctrico.

El mercado eléctrico en El Salvador se basa en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción. Existen dos mercados de venta de energía:

- Mercado Regulador del sistema

En este mercado se vende aproximadamente el 30% de la energía, el precio de esta energía lo define la unidad marginal cada hora y por lo tanto el precio varía hora por hora. Para participar en este mercado se debe ser capaz de inyectar una potencia mínima de 5 MW.

Este mercado incentiva a los generadores que pueden comprar energía para abastecer sus contratos. Aquellos generadores que generan más energía que lo que dicta el compromiso de sus contratos pueden vender sus excedentes en el mercado spot.

- Mercado de Contratos

En este mercado se comercia aproximadamente el 70% de la energía, siendo el precio de la misma definida mediante procesos de licitación de libre competencia. Es el ente regulador quien define el techo de cada licitación. Los precios se fijan de forma mensual o anual. Este mercado tiene un efecto estabilizador en el precio de la energía.

Este mercado incentiva la inversión debido a que garantiza a los generadores la compra de su energía por un periodo de tiempo, por lo que facilita la viabilidad de las plantas, respaldando las solicitudes de financiamiento de los generadores.

En ambos casos el precio de la energía está estructurado de la siguiente manera:

- Componente del precio de la energía (PEN)

Representa aproximadamente el 85% del precio de la energía trasladable a tarifa (PET). La demanda paga la energía que consume hora a hora. Remunera al generador los costes variables de generación.

- Componente de Cargos del Sistema (CSIS)

Representa aproximadamente el 7% del precio de la energía trasladable a tarifa. La demanda paga los servicios auxiliares, pérdidas del sistema así como el servicio a la UT y SIGET.

- Componente del Cargo por Capacidad.

El precio está calculado a partir del precio base de potencia. La demanda paga la potencia que los generadores pueden aportar en condiciones críticas, y se remunera al generador los costes de inversión y los fijos de operación.

En el Salvador existen actualmente siete empresas distribuidoras de electricidad:

- Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A., de CV
- Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador.
- Empresa Eléctrica de Oriente
- AES CLESA & Cia S.
- Distribuidora Eléctrica de Usulután
- Distribuidora Eléctrica Salvadoreña.

- B&D Servicios Técnicos S.A.
 - e. Legislación
- Legislación sector eléctrico:
 - Ley General de Electricidad.
El sector eléctrico salvadoreño se conforma por un Consejo Nacional de Energía, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), la Unidad de Transacciones y los operadores Generadores, Distribuidores, Transmisor, Comercializadores y Usuarios Finales.
 - Reglamento de la Ley General de Electricidad.
 - Ley de Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía.
 - Reglamento de la Ley del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía.
 - Ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad.
 - Reglamento de la ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad.
 - Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.
 - Normas sobre procesos de libre competencia para contratos de largo plazo respaldados con generación distribuida Renovable.
- Legislación ambiental aplicable a proyectos de energía.
 - Ley de medio ambiente
 - Según el artículo 21 de esta ley el proyecto estará obligado a presentar un estudio de impacto ambiental, ya que el proyecto se ve afectado por los epígrafes:
 - f) Centrales de generación eléctrica a partir de energía nuclear, térmica, geotérmica e hidráulica, eólica y mareomotriz.
 - h) Presas, embalses, y sistemas hidráulicos para riego y drenaje.
 - Según el artículo 23 el Estudio de Impacto Ambiental se debe realizar por cuenta del titular, y por medio de un equipo técnico multidisciplinario. Para realizar este estudio es necesario estar registrado en el Ministerio.
 - Según el artículo 24 la elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental, su evaluación y aprobación, se sujetarán a las siguientes normas:
 - Los estudios deberán ser evaluados en un plazo máximo de sesenta días hábiles contados a partir de su recepción; este plazo incluye la consulta pública.
 - En caso de aprobación del Estudio de Impacto Ambiental, el Ministerio emitirá el correspondiente Permiso Ambiental, en un plazo no mayor de diez días hábiles después de notificada la resolución correspondiente.

- Si transcurridos los plazos indicados en los literales que anteceden el Ministerio no se pronunciase, se aplicará lo establecido en el Art. 3 de la Ley de la Jurisdicción Contencioso Administrativo.
- Excepcionalmente, cuando por la complejidad y las dimensiones de una actividad, obra o proyecto se requiera de un plazo mayor para su evaluación, éste se podrá ampliar hasta por sesenta días hábiles adicionales, siempre que se justifiquen las razones para ello.

Es importante a la hora de planificar el proyecto tener bien en cuenta todos estos plazos. En cuanto a las auditorías a las que se tendrá que someter el proyecto, el artículo 27 dice que para asegurar el cumplimiento de las condiciones fijadas en el permiso ambiental por el titular de obras o proyectos, el Ministerio realizará auditorías de evaluación ambiental de acuerdo a los siguientes requisitos:

- Las auditorías se realizarán periódicamente o aleatoria, en la forma que establezca el reglamento de la presente ley.
- El Ministerio, se basará en dichas auditorías para establecer las obligaciones que deberá cumplir el titular o propietario de la obra o proyecto en relación al permiso ambiental.
- La auditoría de evaluación ambiental constituirá la base para los programas de autorregulación para las actividades, obras o proyectos, que se acojan a dicho programa.

El artículo 28 dice que el control y seguimiento de la Evaluación Ambiental, es función del Ministerio, para lo cual contará con el apoyo de las unidades ambientales.

También es importante destacar que según dice el artículo 29 hay que rendir una fianza de cumplimiento por una suma equivalente a los costos totales de las obras físicas o inversiones que se requieran. La fianza durará hasta que dichas obras o inversiones se hayan realizado en la forma previamente establecida.

El artículo 32 habla sobre un programa de incentivos y desincentivos ambientales.

- Reglamento general de la ley de medio ambiente.
 - Ley de áreas naturales protegidas:
 - Ley forestal.
 - Reglamento especial sobre el manejo integral de los desechos sólidos.
 - Reglamento especial de normas técnicas de calidad ambiental.
 - Categorización de actividades, obras o proyectos conforme a la ley de medio ambiente.
 - Categorización de energías renovables.



Figura 4.6. Áreas naturales protegidas.

5. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

El proyecto se va a desarrollar en el lago Coatepeque, que se encuentra al sur de la ciudad de Santa Ana, en el municipio del Congo. Es una de las zonas turísticas del país.

El principal problema en esta zona es la inestabilidad de la red, ya que existen bastantes cortes de electricidad que a veces se prolongan durante un tiempo, lo que hace necesario la existencia de grupos electrógenos en muchas viviendas, hoteles y establecimientos.

Por otro lado se abastecerá a la población más desfavorecida situada en la orilla occidental del lago. Esta zona está constituida por viviendas de renta baja que requieren tener acceso a la instalación eléctrica y un suministro de energía a un precio asequible.

La zona turística cuenta con varios hoteles, un gran número de restaurantes, establecimientos de servicios, y multitud de villas para alquilar o segundas residencias. El gobierno salvadoreño ha implementado un plan para el aumento del turismo sostenible en la zona, por lo que se espera que el número de hoteles, restaurantes y villas crezca.

El gobierno de El Salvador quiere promover el turismo nacional y para ello ha creado el Plan Nacional de Turismo 20/20. La zona del lago Coatepeque es una zona con un altísimo potencial turístico pero la inestabilidad de la red del lugar se traduce en pérdidas económicas que complican el desarrollo del sector turístico de la zona. Como solución a esta situación se propone la creación de una red propia local y con una generación de electricidad a partir de energías renovables, de esta manera se pretende conseguir una buena estabilidad y calidad de la red, además de promover un turismo ecológico y sostenible gracias al uso de energías renovables.

Por lo tanto, se cuenta en este caso con el apoyo del gobierno para desarrollar instalaciones turísticas sostenibles, que generarían una mayor riqueza. Se va a comenzar abordando el problema mediante el planteamiento de varias posibles tecnologías de generación eléctrica renovable, y evaluando la viabilidad de este emplazamiento teniendo en cuenta los aspectos sociales, económicos, naturales y técnicos característicos de la zona.

6. ANÁLISIS DE LA DEMANDA ENERGÉTICA EN LA REGIÓN DEL LAGO COATEPEQUE

Para el cálculo de la demanda se ha realizado un estudio con los datos de la electricidad horaria consumida a lo largo del año 2015 del municipio del El Congo, obtenidos de la Unidad de Transacciones del Salvador (UT); operador del mercado eléctrico salvadoreño. Esta curva se muestra en la figura 5.1.

Observando esta tendencia se decide diseñar el sistema para satisfacer la demanda a partir de energía solar durante las horas de sol, y el sobrante dedicarlo para bombear agua del lago a una balsa superior, con lo que se garantizara cubrir la demanda durante las horas de noche gracias al turbinado del agua almacenada en el depósito superior.

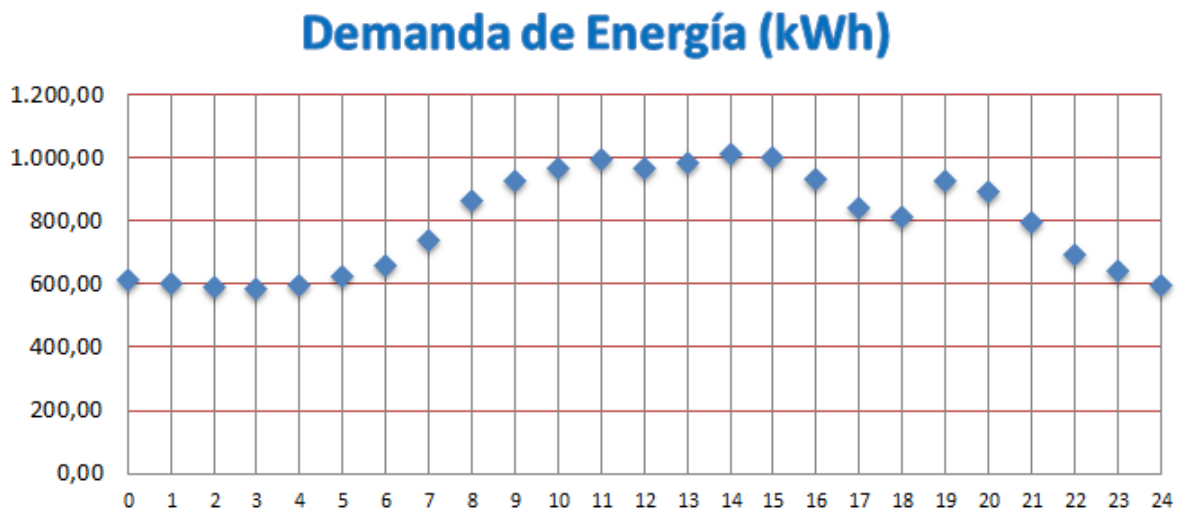


Figura 6.1. Curva de demanda horaria de energía en El Congo.

7. SOLUCIÓN A ADOPTAR: ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

El estudio de los recursos determinará el potencial de cada uno de ellos, pudiendo así elegir la tecnología ideal para este caso.

- Sistema híbrido hidráulico-solar:

Se estudia la posibilidad de implementar un sistema híbrido hidráulico y solar, con el que se pueda almacenar energía gracias al bombeo mediante energía fotovoltaica. Se turbinan durante las horas que no se produzca energía a partir del sol, y se bombea en horas en las que se produce suficiente como para cubrir la demanda y hay excedente.

El objetivo consiste en dar energía a las zonas turísticas del lago Coatepeque, al pueblo del Congo y a la ciudad de Santa Ana.

Se desestima esta opción debido a que la demanda que necesita ser abastecida es muy importante, lo que se traduciría en un descenso de la rentabilidad.

- Sistema híbrido hidráulico-eólico:

La posibilidad de cambiar el sistema híbrido de hidráulico-solar a un sistema hidráulico-eólico mediante el cual se bombea el agua con el excedente de la energía eólica producida. Estos sistemas ya han demostrado su eficacia en otros lugares del planeta, ya que son sistemas que se suelen adaptar muy bien a las necesidades de demanda de la población, debido a que la generación de electricidad a partir de energía eólica suele ser mayor durante las horas valle lo que conlleva un excedente de energía que se dedica al bombeo para su posterior turbinado durante las horas pico.

El problema de esta opción es la falta de recurso eólico en la zona, teniendo una media de viento de cercana a los 4 m/s, que es la velocidad mínima para que arranquen los aerogeneradores.

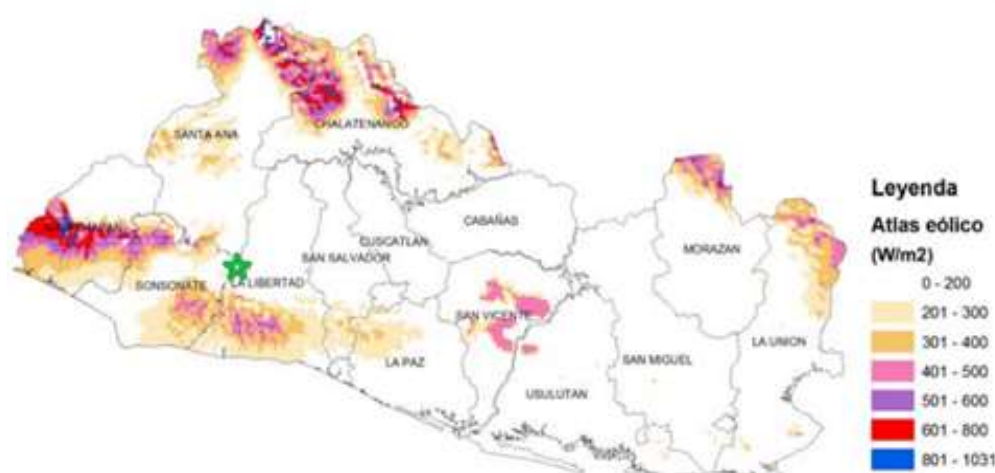
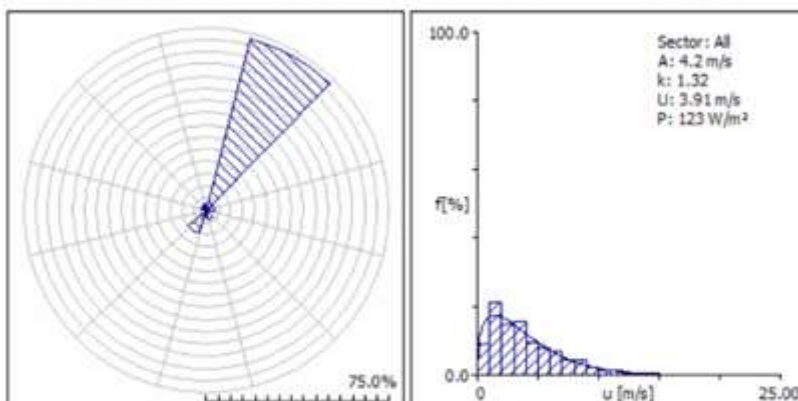


Figura 7.1. Atlas del recurso eólico.

Site description: 'Cerro Verde'; position: 13.83°N -89.62°E; anemometer height: 10.00 m a.g.l.

-	Unit	Measured	Weibull fit	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	unknown	2.91	unknown
Mean power density	W/m ²	unknown	123	unknown



-	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
A	6.8	5.2	0.5	2.0	0.5	1.8	1.7	1.8	0.5	1.1	0.5	2.7	4.2
k	1.49	1.63	10.34	2.00	10.34	2.16	2.02	1.42	10.34	1.24	10.34	0.77	1.32
U	6.17	4.62	0.49	1.74	0.49	1.58	1.51	1.67	0.49	1.02	0.49	3.14	3.91
P	397	146	0	6	0	4	4	9	0	2	0	241	123
Freq	2.9	72.4	0.2	3.4	0.2	4.0	2.8	10.1	0.2	1.8	0.2	1.8	100

Figura 7.2. Análisis del recurso eólico en la zona de estudio mediante el Wasp.

8. OPCIÓN ADOPTADA

La alternativa adoptada es la creación de un sistema híbrido hidráulico solar para abastecer la demanda eléctrica de la población adyacente al lago Coatepeque, creando una red eléctrica aislada, sostenible y de generación de cien por cien renovable, proporcionando mayor estabilidad.

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica.

Las centrales de bombeo, son centrales hidroeléctricas que además de funcionar como central convencional generando energía (modo turbinación), tienen la capacidad de elevar el agua a un embalse o depósito consumiendo energía eléctrica (modo bombeo). La instalación seleccionada es una central de bombeo puro ya que el embalse superior es un depósito cuya única aportación de agua es la que se bombea del inferior, no tiene aportaciones naturales.

La ventaja principal de las centrales de Bombeo es que la energía puede ser regulada rápidamente para el seguimiento de las variaciones de la demanda y de la oferta, así como flexibilidad para controlar la frecuencia y la tensión de la red. Además es la solución idónea para el almacenamiento energético para el desarrollo de las energías renovables y permite un uso racional de los recursos hidráulicos.

Los componentes de la central híbrida son los siguientes:

- Embalse inferior.
- Embalse superior.
- Central hidroeléctrica
- Conducciones forzadas
- Chimenea de equilibrio.
- Instalación fotovoltaica.



Figura8.1. Esquema de central hidroeléctrica de bombeo.

9. DESARROLLO DEL PROYECTO

a. Geología

El lago Coatepeque es una estructura singular formada principal o totalmente por el hundimiento de las cimas de un grupo de conos volcánicos, y cuya formación no se debe a erupciones explosivas; se trata de una caldera de hundimiento (*Figura 8.1*).

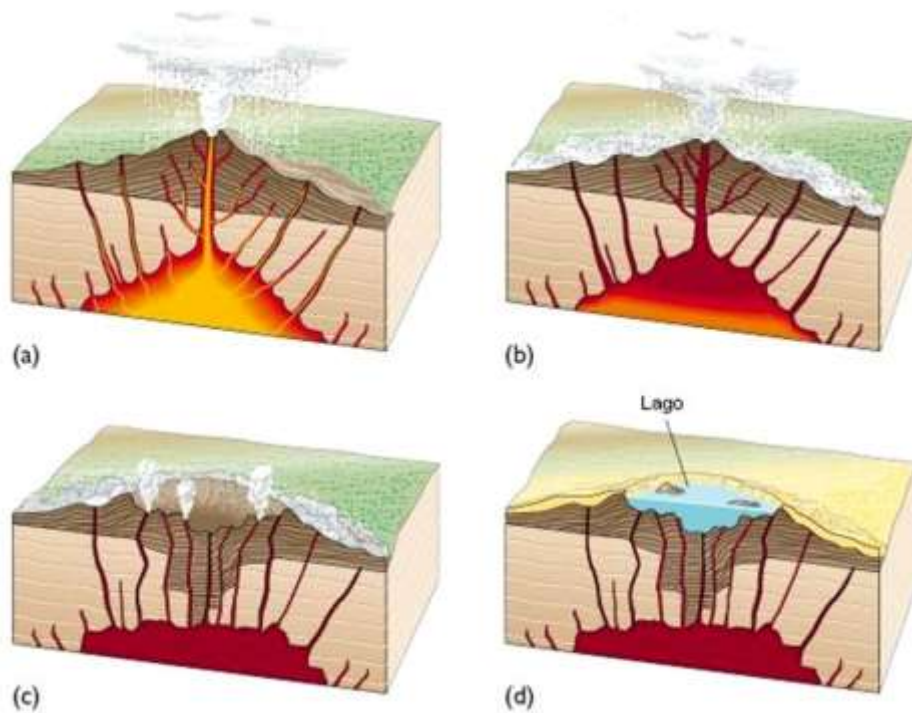


Figura 9.1. Formación caldera volcánica de hundimiento.

Una serie de conos volcánicos cuaternarios se desarrollaron en torno al lugar que actualmente ocupa el lago. Una evidencia de esto son los escarpes que circundan el lago, así como los buzamientos de las lavas y rocas piroclásticas, que no presentan inclinaciones uniformes en sentido radial.

La caldera de Coatepeque se encuentra en el lugar que fue ocupado por un grupo de conos enlazados, entre los que se encontraba el primitivo del volcán de Santa Ana.

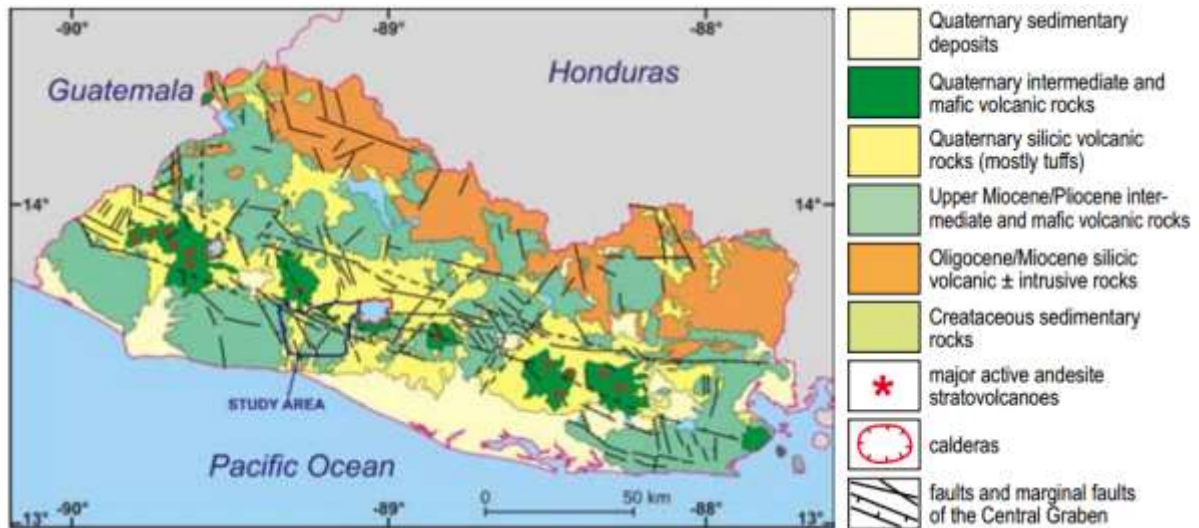


Figura 9.2. Mapa Geológico de El Salvador.

Las rocas más frecuentes y dominantes de la zona son andesitas piroxénicas y basaltos olivínicos, seguidos de lavas dasíticas, tobas y pómez.

A lo largo de la zona sur y sureste de la caldera, donde se estudiarán los posibles emplazamientos de la central, existen corrientes de basaltos densos y laminares con olivino, y andesitas basálticas.

En las laderas exteriores de la caldera existen capas espesas de pómez y cenizas descompuestas que ocultan casi todos los afloramientos de lavas, con excepción de unos pocos puntos donde éstas tienen carácter similar a aquellas expuestas en el lado interior de la caldera.



Figura 9.3. Ladera de depósitos volcánicos.

b. Ubicación

Para la construcción de un aprovechamiento hidroeléctrico reversible de acumulación por bombeo, es necesario disponer de un volumen mínimo de agua en una zona donde se puedan ubicar depósitos o embalses a una distancia lo más reducida posible y con el mayor desnivel entre ellos. Estas condiciones permiten minimizar el coste de las conducciones y aumentar los rendimientos globales del ciclo energético.

Con todo ello se va a realizar un estudio de emplazamiento de las diferentes partes del proyecto ya que existen diversas alternativas para la ubicación del depósito superior así como para la ubicación de la central. Por lo contrario, el depósito inferior queda emplazado unívocamente por la situación del lago Coatepeque.



Figura 9.4. Orografía de la zona próxima al lago.

La situación del depósito superior marcará el salto y la capacidad del bombeo. Se requiere un lugar alto y con buen salto. También es conveniente fijarse en la situación de la central y de las tomas, así como la dificultad que requiere su emplazamiento.

Otro punto importante para la localización del embalse es la distancia entre embalses, con menor distancia entre los embalses se reducen costes y pérdidas de carga. Para este caso es fundamental tener en cuenta, además, la situación de los límites de áreas protegidas y la existencia de viviendas de carácter vacacional en la zona norte y noreste del lago.



Figura 9.5. Laderas que limitan el Lago Coatepeque.

Por lo tanto, bajo unas condiciones geotécnicas prácticamente idénticas, se decide evaluar tres opciones para el emplazamiento del depósito superior de la central y del resto de instalaciones. Cabe mencionar que se ha realizado una primera estimación del tamaño del depósito para conocer el área necesaria aproximada a tener en cuenta.

❖ Opción 1

Esta ubicación es próxima a la localidad de El Congo, y presenta un salto de unos 240 metros.

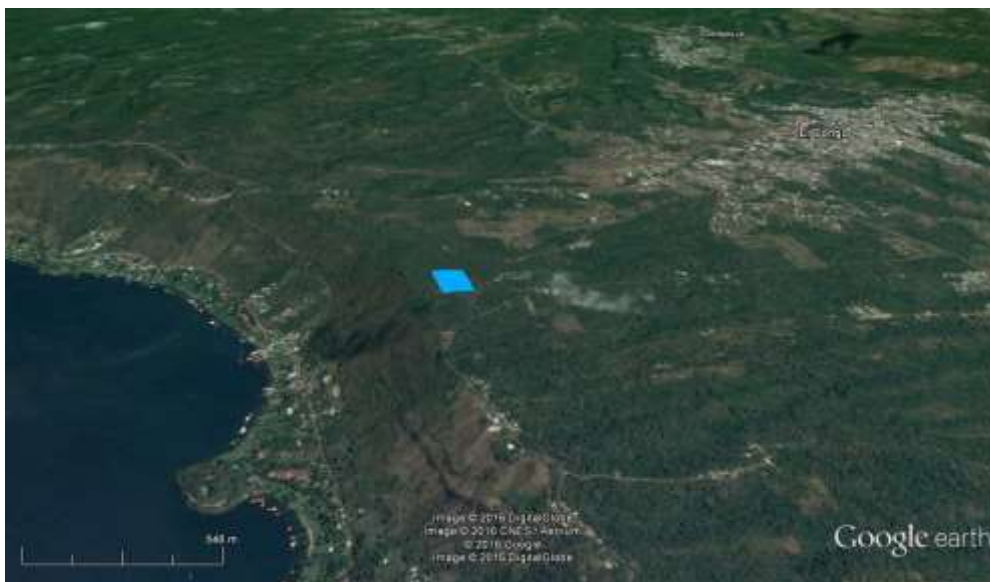


Figura 9.6. Primera opción de emplazamiento de embalse superior.

❖ Opción 2

Desplazando la localización hacia el sur se evitan las edificaciones. Para esta ubicación del depósito superior el salto sería de 290 metros.

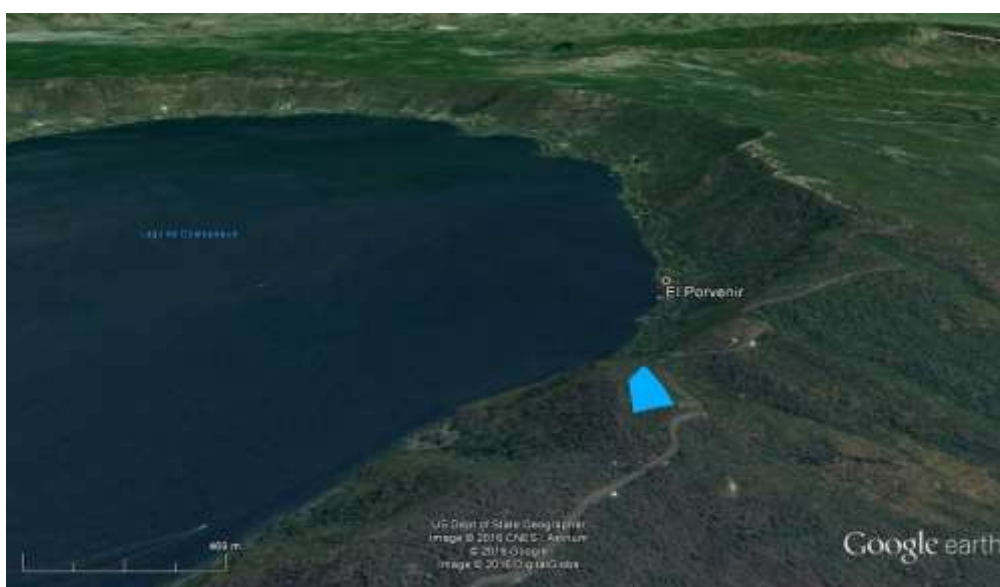


Figura 9.7. Segunda opción de emplazamiento de embalse superior

❖ Opción 3

Un área más amplia y con similar salto situada poco más al sur sería la tercera opción, que presenta un salto de 305 metros.

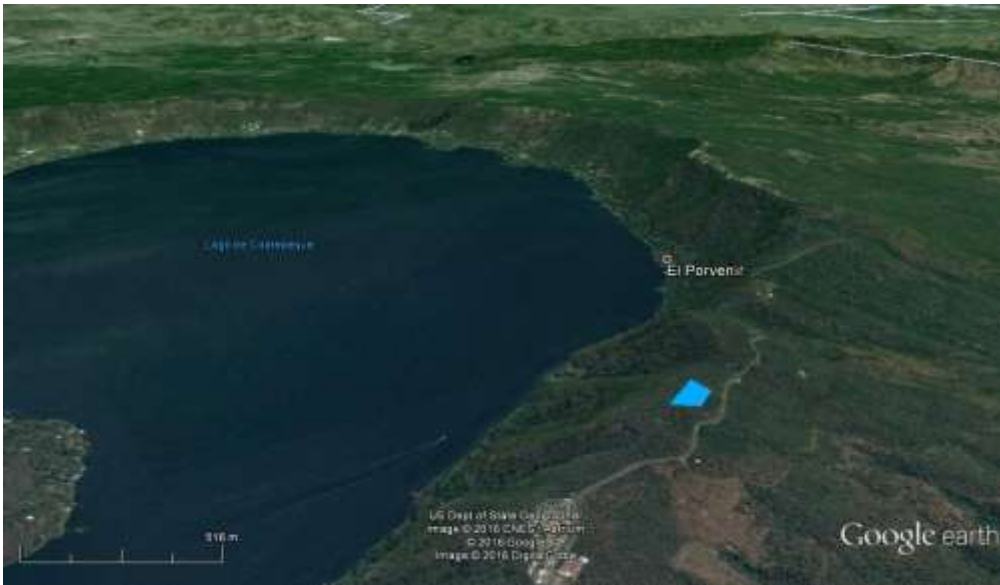


Figura 9.8. Tercera opción de emplazamiento para depósito superior.

→ Situación adoptada

Tras una primera evaluación del salto, la accesibilidad para la construcción del depósito y el impacto de las instalaciones de tuberías, equipos y edificio principal, se decide optar por la tercera ubicación.

Esta zona está muy próxima a una carreta, habiendo suficiente espacio para la construcción de la balsa sin la existencia de altas pendientes o puntos inaccesibles. Además, sin llegar a alcanzar zonas protegidas, esta localización permite evitar áreas residenciales ya que la orilla del lago se encuentra totalmente libre de edificaciones (figura 9.9).



Figura 9.9. Ladera próxima al depósito superior.

c. Cálculos Recurso-Demanda

A partir de la herramienta SAM (System Advisor Model) se han obtenido los valores de radiación horaria directa y difusa a lo largo de un año para la zona de estudio (figura 9.10).

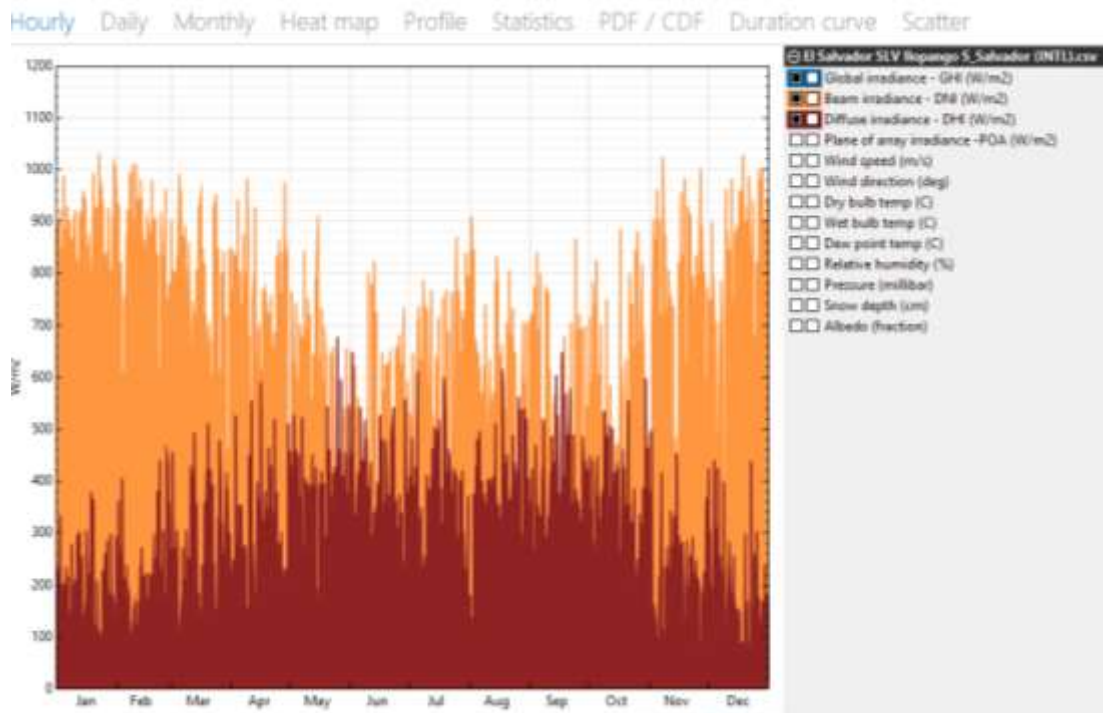


Figura 9.10. Datos de radiación solar, SAM.

Una vez conocidos estos valores, se ha estimado un valor típico para cada hora a través de la media anual, con los que se ha obtenido una energía media horaria generada por el sistema fotovoltaico (figura 9.11).

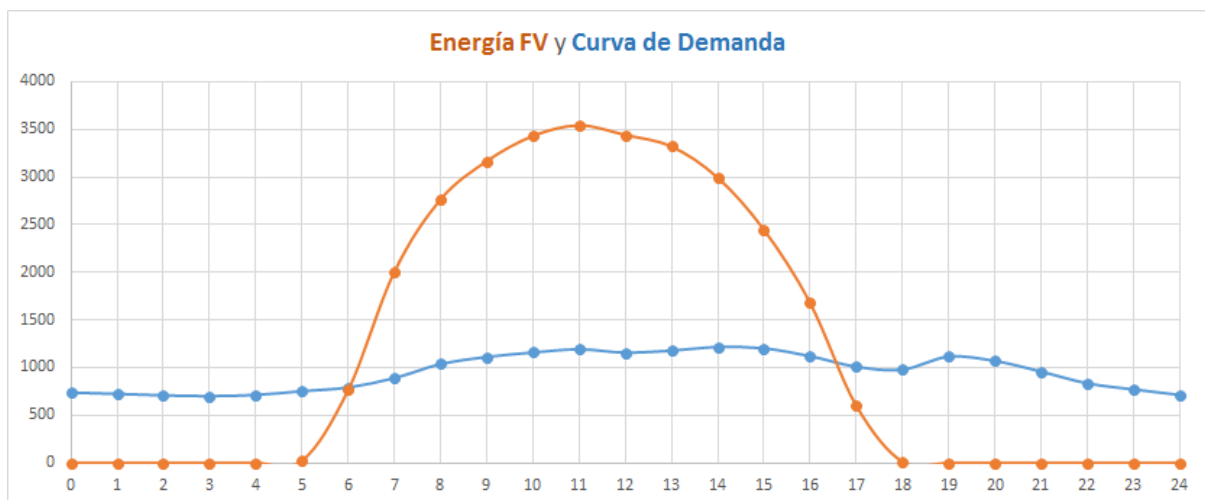


Figura 9.11. Curva de demanda y energía producida por el sistema fotovoltaico.

Mediante estos datos se puede determinar el bombeo necesario para cubrir las franjas horarias sin aportación fotovoltaica. Es importante conocer el número de horas en que el sistema está suministrando energía fotovoltaica.

d. Justificación de la potencia instalada

A partir del estudio de la demanda mencionado anteriormente se determina la energía necesaria para cubrir la misma a lo largo de un día. A raíz de esto se establece que durante las horas en las cuales la fotovoltaica genera electricidad, esta va a ser destinada a cubrir la demanda y utilizar el exceso de generación para bombear el agua al depósito superior, para posteriormente turbinarla durante las horas en las cuales la fotovoltaica no está generando.

Para garantizar el suministro energético a lo largo de las 24 horas del día, se calcula que la potencia necesaria de fotovoltaica es de 5,5 MW, de turbinado de 1,2 MW y de bombeo de 2,4 MW.

e. Diseño Técnico

i. Depósito Inferior

Como se ha mencionado anteriormente el depósito inferior será el lago Coatepeque; un lago de origen volcánico situado a 18 km al sur de la ciudad de Santa Ana, en el municipio de El Congo. Tiene una altitud de 745 ms.n.m., una superficie de 25.3 km² y una profundidad de 115 m. En el interior del mismo se encuentra una isla llamada la Isla del Cerro o Teopán. El topónimo "coatepeque" significa "Cerro de Culebras" en lenguaje náhuatl



Figura 9.12. Lago Coatepeque e Isla del Cerro.

ii. Depósito Superior

Una característica esencial de las balsas es que se construyen en la zona en que se necesitan, sean las que sean las condiciones geotécnicas del lugar.

La balsa es una excavación en cualquier terreno cuya capacidad se aumenta con diques construidos con el material excavado, compensando volúmenes e impermeabilizada con una lámina plástica a veces de sólo unas décimas de milímetro de espesor.

Las diferentes condiciones locales y los distintos modos de lograr la impermeabilización del vaso dan lugar a una gran diversidad de soluciones. Sin embargo la gran diversidad proviene de las condiciones locales.

En referencia al procedimiento de impermeabilización prácticamente la totalidad de las posibilidades quedan integradas diferenciadamente en uno de los grupos siguientes:

- Balsas impermeabilizadas con arcillas
- Balsas impermeabilizadas con láminas
- Balsas impermeabilizadas con asfalto
- Balsas impermeabilizadas con hormigón

El grupo más numeroso de las existentes y de las proyectadas a corto plazo lo constituyen las impermeabilizadas con láminas. Sin embargo, existe la tendencia al asfalto para volúmenes por encima del hectómetro cúbico.

En cuanto a las condiciones locales los aspectos más influyentes son la situación y variación del nivel freático, la disposición en llano o en media ladera y la pretensión o no de medir y localizar eventuales filtraciones.

La situación habitual es que el emplazamiento sea permeable, como en este caso, y que con los materiales excavados no se pueda construir un espaldón impermeable, ni estable internamente ante una circulación de agua a su través de una cierta intensidad. Tampoco la estabilidad de los espaldones que se construyan es muy fiable y, en cualquier caso, no es de esperar que su deformación sea homogénea.

Estas circunstancias llevan, por una parte, a disponer de una impermeabilización capaz de soportar deformaciones acusadas sin deterioro apreciable, y por otra, a tomar disposiciones que eviten, en el caso de que una avería en la impermeabilización ocasione una filtración de cierta importancia, que ni los espaldones ni el terreno sean destruidos por erosión interna. La impermeabilización flexible se logra con eficacia mediante las geomembranas, láminas sintéticas de diversas composiciones pero todas con una elevada deformación en rotura. En cuanto a la erosión interna, la solución es siempre de filtro que impida la migración, asociado al drenaje para dejar sin presión ni fuerza de arrastre al agua que atraviesa el filtro.

Las láminas de protección son los denominados geotextiles. Las láminas impermeabilizantes, son las denominadas geomembranas. La capa drenante en el caso de ser ejecutada con zahorra o gravilla, limita la pendiente del talud, respecto a la que pudiera realizarse, si se sustituye dicha capa por geosintéticos.



Figura 9.13. Esquema e imagen de balsa impermeabilizada mediante láminas.

La forma del depósito afectará al volumen almacenable. Además, siempre se ha de tener en cuenta el movimiento de tierras y el coste, por lo que se buscará la geometría óptima.

Se realizará terraplenado y excavación atendiendo a terreno, optimizando los movimientos de tierra mediante formas redondeadas. Se instalará un vallado alrededor de la balsa, así como un aliviadero para garantizar la seguridad. Se dispondrá de una rampa de acceso al fondo, en el lado sur del embalse, para mantenimiento.

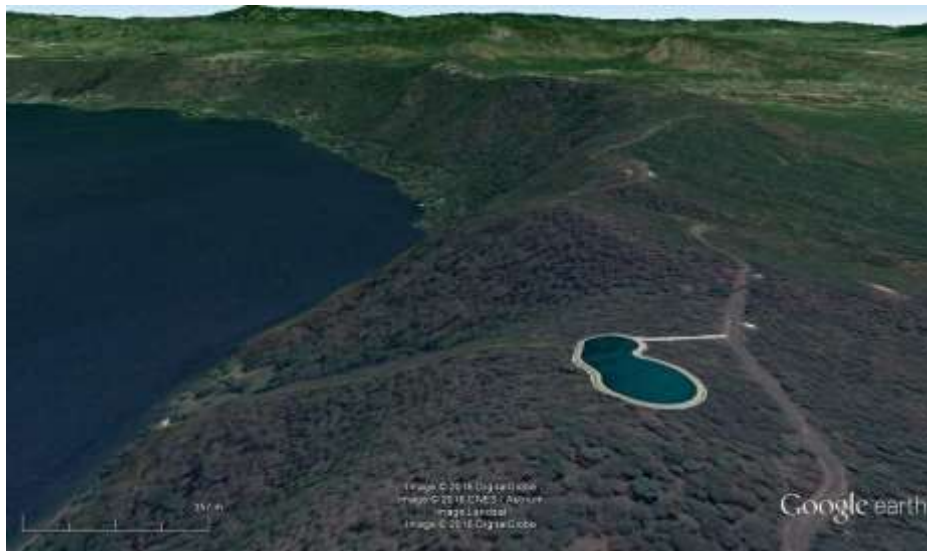


Figura 9.14. Situación del depósito superior.



Figura 9.15. Depósito, tuberías y casa de máquinas.

La toma se situará al norte del embalse, a una cota de 1055 metros. La conducción consta de dos tuberías para bombeo y turbinado de igual diámetro. El edificio de la central alberga las máquinas y equipo eléctrico.

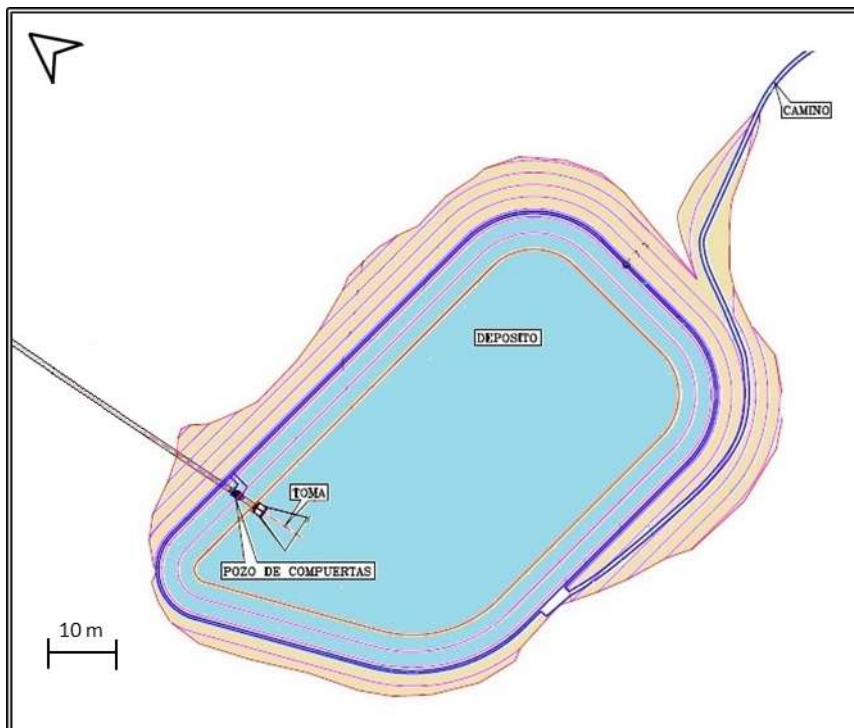


Figura 9.16. Plano del depósito superior.

Atendiendo a la capacidad del embalse requerida y a la orografía del emplazamiento, se ha estimado el volumen de tierra a desplazar, tanto en excavación como en terraplén. Una vez realizados los cálculos hidráulicos y fotovoltaicos se determina que será necesaria la construcción de una balsa de 60.000 m³ de capacidad, que se extenderá a lo largo de 6050 m² de superficie.

Volumen Requerido (m ³)	60000
Superficie ocupada (m ²)	6050,8
Superficie de impermeabilización (m ²)	62308
Profundidad máxima del depósito (m)	9,8
Tierras a desplazar (terraplén y excavación)(m ³)	43000

iii. Determinación del salto neto

Para calcular el salto se emplean teodolitos electrónicos digitales con una exactitud +/- 0,4 mm, o como método más rápido utilizando datos topográficos obtenidos mediante GPS. Es fundamental obtener los siguientes valores:

- Salto bruto (H_b). Distancia vertical comprendida entre el nivel máximo aguas arriba y el nivel normal del embalse inferior donde se descarga el caudal turbinado.
- Salto útil (H_u). Desnivel comprendido entre la superficie libre del agua en el punto de carga y el nivel de desagüe de la turbina.
- Salto neto (H_n). Altura del salto que impulsa la turbina, que es igual al salto útil menos las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones.
- Pérdidas de carga (H_p). Son las pérdidas por fricción del agua en la tubería forzada más las pérdidas ocasionadas por turbulencia al cambiar de dirección el flujo, al pasar a través de la rejilla o de la válvula, etc. Son aproximadamente el 5%-10% del salto bruto.

Una pérdida de carga del 8% es razonable, y es la escogida para el cálculo del salto neto en el proyecto.

Por lo que una vez obtenidas las diferentes cotas, se procede al cálculo de los diferentes saltos.

Conocida la distancia vertical comprendida entre el nivel máximo de aguas arriba y el depósito inferior donde se restituye el caudal turbinado es necesario estimar las pérdidas por fricción en la tubería forzada y las originadas por turbulencias en la rejillas, codos, válvulas, etc. En algunos tipos de turbina hay que tener en cuenta además que la descarga tiene lugar a una altura superior a la lámina de agua en el depósito inferior. Por lo que el salto neto será el resultado de restar al salto bruto a dichas pérdidas.

$$H_b = 1067 - 732 = 335 \text{ m}$$

$$H_u = 1065,1 - 733,3 = 331,8 \text{ m}$$

$$H_p = 0,08 * 335 = 26,8 \text{ m}$$

$$H_n = 331,8 - 26,8 = 305 \text{ m}$$

Cota de la lámina de agua en la toma	1065,1
Cota de la lámina de agua en el embalse superior	1067
Cota de la lámina de agua en el lago Coatepeque	732
Cota de la lámina de agua en el tubo de aspiración de la turbina	733,3

iv. Determinación de caudal de bombeo y turbinado

Para determinar tanto el caudal bombeado como el turbinado, se ha realizado un estudio de la demanda, explicado anteriormente, así como un estudio del aporte de la instalación fotovoltaica. Obteniendo los caudales necesarios para completar la demanda a lo largo de un día medio.

Para ello se ha calculado la energía necesaria que tiene que ser suministrada a lo largo de cada hora. A partir de ella, en las horas en las que la fotovoltaica no produce, se ha delimitado la energía que necesita ser turbinada, y por lo tanto la energía que debe ser bombeada. Una vez realizado esto se ha calculado el caudal necesario.

- Caudal turbinado

$$Q = \frac{P}{Hn * \rho_A * \rho_T * \rho_{Tot} * g}$$

- Caudal bombeado

$$Q = \frac{P * \rho_A * \rho_T * \rho_{Tot}}{Hn * g}$$

Siendo:

Q= Caudal

Hn= Salto neto

P= Potencia

$\rho_A, \rho_T, \rho_{Tot}$ = Rendimientos de turbina y alternador

g= Aceleración de la gravedad

En las siguientes tablas se observa el cálculo realizado para cada hora.

Turbinado				
Horas	Energía	Potencia	Caudal	Volumen turbinado por hora
0	738,00	738,00	0,27	984,11
1,00	723,60	723,60	0,27	964,91
2,00	709,20	709,20	0,26	945,71
3,00	700,80	700,80	0,26	934,51
4,00	714,00	714,00	0,26	952,11
5	731,63	731,63	0,27	975,62
6,00	28,01	365,81	0,14	487,81
7,00	-1116,13	-1116,13	0,00	0,00
8,00	-1729,20	-1729,20	0,00	0,00
9,00	-2055,46	-2055,46	0,00	0,00
10	-2273,27	-2273,27	0,00	0,00
11,00	-2351,29	-2351,29	0,00	0,00
12,00	-2285,13	-2285,13	0,00	0,00
13,00	-2143,26	-2143,26	0,00	0,00
14,00	-1777,42	-1777,42	0,00	0,00
15	-1245,72	-1245,72	0,00	0,00
16,00	-558,68	-558,68	0,00	0,00
17,00	409,25	409,25	0,15	545,73
18,00	967,19	967,19	0,36	1289,73
19,00	1116,00	1116,00	0,41	1488,17
20	1070,40	1070,40	0,40	1427,37
21,00	958,80	958,80	0,36	1278,55
22,00	835,20	835,20	0,31	1113,73
23,00	771,60	771,60	0,29	1028,92
				14416,99

Por lo que se toma como caudal de dimensionamiento el más alto el cual corresponde a 0,41 m³/s.

Bombeo				
Horas	Energía	Potencia	Caudal	Volumen bombeado cada hora
0	738,00	-738,00	0,00	0,00
1	723,60	-723,60	0,00	0,00
2	709,20	-709,20	0,00	0,00
3	700,80	-700,80	0,00	0,00
4	714,00	-714,00	0,00	0,00
5	731,63	-731,63	0,00	0,00
6	28,01	-28,01	0,00	0,00
7	-1116,13	1116,13	0,33	1185,64
8	-1729,20	1729,20	0,51	1836,88
9	-2055,46	2055,46	0,61	2183,46
10	-2273,27	2273,27	0,67	2414,83
11	-2351,29	2351,29	0,69	2497,71
12	-2285,13	2285,13	0,67	2427,43
13	-2143,26	2143,26	0,63	2276,73
14	-1777,42	1777,42	0,52	1888,10
15	-1245,72	1245,72	0,37	1323,29
16	-558,68	558,68	0,16	593,47
17	409,25	163,70	0,05	173,90
18	967,19	-967,19	0,00	0,00
19	1116,00	-1116,00	0,00	0,00
20	1070,40	-1070,40	0,00	0,00
21	958,80	-958,80	0,00	0,00
22	835,20	-835,20	0,00	0,00
23	771,60	-771,60	0,00	0,00
				18801,44

El caudal determinado para el bombeo es de 0,69 m³/s, aprovechando el pico de fotovoltaica. Como se puede observar se ha dimensionado para los picos de energía necesaria a lo largo del día.

v. Sistema fotovoltaico

El objetivo del sistema fotovoltaico es proporcionar la energía necesaria para abastecer la demanda de la población, así como destinar la parte sobrante al bombeo, que será utilizado para cubrir la demanda en las horas de noche. Además debe poder soportar un aumento de la energía necesaria en la zona.

Tras realizar un estudio de la demanda y de la energía necesaria para bombear, se ha escogido implantar una instalación de 5,5 MW de potencia instalada.

El panel escogido es SunPower E29/ 435, con una potencia pico de 435 Wp. El inversor es de la marca Ingecon Sun con una potencia de 535 kW.



Figura 9.17. Inversor elegido para la instalación.

Para el cálculo de la instalación solar se han obtenido datos de radiación a lo largo de 15 años en la base de datos de la NASA, a partir del cual se ha obtenido la media de la radiación anual.

Las características del modulo y del inversor, así como los datos de radiación se encuentran en los anexos.

Los paneles tendrán una inclinación de 15°, que es la inclinación ideal teniendo en cuenta la situación geográfica del lago Coatepeque. Con esto los datos de radiación y las características técnicas tanto de los paneles y los inversores se ha obtenido una configuración compuesta por diez inversores, en el que cada uno tiene conectado 1300 paneles, diez en serie y 130 en paralelo. En total la instalación fotovoltaica contará con 13000 paneles. Los cálculos se encuentran explicados con detalle en los anexos.

Una vez conocida la potencia del sistema fotovoltaico, se estima necesaria una superficie de 2,8 hectáreas para las instalaciones. La elección previa de una ubicación situada al sureste del lago también favorece la posibilidad de disponer de este área. Para elegir la localización exacta se va a tener en cuenta una serie de factores:

- Pendiente
- Orientación
- Cercanía al resto de instalaciones
- Acceso

El impacto y la ocupación de suelo requerida en este caso ha llevado a evaluar una medida que minimizara los posibles inconvenientes de una instalación de este tipo cercana a áreas turísticas y con paisajes naturales. Para ello, se va a estudiar la instalación de paneles solares flotantes en la mayor proporción posible sobre el depósito superior, el resto se hará de la forma habitual.

A pesar de que la energía solar situada sobre el agua no es la parte más conocida de la fotovoltaica, y aunque todavía se realizan estudios sobre su viabilidad y la durabilidad de la instalación, está más extendida de lo que se cree. Las grandes superficies de captación necesarias para tener una potencia considerable es siempre una desventaja. Ante esta objeción surge una nueva alternativa: los paneles flotantes. El objetivo de esta modalidad de fotovoltaica es aprovechar principalmente la

superficie de depósitos de agua artificiales: canales de riego, embalses, depósitos de uso industrial y plantas de tratamiento, etcétera.



Figura 9.18. Paneles fotovoltaicos flotantes sobre balsas artificiales.

Además, ofrece beneficios extra frente a la fotovoltaica sobre terreno: reduce la evaporación del agua, reduce la formación de algas en el depósito y en general, tienen mayor eficiencia que las placas sobre suelo, ya que el agua permite la refrigeración del circuito, evitando el sobrecalentamiento.



Figura 8.20. Balance energético: balsa sin cubierta y balsa con cubierta flotante.

En las figuras 9.21 y 9.22 se pueden observar los elementos que constituyen el sistema.

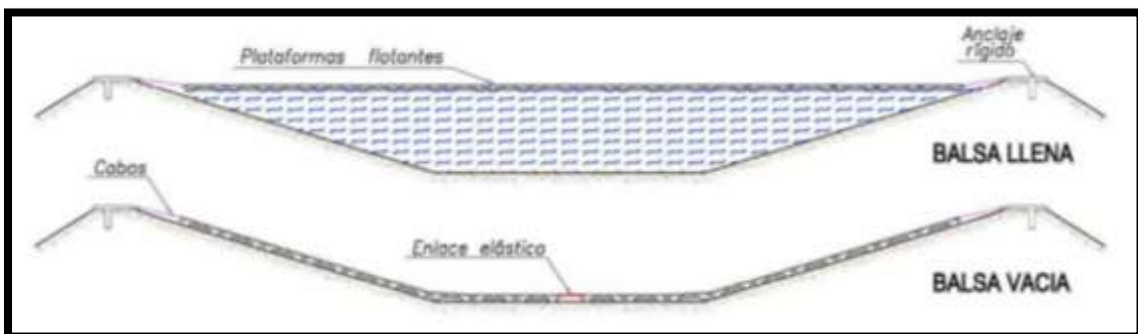


Figura 9.21. Elementos constituyentes del sistema flotante. Balsa.

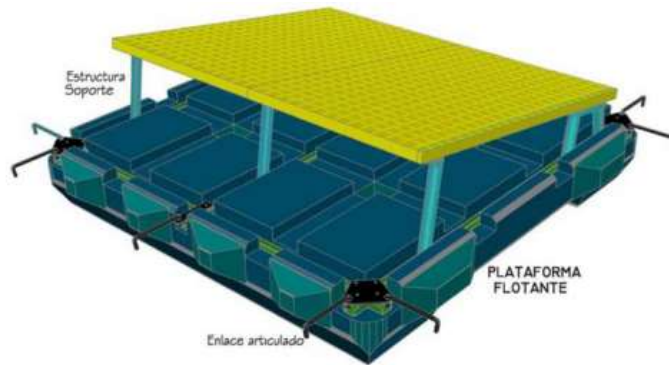


Figura 9.22. Elementos del sistema fotovoltaico flotante. Módulo.

El área disponible sobre el depósito para la instalación de los paneles flotantes es de 5500m², mientras que el área total necesaria para la instalación de los paneles es de 28.000 m². Por lo tanto se van a cubrir el depósito superior mediante paneles flotantes, y el resto serán instalados próximos al depósito.



Figura 9.23. Situación de los paneles fotovoltaicos.

vi. Conducción

La tubería forzada es de 640 metros. El diámetro de la misma se predimensionará en función de la limitación del agua que debe existir a la entrada de la válvula de guarda de la turbina:

- Para válvulas mariposa: $v \leq 4$ m/s
- Para válvulas esféricas: $v \leq 7$ m/s

Al ser el salto neto superior a 150 metros, se recomienda la utilización de válvulas esféricas, por lo que la velocidad quedará limitada a 7 m/s.

Conocidos el caudal a turbinar y la máxima velocidad permitida a la entrada de la válvula se obtienen los diámetros mínimos de la siguiente forma:

$$S = \frac{Q}{V}$$

$$D_{min} = \sqrt{\frac{4 * S}{\pi}}$$

BOMBEO			
Tubería			
forzada	acero		
Válvula	$v < 7$		
esférica	(m/s)		
	v	(m/s)	7
	Q	(m ³ /s)	0,69
	S	(m ²)	0,09911542
	Dmin	(m)	0,35524312
	Dmin	(mm)	355,243118

TURBINADO			
Tubería			
forzada	acero		
Válvula	$v < 7$		
esférica	(m/s)		
	v	(m/s)	7
	Q	(m ³ /s)	0,60
	S	(m ²)	0,085714286
	Dmin	(m)	0,330355593
	Dmin	(mm)	330,3555934

Una vez realizado esto se comparan los diferentes diámetros nominales. Se han calculado las pérdidas de carga que se producen con cada uno, ya que hay que realizar un dimensionamiento óptimo en cuanto a éstas y al coste de la tubería.

$$S = \frac{\pi * D^2}{4}$$

Los caudales que definirán el diseño de la central serán 0,69 m³/s para el caudal turbinado, y 0,6 m³/s para el caudal bombeado.

$$V = \frac{Q}{S}$$

$$Re = \frac{V * D}{\nu}$$

$$\nu = 0,0000115$$

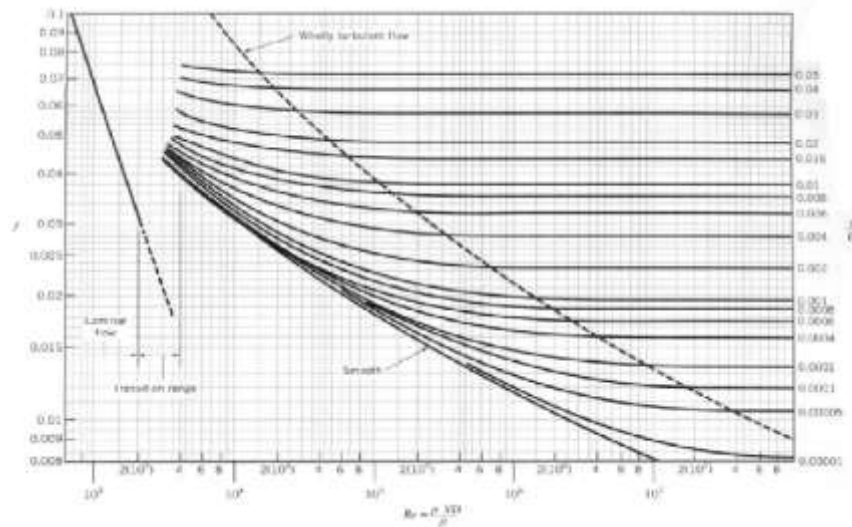
Según la fórmula Colebrook-White:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log\left(\frac{\varepsilon}{3,71 * D}\right)$$

Siendo ε la rugosidad absoluta de la tubería que para acero soldado con fibra de vidrio es 0,6 mm.

Tipo de tubo	e (mm)
Tubería de polietileno	0,003
Tubería de fibra de vidrio con resina epoxy	0,003
Tubería de acero estirado sin costura (nuevo)	0,025
Tubería de acero estirado sin costura (ligeramente oxidado)	0,250
Tubería de acero estirado sin costura (galvanizado)	0,150
Tubería de acero soldado	0,600
Tubería de hierro fundido protegido con barniz centrifugado	0,120
Tubería de Uralita	0,025
Tubería de duelas de madera	0,600
Tubería de hormigón colado in situ/encofrado metálico	0,360

Moody (1944) consiguió representar la expresión de Colebrook-White en un ábaco de fácil manejo para calcular f en función del número de Reynolds y actuando la rugosidad relativa ε_r como parámetro diferenciador de las curvas:



Finalmente las pérdidas de carga en la tubería forzada se obtienen con la siguiente ecuación

$$h_f = f * \left(\frac{L}{D}\right) * \frac{V^2}{2g}$$

Siendo L la longitud de la tubería que en ambos casos es de 640 m.

Bombeo							
L(m)	D(mm)	S(m2)	Q(m3/s)	V(m/s)	Re	f	hf
640	500	0,19634954	0,69	3,53353483	1536319,49	0,010236	8,34647177
640	600	0,28274334	0,69	2,45384363	1280266,24	0,01047	3,43093984
640	700	0,3848451	0,69	1,80282389	1097371,07	0,010715	1,62451845
640	800	0,50265482	0,69	1,38028704	960199,683	0,01094	0,85072669

Turbinado							
L(m)	D(mm)	S(m2)	Q(m3/s)	V(m/s)	Re	f	hf
640	500	0,19634954	0,60	3,05577491	1328597,79	0,010236	6,24204501
640	600	0,28274334	0,60	2,12206591	1107164,82	0,01047	2,56588431
640	700	0,3848451	0,60	1,55906883	948998,418	0,010715	1,21492261
640	800	0,50265482	0,60	1,19366207	830373,616	0,01094	0,63622983

En ambos casos se ha escogido un diámetro de 500mm, haciendo que las pérdidas de carga sean las mayores pero aún así muy bajas en función de la longitud de la tubería.

El espesor es función de la presión interna, de la carga de rotura y límite elástico del material escogido, y del diámetro de la tubería. El espesor de la pared se calcula con la siguiente expresión:

$$e = \frac{P_i \cdot D}{2\sigma_f \cdot k_f} + e_s = \frac{(H_c + h_s) \cdot D}{2\sigma_f \cdot k_f} + e_s$$

Donde P_i es la presión máxima considerando el golpe de ariete, H_c es la caída bruta, h_s es la sobrepresión ejercida por el golpe de ariete, D es el diámetro de la tubería, σ_f es la resistencia a tracción, k_f es la eficiencia de uniones y e_s es un espesor adicional de 3mm.

Para obtener el espesor habrá que estudiar en un primer lugar el golpe de ariete, que consiste en la alternancia de depresiones y sobrepresiones debido al movimiento oscilatorio del agua en el interior de la tubería; es básicamente una variación de presión y se puede producir tanto en impulsiones como en abastecimientos por gravedad. Para evitarlo se utilizarán chimeneas de equilibrio; estructuras complementarias destinadas a absorber las sobrepresiones y subpresiones.



Figura 9.24. Chimenea de equilibrio.

Realizando los cálculos descritos anteriormente se obtiene un espesor de la tubería de 10mm.

vii. Casa de máquinas

El edificio de la central va a situarse a pie de la orilla del lago. En él se encuentran las máquinas y los equipos de regulación y comando. Será necesario una edificio de 6x10 metros y una altura de 6.5 metros.

La estructura de cimentación debe estar convenientemente situada respecto a las influencias de agentes exteriores, que pueden modificar su comportamiento. Para evitar el riesgo de modificaciones de la naturaleza del terreno, por irrupción de aguas, o el posible arrastre y para proteger de la constante humedad y ascenso por capilaridad de elementos empotrados, se instalaran drenes, para avenar o dar salida a las aguas de lluvia y capa freática. El drenaje o avenamiento se situará próximo a la cimentación, componiéndose de tubos perforados, sin juntas y a tope de material impermeable diámetros proporcionales a la cantidad de agua subterránea. En zonas rocosas se profundizará como mínimo 0,20m en esa capa para cumplir la condición de anclaje del cemento.



Figura 9.25. Situación del edificio de la central.

Las turbinas Pelton están diseñadas para grandes saltos hidráulicos con caudal bajo, por lo que ha sido la elegida en este caso.

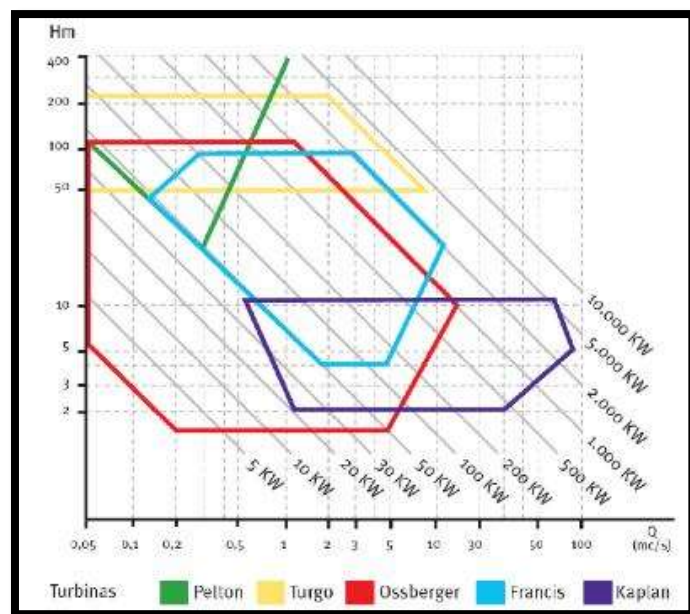


Figura 9.26. Campo de utilización de turbinas.

Consisten en una rueda con cucharas, las que convierten la energía del chorro de agua que salta sobre las cucharas. Tiene una galería de presión, la que transporta el fluido por largas alturas y luego suministra a la turbina con las válvulas de aguja para aumentar velocidad del flujo. Sus principales partes son:

- Cazoletas. Tiene forma de cuchara doble y son las que reciben el chorro justo en su arista, circulando éste por esta cavidad y dando una dirección al chorro.
- Inyector. Regula el chorro de agua gracias a sus válvulas de agujas.
- Regulador. Permite mantener constante la velocidad de la turbine.

Las turbinas de mayores tamaños son utilizadas según su combinación de presión, velocidad y volumen, dependiendo de la cantidad de potencia que se requiera de ellas.



Figura 9.27. Turbina Pelton.

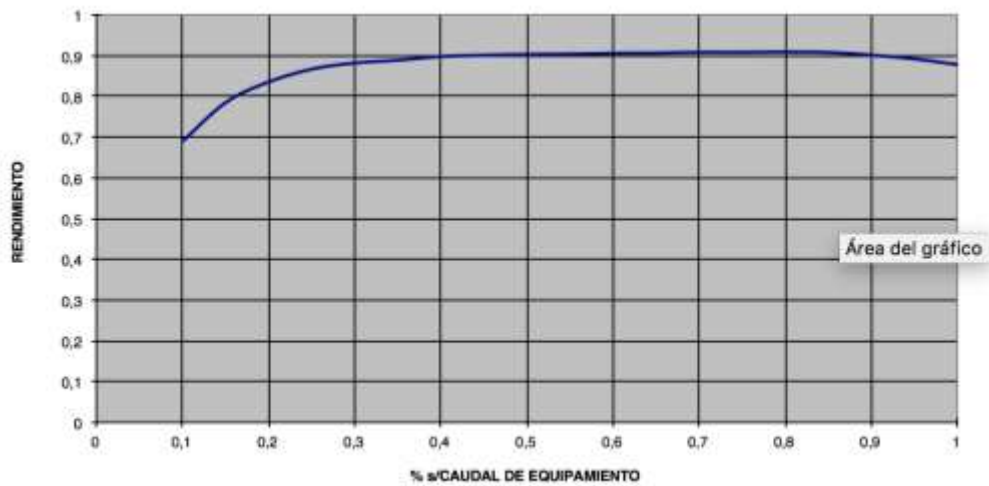


Figura 9.28. Rendimiento turbina Pelton.

Para el bombeo se trabaja con tres bombas, una de 500 kW, otra de 700 kW y una de 1200 kW.

En la siguiente tabla se puede observar como el rendimiento de la turbina varía en función del caudal para cada hora.

Turbinado				0,6				
Horas	Energía	Potencia	Caudal	porcentaje	caudal	Rto	Potencia	Energía
0	738,00	738,00	0,36	0,60	0,92	987,885982	987,885982	
1	723,60	723,60	0,35	0,59	0,92	968,610158	968,610158	
2	709,20	709,20	0,34	0,57	0,92	949,334334	949,334334	
3	700,80	700,80	0,34	0,57	0,92	938,090104	938,090104	
4	714,00	714,00	0,35	0,58	0,92	955,759609	955,759609	
5	731,63	731,63	0,36	0,59	0,92	979,35445	979,35445	
6	28,01	365,81	0,18	0,30	0,87	489,677225	489,677225	
7	-1116,13	-1116,13	0,00	0,00	0,00	0	0	
8	-1729,20	-1729,20	0,00	0,00	0,00	0	0	
9	-2055,46	-2055,46	0,00	0,00	0,00	0	0	
10	-2273,27	-2273,27	0,00	0,00	0,00	0	0	
11	-2351,29	-2351,29	0,00	0,00	0,00	0	0	
12	-2285,13	-2285,13	0,00	0,00	0,00	0	0	
13	-2143,26	-2143,26	0,00	0,00	0,00	0	0	
14	-1777,42	-1777,42	0,00	0,00	0,00	0	0	
15	-1245,72	-1245,72	0,00	0,00	0,00	0	0	
16	-558,68	-558,68	0,00	0,00	0,00	0	0	
17	409,25	409,25	0,20	0,33	0,89	547,825785	547,825785	
18	967,19	967,19	0,47	0,78	0,90	1294,6734	1294,6734	
19	1116,00	1116,00	0,54	0,90	0,89	1493,87636	1493,87636	
20	1070,40	1070,40	0,52	0,87	0,89	1432,83625	1432,83625	
21	958,80	958,80	0,47	0,78	0,90	1283,44862	1283,44862	
22	835,20	835,20	0,41	0,68	0,91	1117,99779	1117,99779	
23	771,60	771,60	0,37	0,62	0,92	1032,86291	1032,86291	
				0,58	0,92	0	14472,233	

Se observa una variación de caudal con respecto al apartado anterior, esto es debido a que la delimitación del rendimiento horario de la turbina ha hecho necesario aumentar el mismo para la obtención de la energía necesaria.

Las fórmulas utilizadas han sido las siguientes:

$$P = Q * Hn * \rho_A * \rho_T * \rho_{Tot} * g$$

$$E = P * t$$

viii. Red

La creación de una línea eléctrica de 132 kV, de doble circuito, en la subestación de Coatepeque en el departamento de Santa Ana, tendrá el objetivo de transportar la energía generada por el sistema híbrido hidráulico-solar a los alrededores del lago Coatepeque.



Figura 9.29. Red eléctrica.

En la siguiente table se pueden observar las principales características de la red:

Características	Valor
Frecuencia	60 Hz
Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada de la red	132 kV
Potencia máxima a trasportar por el circuito	145 MVA
Nº de circuitos	2
Disposición	Hexágono/doble circuito
Nº conductores por fase	1
Nº cables de tierra	2
Origen	ST Coatepeque
Final	ST Coatepeque
Longitud	30,5 km

ix. Subestación

La infraestructura a realizar consiste en la Subestación Transformadora 132/20 kV denominada Coatepeue, en el departamento de Santa Ana. La subestación eléctrica tiene como principal objetivo afrontar, en condiciones adecuadas y con plenas garantías, la demanda del entorno del lago Coatepeque, donde se espera un fuerte crecimiento, así como la salida de la energía generada por la cooperativa y su sistema híbrido hidráulico-solar.

La subestación de Coatepeque constará de las siguientes instalaciones:

- Instalación de Distribución Eléctrica.
 - Un sistema eléctrico de 132 kV con una configuración de doble barra (DB) tipo interior con aislamiento en SF6 y 10 posiciones

correspondientes a dos de línea, cinco de transformador, una de enlace de barras y dos posiciones de reserva.

- Un sistema eléctrico de 20 kV con una configuración de doble barra (DB) tipo interior con aislamiento en SF₆, conformado por tres módulos de celdas con un total de 39 posiciones de las que veinticuatro serán salidas de línea, tres de transformador, dos de servicios auxiliares, dos de medida, dos de unión, una de partición, dos de enlace de barras y tres de baterías de condensadores. Este sistema se completa con la dotación en intemperie de tres baterías de condensadores (BC).
- Una transformación dotada con tres transformadores de potencia de relación 132/20 kV y 40 MVA de potencia cada uno, con sus correspondientes reactancias trifásicas limitadoras de puesta a tierra.
- Para la alimentación de los equipos y servicios propios de estas instalaciones quedarán instalados dos transformadores de servicios auxiliares (TSA) de relación 20/0,380-0,220 kV y 250 KVA de potencia cada uno.
- Un edificio en el que se ubicarán las celdas de 132 kV y 20 kV, transformadores de servicios auxiliares y los equipos de control, protección, comunicación, alimentación en BT, etc., necesarios para el correcto funcionamiento de las instalaciones descritas, así como una pequeña dependencia para aseo y vestuario.
- Instalación de generación.
 - Un sistema eléctrico de 20 kV con una configuración de simple barra (SB) tipo interior con aislamiento en SF₆, conformado por un módulo de celdas con un total de 5 posiciones de las que 1 será salida de línea, 2 de transformador, 1 de servicios auxiliares y 1 de medida.
 - Una transformación dotada con dos transformadores de potencia de relación 20/132 kV y 25 MVA de potencia cada uno, con sus correspondientes reactancias trifásicas limitadoras de puesta a tierra. Para la alimentación de los equipos y servicios propios de estas instalaciones se instalará un transformador de servicios auxiliares (TSA) de relación 20/0,380-0,220 kV y 50 KVA de potencia.
 - Un edificio en el que se ubicarán las celdas de 20 kV y los equipos de control, protección, comunicación, alimentación en BT, etc., necesarios para el correcto funcionamiento de las instalaciones

descritas, así como una pequeña dependencia para aseo y vestuario.



Figura 9.30. Conexiones entre los distintos sistemas.

La obra civil a realizar para llevar a cabo la instalación de la subestación comprenderá básicamente los siguientes trabajos: explanación, cerramiento, accesos y viales interiores, bancadas de transformadores de potencia y sistema de recogida de aceite, edificio, cimentaciones, canalizaciones eléctricas; abastecimiento de agua, drenaje y saneamiento.

f. Estrategia de Explotación

El depósito inferior no limita la instalación; las lluvias son abundantes, así como las aportaciones subterráneas. Por lo tanto, el dimensionamiento se ha realizado en base al recurso solar y a la construcción del depósito superior. Este está dimensionado para contener energía suficiente para abastecer a la población a lo largo de cuatro días sin aportación solar. En condiciones normales el depósito tardará trece días en llenarse por completo.

Como principal directriz la demanda será cubierta con la energía generada por el campo fotovoltaico. En caso de no disponer de recurso solar se generará energía con la Central Hidráulica, de forma que no se presenten desvíos tanto en lo que a potencia despachada como lo que a servicios complementarios se refiere.

Por otro lado en cuanto al funcionamiento real de la Central, se propone elaborar un criterio de operación con el que poder adaptar el despacho hidrosolar en función del recurso solar y sus desvíos respecto a la previsión, manteniendo los servicios complementarios dentro de los requerimientos de operación del sistema. Por otra parte el programa de bombeo se modifica según el excedente solar.

Para el bombeo del agua se cuenta con tres bombas, una de 500 kW, otra de 700 kW y una de 1200 kW. Estas bombas entran en funcionamiento dependiendo de las necesidades del sistema , pero siempre teniendo en cuenta que el aporte solar sea

suficiente para satisfacer la demanda de la bomba. En caso de que se de un escenario en el que el aporte solar no sirva para satisfacer lo demandado por las bombas, el aporte de bombeo se disminuirá hasta el máximo que se pueda aprovechar.

Para el arranque del bombeo se necesita una energía superior que para el funcionamiento normal de las bombas; este aporte energético se proporciona mediante energía hidráulica.

A continuación se resumen los distintos modos de funcionamiento planteados para la Estrategia de Explotación:

- Explotación con el nivel del depósito superior elevado.
Se considera que el depósito superior cuenta con un nivel elevado cuando supera el 90%. En el caso de que el recurso solar sea suficiente, el objetivo es despachar únicamente con energía solar. En caso de que con la energía solar no sea suficiente para cubrir la demanda, se suministra la restante con energía hidráulica. En el caso de que haya excedente de energía solar, está se despacha para bombeo. Para limitar el aporte de agua, y evitar un excedente en el depósito superior, se pondrá en funcionamiento la bomba de 700 kW. Hay que tener en cuenta que en condiciones ideales esta situación se producirá a los 12 días.
- Explotación con el nivel del depósito superior medio.
Se considera que el depósito superior tiene un nivel medio cuando éste se encuentra entre el 10% y el 80% de su capacidad. Cuando el depósito se encuentre en este estado, se va a tratar de cubrir la demanda con la energía solar producida, y toda la energía sobrante tras cubrir la demanda se destinará a bombeo para garantizar un nivel óptimo del depósito superior. En caso de que con la energía solar no se pudiera cubrir la demanda se cubrirá con energía hidráulica.
- Explotación con el nivel del depósito superior bajo.
El peor de los escenarios sucede cuando el depósito superior se encuentra por debajo del 10%. En este caso, como en los tres anteriores, si existe recurso solar se aprovechará para cubrir la demanda y si no fuera suficiente con la energía solar se pasará a turbinar el agua del depósito para generar energía eléctrica y terminar de cubrir la demanda. Si existe excedente de energía solar tras cubrir la demanda, todo este excedente se destinará a bombeo, llegando a utilizar las tres bombas a la vez siempre que esto sea posible.
En el siguiente gráfico se observa el funcionamiento de las bombas según el aporte solar.

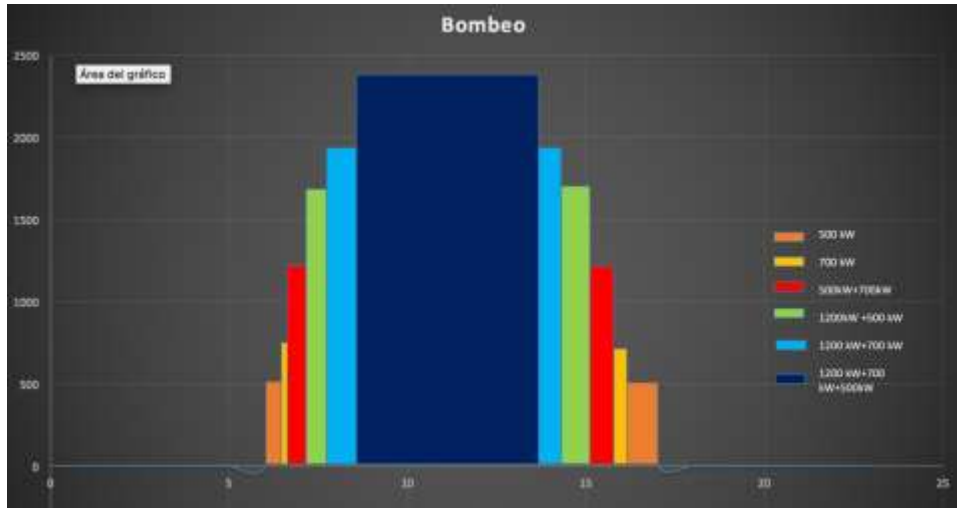


Figura 9.31. Funcionamiento de las diferentes bombas en función de la energía solar.

La siguiente gráfica muestra las aportaciones y demandas a lo largo del día, y en ella se comprueba cómo éstas últimas están cubiertas en todo momento mediante la combinación de los distintos sistemas generadores.

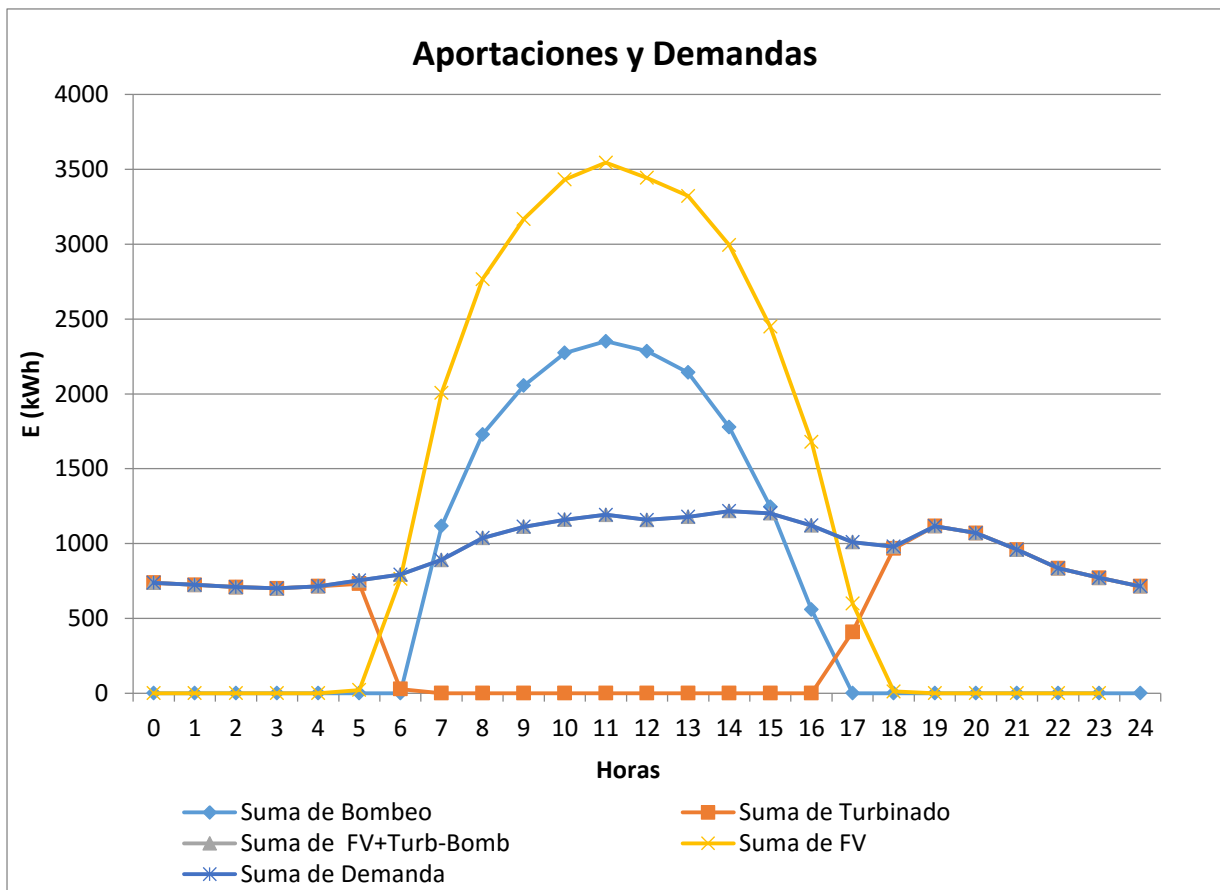


Figura 9.32. Aportaciones y demandas a lo largo del día.

10. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Según el artículo 21 de la ley del medio ambiente de El Salvador el proyecto estará obligado a presentar un estudio de impacto ambiental, esta ley tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Constitución de la República, que se refieren a la protección, conservación y recuperación del medio ambiente; el uso sostenible de los recursos naturales que permitan mejorar la calidad de vida de las presentes y futuras generaciones; así como también, normar la gestión ambiental, pública y privada y la protección ambiental como obligación básica del Estado, los municipios y los habitantes en general; y asegurar la aplicación de los tratados o convenios internacionales celebrados por El Salvador en esta materia.

Otras leyes y reglamentos salvadoreños aplicables serán la Ley de áreas naturales protegidas, la Ley forestal, el Reglamento especial sobre el manejo integral de los desechos sólidos y el Reglamento especial de normas técnicas de calidad ambiental.

a. Descripción general

El emplazamiento se encuentra próximo al lago de Coatepeque, que hará las labores de depósito inferior para el sistema. La cuenca de Coatepeque está delimitada al sur y al norte por los paralelos 13° 47' y 13° 55' respectivamente, y al este-oeste por los meridianos 89° 30' y 89° 40' respectivamente.

El lago está situado entre los departamentos de Santa Ana, El Congo e Izalco, y a unos 50 kilómetros de San Salvador. En la cuenca viven más de 20.000 personas.

El lago es de origen volcánico y está situado a 18 km al sur de la ciudad de Santa Ana. Tiene una altitud de 745 metros sobre el nivel del mar y una superficie de 25.3 km². Además su profundidad es de 115 m.

La isla llamada "Cerro Grande" es conservada como hogar para la Flora y la Fauna de la zona. El lago posee también una península que se la ha llamado "Los Anteojos".

El lago tiene gran atractivo turístico, es un sitio ideal para practicar ski acuático, natación, pesca y buceo. Además está considerado entre los 10 más bellos del mundo. El promedio de visitas es de 5.000 turistas al mes.

❖ Geomorfología

El lago Coatepeque es una estructura singular formada principalmente o totalmente por el hundimiento de las cimas de un grupo de conos volcánicos, y cuya formación no se debe a erupciones explosivas, sino a una caldera de hundimiento. La caldera se formó como resultado de una gran erupción explosiva que sucedió entre los años 57.000 y 72.000 a.C. Luego se formaron conos de escorias y flujos de lava en la parte occidental de la caldera, así como 6 domos de lava (Rhyodacite). La formación del domo más reciente se inició alrededor del 8000 a.C. Sus accidentes más importantes son las dos pequeñas penínsulas denominadas "los anteojos" y la Isla del Cerro. El domo norte tiene 25 metros de diámetro y 25 metros de altura, y el domo sur tiene 150 metros de diámetro y 25 de altura.

❖ Hidrografía

En su mayoría los cauces de los ríos de la zona son cañones profundos en las partes altas con un fuerte proceso geomórfico de erosión fluvial, formándose además llanuras aluviales en las partes bajas que llegan a ocasionar algunas veces problemas de inundación. El drenaje es en su mayoría de tipo dendrítico, aunque existen zonas de tipo radial, especialmente en las cabeceras de las cuencas. Sus límites hidrográficos son: al norte la sub-cuenca del río Suquiapa; al sur y al oriente la cuenca del río Sucio; y al poniente por las cuencas del río Paz y río Bandera en los límites superiores del volcán de Santa Ana

❖ **Clima**

El clima en Coatepeque es clasificado como tropical, en la mayoría de los meses del año en Coatepeque tiene precipitaciones importantes. De acuerdo con Köppen y Geiger este clima se clasifica como Am. La temperatura media anual en Coatepeque se encuentra a 25,3°C. La precipitación es de 4031 mm al año. El mes más seco es enero con 18mm, mientras que septiembre es el que tiene las mayores precipitaciones del año; 694 mm.

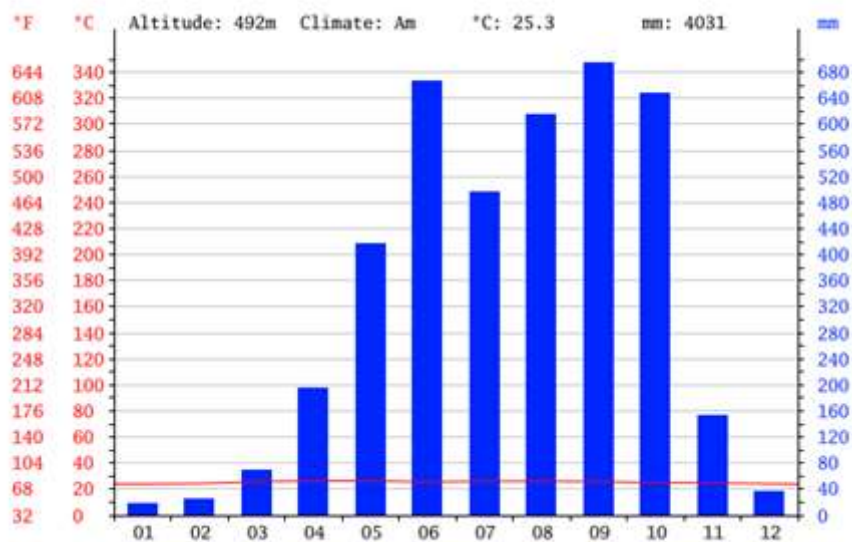


Figura 10.1 .Climograma Coatepeque

El mes más caluroso del año con un promedio de 26,3°C es mayo, mientras que el más frío es enero con una media de 24°C

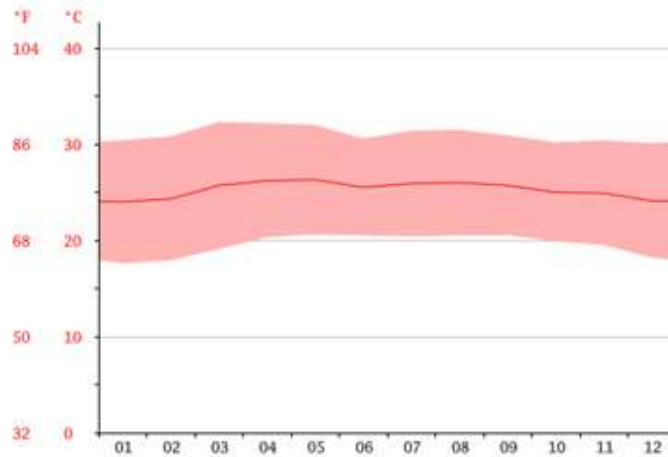


Figura 10.2. Diagrama de temperatura.

month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
mm	18	24	68	195	417	666	496	614	694	648	154	37
°C	24.0	24.3	25.7	26.2	26.3	25.5	25.9	26.0	25.7	25.0	24.9	24.1
°C (min)	17.6	17.9	19.1	20.3	20.6	20.5	20.4	20.5	20.5	19.9	19.5	18.2
°C (max)	30.4	30.8	32.3	32.2	32.0	30.6	31.4	31.5	30.9	30.2	30.4	30.1
°F	75.2	75.7	78.3	79.2	79.3	77.9	78.6	78.8	78.3	77.0	76.8	75.4
°F (min)	63.7	64.2	66.4	68.5	69.1	68.9	68.7	68.9	68.9	67.8	67.1	64.8
°F (max)	86.7	87.4	90.1	90.0	89.6	87.1	88.5	88.7	87.6	86.4	86.7	86.2

Figura 10.3. Tabla climática.

❖ Flora y fauna

El lago es escenario de diversidad de hábitats naturales: bosques nebulosos, páramo de altura, vegetación sobre lava, lavas desnudas y la laguna sulfurosa; así como hábitats perturbados: plantaciones forestales, cafetales, pastizales y otros cultivos. En ellos se desarrollan comunidades de plantas y animales únicos, la mayoría característicos de las tierras altas de la región norte de Centroamérica.

Entre la vegetación destaca el caso de las gramíneas, flores compuestas, agaves y cicutas que habitan el muy poco común paramo de altura. Los árboles de los bosques nebulosos, como el alais, aguacatillo de montaña, el culebro y el mano de león, brindan sustento a una gran variedad de plantas epífitas, como las orquídeas, bromelias, aráceas, musgos, helechos y catus, además de líquenes.

Entre los animales vertebrados más comunes se encuentran zorros, venados de cola blanca, ardillas grises y cafés, pezotes, charas, águilas crestadas negras, tucanes verdes, serpientes timbos y ojos de gato, chivirines rufa, codornices silbadoras, ranas maki y ranitas cavernícolas. Hay que prestar especial atención a las águilas crestadas y a las ranas maki, ya que ambas especies se encuentran amenazadas y recogidas en el Listado Oficial de Especies de Vida Silvestre

Amenazada. A parte de estas dos especies habrá que tener especial cuidado con todas las especies que se encuentren dentro de este Listado, ya que aunque no son las especies más comunes en la zona puede ser que nos encontremos con alguna.

❖ Medio socioeconómico

Las actividades productivas en el área están relacionadas con la agricultura, principalmente café, granos básicos y el turismo.

Los ingresos per cápita de las tres municipalidades ubicadas dentro de la cuenca oscila entre menos de 1500 colones (US\$ 141,73) y 2.999 colones (US\$ 342,75)

La municipalidad de la zona urbana de Izalco registra ingresos de hasta 4.999 colones (US\$ 571,31) debido a que parte de la población se dedica a la comercialización de productos artesanales como complemento a sus actividades agropecuarias.

El nivel de analfabetismo de la población rural es del 26,29% a escala nacional, mientras que en la municipalidad de El Congo es del 32,6%. Esta población analfabeta está compuesta en su mayoría por ancianos y mujeres.

Como infraestructuras de salud existen únicamente centro de salud secundarios. Debido a su situación económica limitada, la mayoría de la población rural utiliza centros estatales en lugar de clínicas privadas.

Un 90% de los hogares tiene acceso a la infraestructura eléctrica, y un 88,5% de las familias rurales tiene acceso a servicios sanitarios (letrinas).

Casi todas las propiedades ubicadas a lo largo del lago utilizan fosas sépticas.

Los hogares fuera de las zonas urbanas, a orillas del lago, carecen de servicios de recolección de desechos.

El suministro de agua potable no está disponible para toda la población, en especial para las comunidades ubicadas en la zona alta y media de las cuencas.

❖ Patrimonio histórico y cultural

Acerca de los recursos culturales con que cuenta el área de Coatepeque, probablemente el principal sitio sea isla del Cerro o Teopan ubicado en la isla del mismo nombre. El sitio está compuesto por dos montículos de piedra de aproximadamente 2 m de altura. Mientras se construía una casa de campo privada en la isla, cerca del sitio, se encontró una escultura lítica pequeña del estilo conocido como Gordinflón con una altura aproximada de 0.50 m, perteneciente al periodo Preclásico.

El lago posee también una península que se la ha llamado “Los Anteojos” así como la isla de Teopán donde los mayas tenían un templo y un monolito representativo de la diosa Ixqueye.

b. Identificación del impacto

- En la fase de instalación

- Creación de la subestación

La obra civil a realizar para llevar a cabo la instalación de la subestación comprenderá básicamente los siguientes trabajos: explanación, cerramiento, accesos y viales interiores, bancadas de transformadores de potencia y sistema de recogida de aceite, edificio, cimentaciones, canalizaciones eléctricas; abastecimiento de agua, drenaje y saneamiento.

- Impacto sobre la Geología/Geomorfología.

Las únicas alteraciones que se pueden producir sobre el sistema geológico-geomorfológico son las relativas a cambios de relieve como consecuencia de los movimientos de tierras que se llevarán a cabo para la preparación de terreno en la zona donde se construirá la futura subestación. Estas afecciones no serán elevadas ya que estos movimientos de tierra se centran en la realización de los trabajos de explanación exclusivamente en la zona de la parcela que ocuparán las instalaciones de la subestación

- Impacto sobre la edafología.

La instalación de la subestación provocará, entre otros factores, una destrucción directa del suelo y una disminución de su calidad por las obras y por la ocupación del espacio donde se asentará el proyecto. Estas afecciones producirán principalmente durante la fase de construcción, como consecuencia de la preparación del terreno y del acopio de materiales. La magnitud del impacto sobre el medio edáfico se valora en función de la calidad del suelo afectado, del movimiento de tierra necesario y de la superficie ocupada por la misma, haciéndose la previsión de estos impactos con relación a estos indicadores. Un efecto secundario sobre el suelo deriva de su posible contaminación por vertidos o residuos, etc. Cabe destacar que el proyecto de instalación de la subestación no producirá sustancias o procesos que impliquen contaminación del sustrato. Únicamente, existe un riesgo de contaminación del mismo por el vertido accidental de aceites, grasas y/o combustibles de la maquinaria durante la fase de instalación

- Impacto sobre la hidrología.

En la fase de construcción la eliminación de vegetación, alteración del terreno, creación de nuevas superficies, como consecuencia de la preparación del terreno y acumulación del suelo pueden ocasionar afecciones sobre el régimen hídrico, modificando los cursos naturales de escorrentía. Otro de los aspectos que podría tener cierta incidencia sobre las aguas subterráneas es la emisión

de contaminantes, sobre todo líquidos, al suelo, con la posible contaminación de las aguas del subsuelo. Estos contaminantes pueden ser producto de vertidos accidentales durante las obras.

- Impactos sobre el aire.

Durante la fase de construcción los impactos sobre el aire provendrán del movimiento de maquinaria.

- Impactos sobre la vegetación

Durante la fase de construcción los impactos más significativos se centran en la fase de ejecución de la construcción, debido a la eliminación directa de los usos del suelo y vegetación que allí se desarrollan.

- Impactos sobre el medio socioeconómico

La implantación del proyecto puede generar efectos en la población activa por la generación de empleo, lo que producirá una demanda de mano de obra, si bien ésta tendrá lugar fundamentalmente durante la fase de instalación. Estos posibles empleos tendrán carácter temporal.

- Impactos sobre el paisaje

La zona de estudio está caracterizada por un alto valor paisajístico, por lo que cualquier instalación que rompa la armonía del paisaje supondrá un impacto importante. Será necesario buscar medidas para minimizar este tipo de impacto tanto en la fase de instalación como en la fase de explotación.

- o Creación de línea eléctrica

- Impactos sobre la geología y geomorfología.

Un primer impacto a considerar se refiere a los cambios de relieve derivados de los movimientos de tierra relacionados con las cimentaciones de los apoyos, las campas de trabajo y el acondicionamiento y apertura de accesos para llegar a los apoyos.

- Impactos sobre la edafología

El movimiento de tierras que se llevará a cabo será de poca magnitud, centrándose en la excavación de las cimentaciones de los apoyos. Como se ha indicado anteriormente, la superficie afectada por los 3 apoyos, así como los volúmenes de excavación para las cimentaciones de los mismos será de pequeña magnitud. De la misma forma, el acopio de materiales extraídos requerirá un espacio no demasiado grande y posteriormente serán retirados a vertedero o reutilizados en determinadas acciones del proyecto.

- o Creación del parque solar

- Impactos sobre el suelo.

Cambio del uso del suelo. Es uno de los mayores impactos que generará el desarrollo del proyecto, ya que los equipos que se instalarán ocuparán gran parte del terreno que será destinado siendo este caso ocuparemos cerca de 5 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.

- Impactos sobre la Flora.

Para el desarrollo del proyecto será necesario el corte de la vegetación existente. Para el desarrollo del proyecto es necesaria la remoción de vegetación para la instalación de los equipos de generación.

- 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.

- Impactos sobre el medio socioeconómico.

La implantación del proyecto puede generar efectos en la población activa por la generación de empleo, lo que producirá una demanda de mano de obra, si bien estos posibles empleos tendrán carácter temporal ya que tendrán lugar fundamentalmente durante la fase de instalación.

- Impactos sobre el paisaje.

La implantación de los paneles solares sin duda supondrá un gran impacto sobre el paisaje de la zona, ya que de situarse en el suelo sustituirán la cobertura vegetal que proporciona tan buen valor paisajístico. Se baraja la posibilidad de instalarlos flotantes en el mar, lo que igual disminuye este impacto, ya que el color de los paneles es azul y su impacto visual será menor en el agua que en el suelo.

- Creación del embalse superior.

- Impactos sobre la geomorfología.

Se producirán cambios de relieve debido a las excavaciones necesarias para la implantación de la balsa.

- Impactos sobre la Flora.

La construcción del embalse superior incide directamente sobre la vegetación de la zona donde se instalará el embalse, ya que será necesario acabar con toda la vegetación de la zona designada para la instalación del embalse.

- Impactos sobre la Fauna.

Se provocará una destrucción de hábitat que puede dar lugar a la migración de ciertas especies y a una dificultad en sus movimientos (efecto barrera)

- Impacto sobre el paisaje.

Se va a eliminar parte de la cubierta vegetal para instalar el embalse superior, si bien la pérdida de cubierta vegetal disminuye las características paisajísticas de un lugar las masas de agua aumentan estas características, por lo que si se realiza correctamente y estudiándolo bien la creación del embalse superior no tendría que suponer una pérdida de valor paisajístico.

- o Creación de central hidroeléctrica

- Impactos sobre la geomorfología.

Se producirán cambios de relieve debido a las explanaciones para la implantación de las instalaciones de la central.

- Impacto sobre la edafología.

Los impactos con mayor importancia sobre los suelos son debidos especialmente a las excavaciones, que provocan la rotura de los horizontes superiores del perfil edáfico y, en algunos casos, la retirada o sustitución de suelo fértil por otros materiales. Si los materiales son retirados o sobre ellos se instalan materiales artificiales (solados, hormigonados, etc.), se produce una pérdida de suelo fértil directa y si los materiales permanecen en el lugar y quedan expuestos a los procesos erosivos al quedar desprotegidos de la cobertura vegetal, este fenómeno da lugar a su vez a procesos de sedimentación de los materiales desprendidos que pueden ser transportados por las aguas de escorrentía y llegar a los cauces. Por otro lado, la probabilidad de que se produzca este fenómeno de erosión es directamente proporcional a la pendiente e inversamente proporcional al grado de cobertura vegetal existente (especialmente en especies arbustivas y arbóreas). Son los suelos más pobres los que más incidencia presentan al desencadenamiento de este tipo de procesos, de este modo los suelos en los que se hayan producido incendios serán los de mayor sensibilidad. La altitud y la pluviometría son variables que también intervienen de forma directamente proporcional.

- Impacto sobre la atmósfera.

Durante la fase de construcción se produce un aumento de partículas en suspensión y contaminantes atmosféricos ligadas a las actuaciones de excavación/cimentación, para la construcción de los diferentes elementos de la central, y al movimiento de vehículos de

transporte y maquinaria. En cuanto a los niveles sonoros, esta alteración se suele producir en este tipo de proyectos por la excavación de las diversas partes del proyecto y en menor medida en el transporte y acopio de material.

- Impacto sobre la Flora.

La alteración más destacable es la relativa a la eliminación de la vegetación en las labores de preparación del terreno para los emplazamientos de los elementos en superficie, debidos a movimientos de tierra, explanaciones, excavaciones, rellenos, poda y/o tala de arbolado, extensión de excedentes y préstamos y creación de zonas auxiliares de obra.

- Impacto sobre el paisaje.

La creación de las distintas instalaciones necesarias suponen un impacto sobre el paisaje, sobre todo el edificio de la central y las dos tuberías por las que discurrirá el agua de bombeo y de turbinación.

- o Movimiento de vehículos

- Impactos sobre la geomorfología.

Se pueden generar efectos negativos de tipo físico, tales como un aumento del riesgo de erosión, por remoción de tierras, compactación y pérdida de estructura, derivados de su operación.

- Impacto sobre el aire.

Uno de los posibles impactos sobre la calidad del aire se centra en las emisiones de elementos contaminantes, principalmente partículas de polvo y contaminantes gaseosos, como consecuencia del movimiento de tierras necesario para la preparación del terreno y por el movimiento de maquinaria utilizado y otras acciones relativas a la ejecución del proyecto. En este último caso, la contaminación vendrá dada por los gases procedentes de los tubos de escape de la maquinaria y del polvo que se pueda levantar consecuencia de la rodadura de ésta por la zona del proyecto. Las emisiones producidas generarán un cambio en la calidad del aire que dependerá de la magnitud de dichas emisiones y de otra serie de parámetros, tales como intensidad del viento, que intervendrán en los valores de inmisión.

- Impactos sobre la fauna.

Durante la instalación de las infraestructuras se podrán producir alteraciones en el comportamiento animal debido, principalmente, a la pérdida de calidad o degradación del hábitat a resultas del movimiento de maquinaria y camiones, así como a los ruidos

producidos por los mismos aunque, debe señalarse, que estos ruidos serán de poca envergadura dada la magnitud y características del proyecto.

- Contratación de mano de obra.

La implantación del proyecto puede generar efectos en la población activa por la generación de empleo, lo que producirá una demanda de mano de obra, si bien estos posibles empleos tendrán carácter temporal ya que tendrán lugar fundamentalmente durante la fase de instalación.

- Gestión de residuos líquidos y sólidos.

En la implantación de todas las instalaciones necesarias para la planta se generan cantidad de residuos que trataremos de manera adecuada garantizando así su mínimo impacto, para ello será necesario llevar algunos depósitos donde se almacenarán los residuos atendiendo a su naturaleza, y que posteriormente se trasladarán para su correcta gestión.

▪ En la fase de explotación

- Tendido eléctrico: Los tendidos eléctricos afectan sobre todo a la avifauna, de modo general, las aves pueden sufrir muerte por electrocución, si ocasionalmente tocan con alguna parte de su cuerpo dos conductores al mismo tiempo o un conductor y tierra. Evidentemente, el puente también puede producirse al tocarse dos aves entre sí reproduciendo en conjunto las anteriores condiciones. La separación de los conductores y los diseños de torretas y aisladores, determinarán la frecuencia de tales accidentes. Otro tipo diferente de accidentes puede producirse al impactar un ave en vuelo contra los cables del tendido. Desgraciadamente tal supuesto es altamente frecuente en determinadas circunstancias.
- Ocupación del suelo: Se pueden producir efectos barrera.
- Impacto sobre el paisaje: Todas las instalaciones supondrán un fuerte impacto visual ya que la zona cuenta con un alto valor paisajístico
- Campo solar: La energía fotovoltaica no emite contaminantes de ningún tipo durante su fase de explotación, por lo que se obtendrán resultados beneficiosos para la atmósfera, ya que se dejaron de emitir gases y partículas que si se emiten al producir electricidad mediante combustibles fósiles. En cuanto al ruido, los únicos elementos de la instalación que pueden producirlo son los inversores de corriente y el transformador cuyo fabricante garantiza una emisión inferior a 45 dB, además estos se encuentran en el interior de una caseta cerrada, por lo

que la emisión de ruidos al exterior es despreciable. Por todo esto el impacto se considera positivo.

- Impacto sobre Fauna: Se necesita un tamaño cercano a 5 Ha para la instalación de todos nuestros paneles, este tamaño de parcela puede suponer un efecto barrera para la fauna del lugar.
- Instalaciones hidráulicas: En fase de funcionamiento de la instalación, el principal fluido que podría ser causante de un riesgo de contaminación del suelo, debido a un vertido accidental, sería el aceite que contiene el transformador del parque exterior. No obstante, y como medida de seguridad suplementaria, se construirán cubetos de recogida instalados a tal fin, así como depósitos de recogida y separación de aceite para el parque de transformación. Según lo indicado, la posibilidad de contaminación se considera no significativa en todas las afecciones al medio edáfico, ya que se tomarán para ello las medidas preventivas y correctoras oportunas.
- Impacto sobre la hidrología: En el agua embalsada, se pueden producir importantes incidencias, al modificarse las propiedades físicas y químicas del agua. Aparecen fenómenos de eutrofización y estratificación. La eutrofización consiste en un crecimiento anormal de plancton y algas debido al aporte elevado de nutrientes (principalmente fósforo y nitrógeno). Ello modifica el equilibrio de la flora y fauna del sistema hídrico, provocando una disminución de los niveles de oxígeno, pérdida de transparencia, coloración, putrefacción de organismos, etc., que pueden llegar a dañar gravemente a la población piscícola. También puede producirse una estratificación del agua que reduce los procesos de mezcla y homogeneización, lo que ocasiona una disminución en la oxigenación y favorece la eutrofización, (las operaciones de descarga crean turbulencias que compensan parcialmente ese efecto).
- Impactos sobre la Flora y la Fauna: La alteración más destacable es la relativa a la pérdida del hábitat derivada de la ocupación definitiva del suelo por las instalaciones.
- Contratación de mano de obra: Durante la fase de explotación se reducirá a las labores de mantenimiento de la propia instalación.
- Subestación: Durante la fase de funcionamiento el único riesgo de contaminación del suelo que existirá en las instalaciones de la futura subestación es debido a la presencia del aceite mineral que se utiliza en los transformadores por sus características dieléctricas y refrigerantes.

- Impacto sobre hidrología: Durante la fase de explotación la contaminación debida a posibles fugas de aceite de los transformadores se evitará mediante la construcción de cinco bancadas de hormigón armado, constituida cada una por una cubeta para recogida del aceite del transformador en caso de derrame del mismo además de las correspondientes conducciones hasta los depósitos de recogida. La existencia de este sistema hace muy improbable que se produzca este impacto, por lo que, en principio, se considera como un riesgo bajo. Además, se prevé la recogida y gestión de dicho aceite como residuo peligroso por gestores autorizados.
- Impactos sobre el aire: En la fase de explotación en lo que respecta a la afección de la calidad del aire durante el funcionamiento, la única emisión de gases que se puede producir en las instalaciones de la futura subestación es la debida a una eventual pérdida de hexafluoruro de azufre (SF₆), gas sintético e inerte que se utiliza como dieléctrico en las celdas de los sistemas eléctricos, el volumen del mismo es mínimo, por lo que en caso de fuga su dispersión en el aire hace que sea totalmente inofensivo. Además, cualquier hipotética fuga de gas sería detectada automáticamente como señal de alarma en el correspondiente Centro de Control para su inmediata corrección. Por todo ello, el impacto se considera no significativo
- Impactos sobre la fauna: En lo que respecta a la fase de explotación, los posibles impactos sobre la fauna están relacionados con la presencia de las instalaciones de la subestación, lo que podría suponer que las poblaciones animales se mantengan más o menos alejadas del lugar. Los ruidos producidos por la actividad de la subestación pueden afectar a las comunidades establecidas en el entorno de la misma, alterando su comportamiento y provocando un desplazamiento de aquellas especies que resulten más sensibles frente a este agente perturbador. Respecto al riesgo de colisión y electrocución de aves señalar que no se prevé ninguna afección ya que todas las instalaciones y equipos de la subestación en estudio resultan perfectamente visibles y fácilmente evitables por las aves.
- En la fase de abandono
 - Desmantelamiento de las instalaciones: El desmantelamiento de las instalaciones tiene como principal objetivo dejar la zona del proyecto en las mismas condiciones que en las que se encuentra antes de desarrollar el proyecto. Por tanto todos los impactos que se generen de estas acciones deberían tener carácter positivo.

- Movimiento de vehículos: Se pueden generar efectos negativos de tipo físico, tales como un aumento del riesgo de erosión, por remoción de tierras, compactación y pérdida de estructura, derivados de su operación.
- Impacto sobre el aire: Uno de los posibles impactos sobre la calidad del aire se centra en las emisiones de elementos contaminantes, principalmente partículas de polvo y contaminantes gaseosos, como consecuencia del movimiento de tierras necesario para la preparación del terreno y por el movimiento de maquinaria utilizado y otras acciones relativas a la ejecución del proyecto. En este último caso, la contaminación vendrá dada por los gases procedentes de los tubos de escape de la maquinaria y del polvo que se pueda levantar consecuencia de la rodadura de ésta por la zona del proyecto. Las emisiones producidas generarán un cambio en la calidad del aire que dependerá de la magnitud de dichas emisiones y de otra serie de parámetros, tales como intensidad del viento, que intervendrán en los valores de inmisión.
- Impactos sobre la fauna: Durante la instalación de las infraestructuras se podrán producir alteraciones en el comportamiento animal debido, principalmente, a la pérdida de calidad o degradación del hábitat a resultas del movimiento de maquinaria y camiones, así como a los ruidos producidos por los mismos aunque, debe señalarse, que estos ruidos serán de poca envergadura dada la magnitud y características del proyecto.
- Restitución del terreno, revegetación y recomposición paisajística: Estas acciones van dirigidas a dejar la localización del proyecto en las condiciones en las que se encontró antes de realizar el proyecto. Estas acciones son sin duda muy importantes debido al alto valor paisajístico que tiene la zona.
- Contratación de mano de obra: El desmantelamiento del proyecto puede generar efectos en la población activa por la generación de empleo, lo que producirá una demanda de mano de obra, si bien estos posibles empleos tendrán carácter temporal ya solo tendrán la duración que tenga el desmantelamiento de las instalaciones.

c. Valoración de impactos

Para valorar los impactos se utilizará una matriz mediante la cual poder evaluar los impactos de una manera esquemática valorando de manera cuantitativa los impactos para cada una de las tres fases del proyecto. Lo primero es identificar si se trata de un impacto positivo o negativo, en caso de ser positivo viene acompañado por una letra P, en cambio si es negativo irá acompañado por una letra N, lo siguiente es un valor numérico que va del 1

al 5, siendo el 1 el menor impacto y 5 el máximo. Por último mencionar que los cuadrados en blanco corresponden con la ausencia de impacto. Se ha incluido un código de colores para hacer la matriz más visual y favorecer la velocidad de comprensión. Se incluye en anexos.

d. Propuesta de medidas preventivas y plan de vigilancia

Para que el proyecto tenga éxito y contentar a la población se va llevar a cabo una serie de medidas que conlleven la conservación del medio ambiente. El gobierno del El Salvador está promoviendo una conciencia medioambiental muy alta y algunos impactos generados por el proyecto pueden generar cierto rechazo.

Además se llevará a cabo un plan de vigilancia para el seguimiento de diversos factores ambientales que aseguren el mínimo impacto posible del proyecto.

➤ Medidas preventivas

• Suelo

- La capa de tierra superficial que vaya a ser retirada para regularizar la cota actual, y que no se utilice para el relleno será retirada a vertedero autorizado.
- No se realizarán en la zona cambios de aceites, reparaciones, ni mantenimiento de maquinaria que puedan provocar contaminación en el suelo. Si accidentalmente se produjera algún vertido directo de materiales grasos provenientes de la maquinaria, se procederá a recoger éstos, junto con la parte afectada de terreno, para su posterior tratamiento o eliminación en centros apropiados.
- Se minimizarán las zonas de acopio de materiales de montaje de la infraestructura que se ubicaran dentro de la parcela de actuación
- Se instalarán contenedores para alojar residuos originados en las obras y evitar su dispersión. Se eliminarán los residuos generados en obra según normativa, sin que en ningún caso se proceda a la quema o abandono de los mismos.
- Al final de las obras se restaurarán las superficies que pudieran resultar afectadas, descompactando las zonas que pudieran haberse compactado.
- Ante el riesgo de un vertido incontrolado del aceite de los transformadores durante el funcionamiento de la subestación, se mantendrá en perfectas condiciones el sistema de recogida de aceite, compuesto por cinco cubetos de hormigón armado, conductos de evacuación

entre éstos y los depósitos de confinamiento y los propios depósitos.

- Agua
 - La maquinaria que se vaya a utilizar durante la ejecución de las obras será revisada periódicamente con el objeto de evitar pérdidas de lubricantes, combustibles, etc.
 - Los cambios de aceites, reparaciones y lavados de la maquinaria se llevarán a cabo en talleres autorizados o instalaciones apropiadas, donde no haya peligro de contaminación de las aguas por vertidos de lubricantes, hormigón u otros productos.
 - Se mantendrá una separación entre la evacuación de aguas residuales sanitarias de la subestación y las aguas pluviales.
 - Los materiales de excavación en ningún caso serán depositados sobre el suelo o sobre los drenajes naturales del entorno, para lo cual deberán ser trasladados a vertederos controlados.
 - El aceite procedente del funcionamiento de la maquinaria durante la explotación de la subestación será gestionado convenientemente, de forma que se recoja periódicamente por una empresa autorizada.
 - Se respetará en lo posible el drenaje natural y se tomarán las medidas pertinentes apropiadas para permitir la esorrentía de las aguas con el fin de que se eviten las acumulaciones, la erosión y el arrastre de sedimento.
 - 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.
- Atmósfera
 - Con el fin de atenuar el ruido producido durante el período de construcción se empleará maquinaria que cumpla los valores límite de emisión de ruido establecidos por la normativa y estarán en perfecto estado de funcionamiento, evitando, en la medida de lo posible, el funcionamiento simultáneo de maquinaria pesada, así como las operaciones bruscas de aceleración y retención.
 - Con el fin de atenuar en lo posible las emisiones de contaminantes atmosféricos durante la fase de construcción, se evitará el levantamiento de polvo en las

- operaciones de carga y descarga de materiales, así como al apilamiento de materiales finos en zonas desprotegidas del viento, regando si fuese necesario las áreas de trabajo
- 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.
 - Para impedir la propagación de vibraciones, los transformadores están apoyados en bancadas independientes sobre suelo firme y aislados de la estructura de las edificaciones.
- **Vegetación**
 - Se evitará la formación de polvo, evitando movimientos de tierra innecesarios y regando en su caso los accesos.
 - Prohibición de corta de vegetación fuera de las áreas delimitadas y autorizadas para ese fin.
 - Prohibición del uso de fuego.
 - Todos los materiales y equipos necesarios para el proyecto se almacenarán siempre que sea posible en el interior de la parcela de ubicación de la subestación, evitando la alteración de áreas limítrofes.
 - **Medio socioeconómico**
 - Las obras se realizarán en el menor tiempo posible, con objeto de disminuir al máximo las molestias a la población.
 - Con el objeto de no afectar a los usos del suelo en el entorno de la obra, se reducirá todo lo posible el área de afección, limitándose siempre que sea posible a la parcela de actuación donde queda integrada la infraestructura de instalación de la subestación.
 - Se evitarán daños en las parcelas, caminos y conducciones de agua próximas. En caso de efectuarse daños durante la construcción e instalación de la infraestructura a las propiedades, dichos daños serán rehabilitados o se compensarán los mismos a los propietarios afectados.
 - La subestación será telecontrolada, no necesitando por tanto presencia humana continua, limitándose ésta a operaciones programadas de mantenimiento y revisiones periódicas de equipos o a posibles incidencias que pudieran presentarse durante el servicio, por lo que el riesgo de accidente laboral será muy pequeño.

- Con el objeto de evitar que la población pueda sufrir accidente alguno como consecuencia de la realización de las obras, se procederá a la instalación de un cerramiento eficaz que impida el libre acceso del personal no autorizado a la zona de actuación. La valla perimetral contará de carteles indicativos de peligro y restricción del paso para advertir la prohibición y evitar el acceso de personas ajenas a la instalación.
- El riesgo de incendio queda reducido por la propia protección de los equipos, que provoca automáticamente su puesta fuera de servicio ante cualquier anomalía que ocasione sobretensiones, sobretensiones y calentamientos anormales en la explotación de este tipo de instalaciones. Así mismo, la puesta a tierra de la subestación y la instalación de autoválvulas o pararrayos que protegen los transformadores frente a las sobretensiones bien de origen atmosférico o de operación, aumentarán la seguridad de todos los sistemas y equipos susceptibles de convertirse en foco de incendio. Además se dispondrá de un dispositivo específico de extinción de incendios dotado de detección automática en todas las dependencias de los edificios y transmisión de alarmas al correspondiente Centro de Operación e Información; Señalización de las vías de evacuación y de los medios de extinción; Extintores portátiles de CO₂ de 5 kg en cada una de las dependencias de los edificios más un extintor de CO₂ sobre ruedas de 10 kg en la sala de celdas de 132 kV; En el exterior, próximos a los transformadores de potencia, se instalarán dos extintores sobre ruedas de 25 kg cada uno, de polvo polivalente, en cada una de las instalaciones que conforman la subestación.
- Patrimonio
Si durante los trabajos de excavación apareciese cualquier tipo de resto de interés histórico, arqueológico o paleontológico, se pondrá en conocimiento de las autoridades competentes.
- Paisaje
 - La finalización de las obras debe incluir el cumplimiento de un Plan de Desmantelamiento para aquellas instalaciones que acompañen a la obra, incluyendo la retirada de todas las que tengan carácter temporal, así como la limpieza y

retirada de productos de desecho y de todos los terrenos afectados, contribuyendo en gran parte a la recuperación paisajística de la zona.

- El cerramiento y ocultación visual de los elementos de baja calidad estética (transformadores, depósitos,...) se conseguirá preferentemente mediante pantallas o muros de materiales naturales (cañizo, madera, piedra de la zona...) o bien mediante setos vegetales
- Todas las instalaciones o edificaciones deberán realizarse con materiales autoctonos y colores acorde con la zona.

➤ Plan de vigilancia

La Vigilancia Ambiental puede definirse como el proceso de control y seguimiento de los aspectos medioambientales durante el desarrollo del proyecto. Su objetivo es establecer un sistema que garantice el cumplimiento de las medidas protectoras y correctoras contenidas en el EsIA. Además, el Programa de Vigilancia Ambiental (PVA) debe permitir la valoración de los impactos difícilmente cuantificables o detectables en la fase de estudio, pudiendo diseñar nuevas medidas correctoras en el caso de que las existentes no sean suficientes. La finalidad del seguimiento y control consistirá en evitar y subsanar en lo posible, los principales problemas que puedan surgir durante la aplicación de las medidas protectoras y correctoras aplicable a las obras y funcionamiento de la subestación.

Se llevarán a cabo las siguientes actuaciones de seguimiento y control:

- Se comprobará que durante las obras la afección de terrenos es la estrictamente necesaria.
- Se llevarán a cabo todas las medidas y tomas de datos necesarios en todas las instalaciones para garantizar el correcto funcionamiento de estas.
- Se comprobará que el parque de maquinaria de obras, acopio de materiales, etc., así como los lavados de maquinaria y puestas a punto de la misma, se localizan en los lugares autorizados y no en otros lugares.
- Se vigilará que no se acopien sustancias peligrosas (aceite, combustibles, etc.) cerca de las acequias y corrientes de agua y se controlará que los residuos o cualquier otro material sobrante de la obra son gestionados según la normativa aplicable.
- Se controlará que los aceites procedentes de los transformadores son gestionados convenientemente.
- Se comprobará el cumplimiento de las medidas preventivas y correctoras descritas en el apartado anterior.

Una vez realizada la instalación de la subestación se comprobará que las alteraciones e impactos reales se ajustan a la valoración realizada, y en caso necesario se modificarán las medidas protectoras y correctoras para minimizar impactos residuales o no previstos.

11. PLAN DE OBRA

El término total previsto para el desarrollo de las obras es de 30 meses. Los plazos de construcción de las unidades con mayor relevancia son las siguientes:

- ❖ Preparación obra e instalaciones: 1 mes
- ❖ Construcción de la balsa: 11 meses
- ❖ Excavaciones subterráneas: 130 días
- ❖ Central (incluyendo obra civil y excavaciones): 18 meses
- ❖ Subestación: 10 meses
- ❖ Puesta en marcha: 100 días

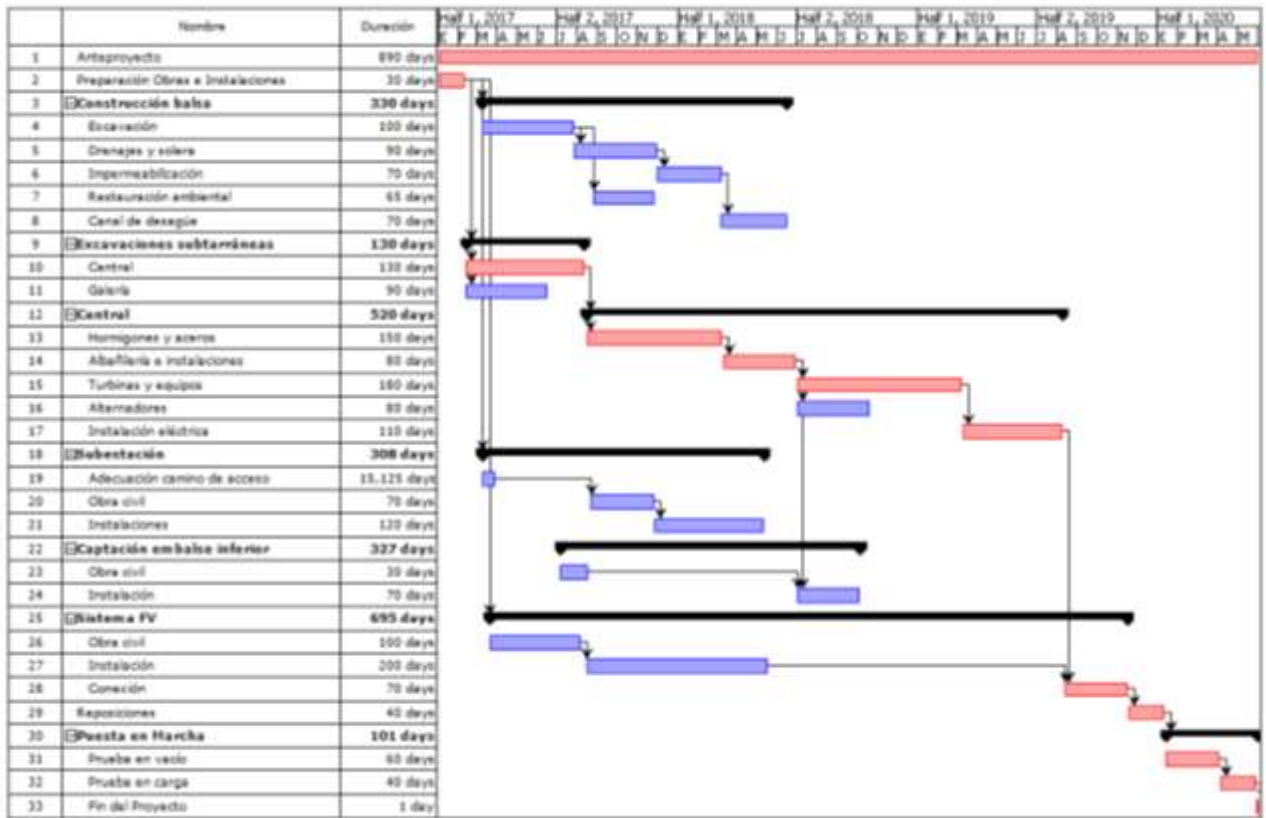


Figura 11.1. Estudio plan de obra.

12. ESTUDIO FINANCIERO

Junto a un fondo de inversiones se propone presentar el proyecto al gobierno para recibir las ayudas correspondientes a la instalación de energías renovables, así como ayudando a la estabilidad de la red, y fomento de turismo nacional e internacional.

Los habitantes de las viviendas y comercios adyacentes al lago Coatepeque paga a un alto precio la electricidad, por lo que se asegura la rentabilidad de proyecto, además se podrán beneficiar de las ventajas fiscales que este tipo de proyectos conllevan, así como las ventajas de marketing o imagen que conlleva ser negocios o viviendas sustentados mediante energías renovables.

Los cálculos económicos se encuentran en los anexos.

El proyecto cuenta con 3 grandes componentes: la instalación fotovoltaica, la instalación hidráulica, y la mejora de la red eléctrica para la casas y comercios de la zona.

La instalación fotovoltaica supone el 47% de la inversión, con un total de aproximadamente 5.75 millones de dólares. Ésta incluye transporte, obra civil, seguros y seguridad; es decir, contrato llave en mano.

La instalación Hidráulica supone el 26% de la inversión, incluyendo movimientos de tierra, balsa superior y un contrato de llave en mano para la maquinaria y tuberías. Ésto suma un total de aproximadamente 3.12 millones de dólares.

El tercer gran componente es la inversión en la red y subestación para la garantía y seguridad del suministro de electricidad. Esta inversión cuenta con una subestación de doble barra y calidad de red eléctrica de distribución para todos los negocios y viviendas de la zona. Supone aproximadamente 3.28 millones de dólares y un 27% de la instalación total.

13. ANÁLISIS DE RIESGOS

El proyecto se basa en el aprovechamiento del precio alto de la energía del país y de la falta de suministro de electricidad en zona. Por lo que en la estrategia de venta la energía se vende al precio de la red o un poco más barata, y especialmente a la garantía de electricidad sin fallos los 365 días del año.

El análisis financiero se basa en una deuda senior project finance de 12.2 millones de dólares, con un apalancamiento del 85% y un interés del 6% a 15 años. Actualmente el coste de la electricidad es de \$0.22 kWh, por lo que se toma este precio como referencia para los siguientes 30 años teniendo en cuenta un incremento en la demanda y precio de electricidad de un 1% después del año 10. Adicionalmente, los costes variables se fijan en un 1% de los ingresos totales, y los costes fijos de 200,000 dólares al año con un incremento porcentual igual al de la demanda. Con esto se evalúa una tabla de sensibilidad, que muestra el cambio del precio de la electricidad o los problemas que la obra inicial presente, aumentando los costes de la inversión.

	\$ 12.200.000,00	\$ 12.810.000,00	\$ 13.420.000,00	\$ 14.030.000,00
\$ 0,18	7,1%	6,9%	6,7%	6,4%
\$ 0,19	7,7%	7,5%	7,2%	6,9%
\$ 0,20	8,2%	8,0%	7,8%	7,5%
\$ 0,21	8,8%	8,6%	8,3%	8,1%
\$ 0,22	9,3%	9,1%	9,0%	8,6%
\$ 0,23	9,8%	9,6%	9,4%	9,2%
\$ 0,24	10,4%	10,1%	9,9%	9,7%

Se observa una inversión segura siempre y cuando la inversión no se desvíe más de un 15% de lo estimado, y el precio de la electricidad no baje más de un 20% durante los siguientes 30 años.

14. CONCLUSIONES

Tras el estudio se determina que existe una gran oportunidad para poder instaurar en la zona un sistema de generación de energía a partir de recursos renovables y locales. Teniendo en cuenta los planes de desarrollo del país, el proyecto presenta un gran atractivo ya que ayuda a la electrificación de toda la zona, garantizando el suministro y la calidad de la red.

La realización de este proyecto permite una mayor diversificación del mix energético salvadoreño, disminuyendo la dependencia de los productos derivados del petróleo para la generación de electricidad.

La zona cuenta con un altísimo valor paisajístico, por lo que es muy importante realizar las medidas correctoras necesarias para garantizar que el proyecto no disminuya este valor paisajístico.

Para cubrir una demanda anual media de energía de 8400 MWh , se propone la instalación de una central híbrida de bombeo con fotovoltaica. El sistema fotovoltaico se diseña con 5,5 MW de potencia, y se apoya en un turbinado de 1,2 MW mediante una turbina Pelton. La potencia de bombeo es de 2,4 MW y está compuesta por tres bombas de 1200 Kw, 700 kW y 500 kW.

Como estrategia de explotación se pretende cubrir la demanda con energía solar, destinando el excedente de producción a bombeo. El almacenamiento de agua en el depósito superior sirve para su posterior turbinado en las horas que la demanda no se pueda cubrir con la energía solar. La mejora de la seguridad de la red produce un aumento del turismo de la zona, lo que se traduce en un incremento de la demanda, debido a ello se ha sobredimensionado el sistema. En caso de que la demanda aumentara sería posible una ampliación de la instalación.

Además de las ventajas mencionadas anteriormente, el proyecto presenta una alta rentabilidad. De acuerdo a los estudios de sensibilidad y riesgo desarrollados la instalación tiene un margen de error de aproximadamente 10% en inversión.

15. BIBLIOGRAFÍA

- BID: “*Dossier Energético Centroamérica*”.
- CONSEJO NACIONAL DE LA ENERGÍA: “*Sector Eléctrico de El Salvador*”.
- UNIVERSIDAD DE BARCELONA: “*Generación Eléctrica mediante un sistema hidráulico fotovoltaico aislado de la red para una pequeña población rural*”.
- “*Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador*”.
- UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CATALUÑA: “*Anteproyecto del bombeo reversible en Arosa*”.
- MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES, EL SALVADOR: “*Comportamiento de principales cuencas hidrográficas en El Salvador*”.
- WILLIAMS, HOWEL; MEYER-ABICH, HELMUT: “*Historia volcánica del Lago Coatepeque y sus alrededores*”.
- “*Ley General de Electricidad. Disposiciones Genrales*”
- “*Reglamento de la Ley General de Electricidad*”.
- MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES, EL SALVADOR: “*Diario Oficial*”
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA: Documentación Proyecto El Hierro.
- www.marn.gob.sv
- www.mitur.gob.sv

16. ANEXOS

a. Datos de Radiación

Se va a diseñar un sistema fotovoltaico de 5,5 MW para una central híbrida de bombeo y fotovoltaica en el lago Coatepeque el Salvador. Se ha tomado de la página web de la NASA los datos de radiación solar, de un periodo correspondiente a 15 años.

Año	Radiación (kW/m ²)
1990	2154,92
1991	2164,28
1992	2170,5
1993	2169,69
1994	2236,49
1995	2052,55
1996	2177,61
1997	2203,38
1998	2158,48
1999	2187,62
2000	2160,82
2001	2214,14
2002	2243,44
2003	2234,34
2004	2299,49
Total	32827,75

Ga(0)anual(kW/m²)	2188,516667
-------------------------------------	--------------------

b. Cálculo del ángulo de inclinación óptimo

La latitud del lago Coatepeque es 13,8618° N, para el cálculo del ángulo óptimo se ha utilizado la siguiente expresión:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * \phi = 3,7 + 0,69 * 13,8618 = 13,2646$$

$$\alpha_{opt} = 0$$

Teniendo en cuenta que el ángulo mínimo de inclinación recomendado de un panel fotovoltaico es de 15°

$$\beta = 15$$

$$\alpha = 0$$

Al encontrarse la localización en el hemisferio norte, los paneles irán inclinados hacia el sur.

c. Características técnicas del módulo fotovoltaico y del inversor

ELECTRICAL DATA		
Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000 W/m ² , AM 1.5, and cell temperature 25° C		
Peak Power (+/- 5%)	P _{max}	435 W
Cell Efficiency	η	22.5 %
Panel Efficiency	η	20.1 %
Rated Voltage	V _{mpp}	72.9 V
Rated Current	I _{mpp}	5.97 A
Open-Circuit Voltage	V _{oc}	85.6 V
Short-Circuit Current	I _{sc}	6.43 A
Maximum System Voltage	UL	600 V
Temperature Coefficients	Power (P)	- 0.38%/K
	Voltage (V _{oc})	- 235.5 mV/K
	Current (I _{sc})	3.5 mA/K
NOCT		45° C +/- 2° C
Series Fuse Rating		20 A
Grounding		Positive grounding not required

	535 kW
INGECON® SUN PowerStation Concrete	535TL M420
Valores de Entrada (DC)	
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	544 - 707,2 kWp
Rango de tensión MPP	607 - 820 V
Tensión máxima ⁽²⁾	1.000 V
Corriente máxima	900 A
Nº entradas con porta fusibles	8
Dimensiones fusibles ⁽³⁾	Fusi
Tipo de conexión del inversor	Conexión a las l
Bloques de potencia	2
MPPT ⁽⁴⁾	2

d. Configuración eléctrica del generador

Una vez seleccionado un tipo de generador fotovoltaico y un tipo de inversor, se calculará el número de módulos que componen cada rama y el número de ramas que componen el generador fotovoltaico, lo que proporcionará el valor máximo de corriente que el generador es capaz de proporcionar.



- Primero se calcula el número de módulos en serie:

$$T_c = T_a + G_{ef} * \frac{NOCT - 20}{800} = -10 + 200 * \frac{45 - 20}{800} = -3,75^\circ$$

$$\Delta T = -3,75 - 25 = -28,75^\circ C$$

$$V_{ocn}(T_c) = V_{oc}^* + (T_c^* - T_c) \frac{dV_{oc}}{dT_c}(\beta) = 85,6 - 28,75 * (-235 * 10^{-3}) = 92,37 V$$

$$N_{smax} = \frac{V_{mppmax}}{V_{ocn}(T_c)} = 10,83$$

Por lo que el número máximo de paneles en serie es de 10.

$$T_c = T_a + G_{ef} * \frac{NOCT - 20}{800} = 25 + 1000 * \frac{45 - 20}{800} = 56,25^\circ$$

$$\Delta T = 56,25 - 25 = 31,25^\circ C$$

$$V_{ocn}(T_c) = V_{oc}^* + (T_c^* - T_c) \frac{dV_{oc}}{dT_c}(\beta) = 85,6 + 31,25 * (-235 * 10^{-3}) = 78,24 V$$

$$V_{mpp} = V_{mpp}^* * \frac{V_{oc}}{V_{oc}^*} = 72,9 * \frac{78,24}{85,6} = 66,63 V$$

$$N_{smpp}^{max} = \frac{820}{66,63} = 12,3$$

$$N_{smpp}^{min} = \frac{607}{66,63} = 9,1$$

Por lo que el número de paneles en serie será de 10.

- A continuación se calculará el número de módulos en paralelo:

$$N_{pmax} = \frac{I_{max,inv}}{I_{scm}} = \frac{900}{6,43} = 139,9$$

Por lo que el número máximo de paneles en paralelo será de 139.

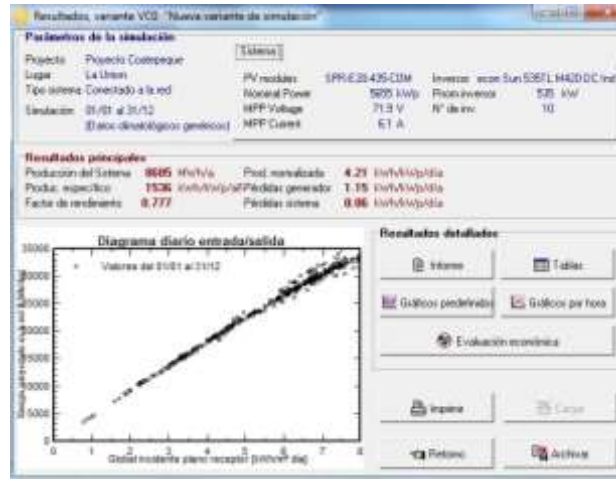
Finalmente la configuración escogida por inversor será de 10 paneles en serie y 130 de paralelo.

$$\frac{P_{generador}}{P_{inversor}} = \frac{554592}{535000} = 1,0366 \text{ cumple.}$$

Finalmente para llegar a la potencia necesaria, se necesitarán 10 inversores y 10 paneles en serie, por 130 en paralelo, obteniendo un total de 13000 paneles.

e. Cálculos e informes PVsyst





Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Proyecto Coatepeque

Lugar geográfico La Union País El Salvador

Ubicación Latitud 13.3°N Longitud 87.9°W
 Hora definido como Hora Legal Huso hor. UT-6 Altitud 86 m
 Albedo 0.20

Datos climatológicos: La Union Síntesis - Meteororm 6.1

Variante de simulación : Nueva variante de simulación
 Fecha de simulación 28/06/16 18h19

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor inclinación 15° Acimut 0°

Modelos empleados Transposición Perez Difuso Erbs, Meteororm

Perfil obstáculos Sin perfil de obstáculos

Sombras cercanas Sin sombreado

Características generador FV

Módulo FV Si-mono Modelo **SPR-E20-435-COM**
 Fabricante SunPower

Número de módulos FV	En serie	10 módulos	En paralelo	1300 cadenas
N° total de módulos FV	N° módulos	13000	Prom unitaria	435 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	5655 kWp	En cond. funciona.	5126 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	648 V	I mpp	7915 A
Superficie total	Superficie módulos	28107 m²	Superf. célula	25509 m²

Inversor Modelo Ingecon Sun 535TL M420 DC Indoor
 Fabricante Ingeteam

Características	Tensión Funciona.	607-620 V	Prom unitaria	535 kWac
Banco de inversores	N° de inversores	10 unidades	Potencia total	5350 kWac

Factores de pérdida Generador FV

Pérdidas por polvo y suciedad del generador			Fración de Pérdidas	2.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	1.4 mOhm	Fración de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fración de Pérdidas	2.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fración de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de Inclinencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos I - 1)	Parám. bo	0.05

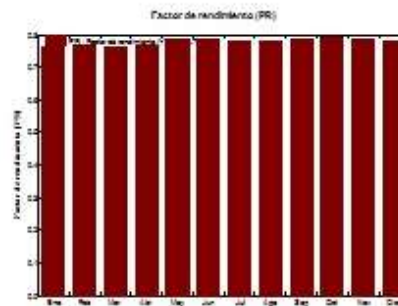
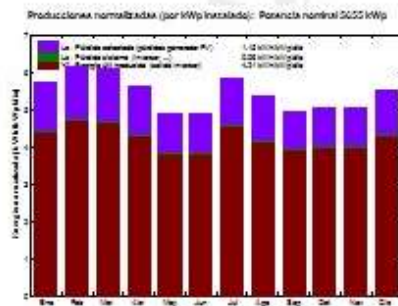
Necesidades de los usuarios : Carga Ilimitada (red)

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Proyecto Coatepeque**
 Variante de simulación : **Nueva variante de simulación**

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	Inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	SPR-E20-435-COM	Prom	435 Wp
Generador FV	N° de módulos	13000	Prom total	5655 kW/p
Inversor	Ingecon	Sun 535TL M420 DC indoor	Prom	535 kW ac
Banco de Inversores	N° de unidades	10.0	Prom total	5350 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga Ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	Energía producida	8685 MWh/año	Produc. específico	1536 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	77.7 %		



Nueva variante de simulación Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobE# kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	EF#ArrR %	EF#SysR %
Enero	154.7	29.78	178.0	169.8	778.0	767.9	15.55	15.35
Febrero	155.9	30.39	171.6	163.4	754.2	744.8	15.64	15.44
Marzo	161.5	30.81	188.8	179.7	823.3	813.0	15.52	15.32
Abril	171.4	31.41	167.6	169.0	738.9	729.4	15.68	15.48
Mayo	160.7	30.43	151.3	142.8	679.4	670.0	15.98	15.78
Junio	158.4	29.88	146.2	138.0	658.9	649.9	16.04	15.82
Julio	196.4	30.44	180.8	171.0	806.1	796.1	15.88	15.68
Agosto	172.6	30.09	165.7	156.9	737.2	727.5	15.83	15.62
Septiembre	147.6	28.43	148.4	140.7	671.0	661.7	16.08	15.88
Octubre	147.3	28.14	156.2	148.3	709.0	699.7	16.15	15.94
Noviembre	135.4	28.64	151.7	143.9	682.5	673.8	16.01	15.81
Diciembre	145.8	29.58	170.0	161.8	760.4	751.1	15.92	15.72
Año	1927.8	29.83	1976.2	1875.3	8799.1	8685.0	15.84	15.64

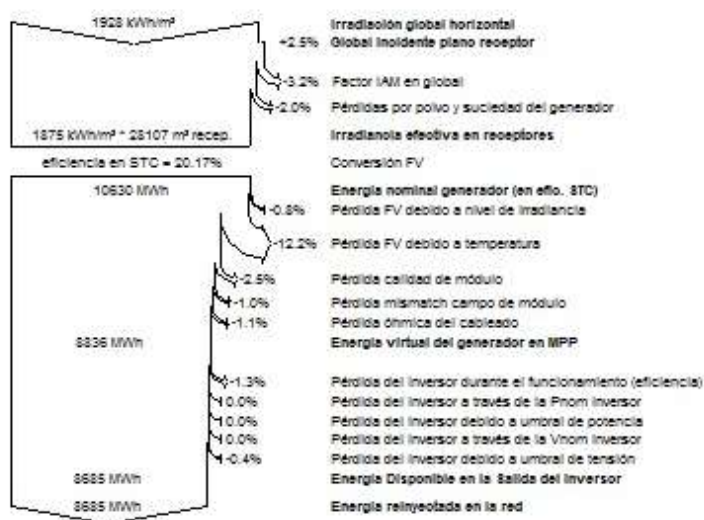
Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente plano receptor EF#ArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
 GlobE# Global efectivo, corr. para IAI y sombreados EF#SysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Coatepeque
 Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	Inclinación	15°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	SPR-E20-435-COM	Pnom	435 Wp
Generador FV	N° de módulos	13000	Pnom total	5655 kWp
Inversor	Ingecon	Sun 535TL M420 DC indoor	Pnom	535 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	10.0	Pnom total	5350 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga	Ilimitada (red)		

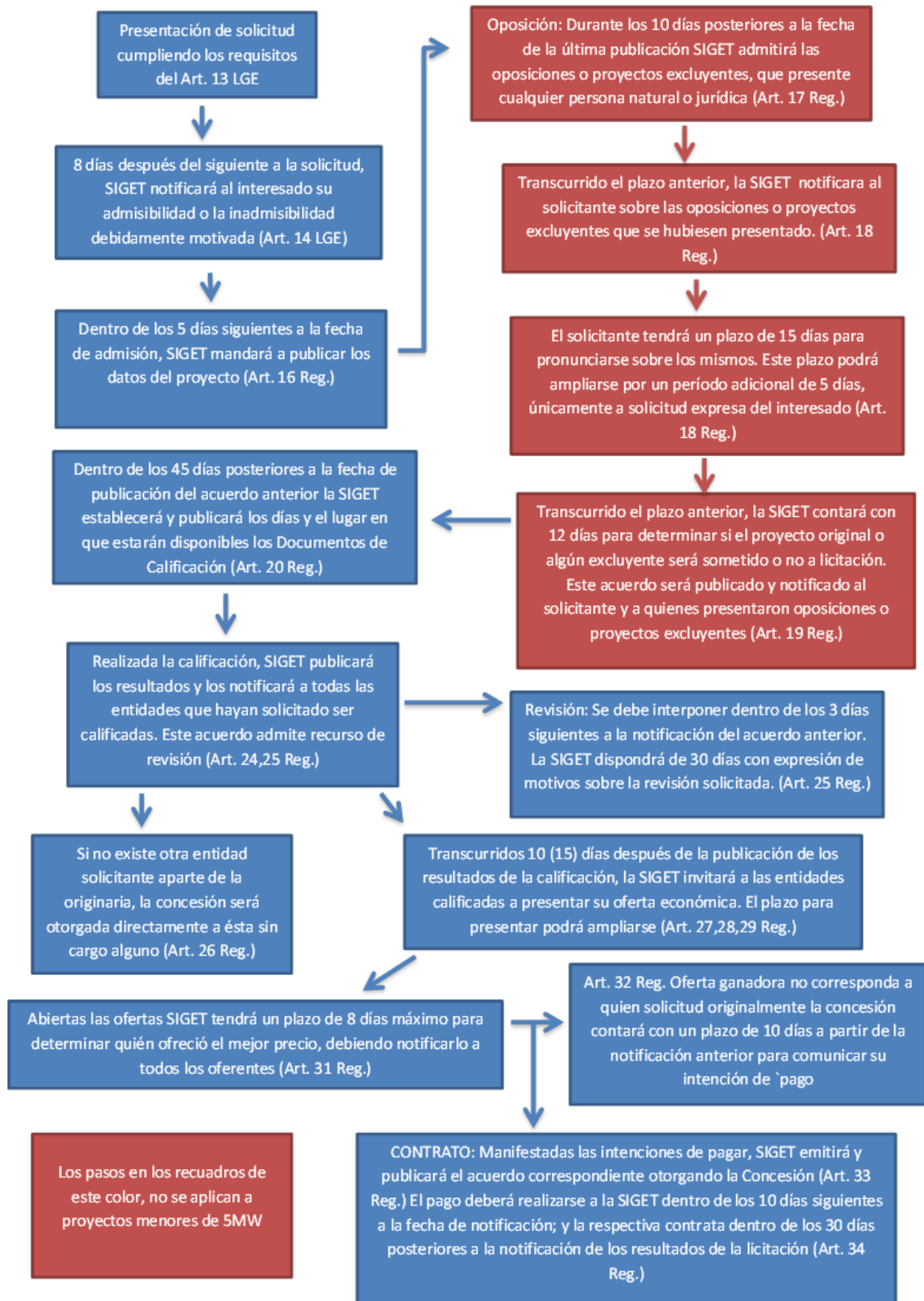
Diagrama de pérdida durante todo el año



f. Matriz de valoración de impactos

	Fase de instalación										Fase de explotación				Fase de abandono						
	Movimiento de vehículos	Desbroce de obra	Contratación de mano de obra	Gestión de residuos líquidos y sólidos	Desarme y retiro de instalaciones de construcción	Revegetación y restauración general	Excavación y hormigonado	Creación central solar	Creación depósito superior	Creación central hidráulica	Creación de la subestación	Montaje de línea eléctrica	Central hidráulica	Tendido eléctrico	Ocupación del suelo	Central solar	Contratación de mano de obra	Desmantelamiento de las instalaciones	Transporte de maquinaria y materiales	Restitución del terreno, revegetación y recomposición paisajística	
Calidad del aire	N3					P2													N3	P2	
Ruidos y vibraciones	N2	N2				N2													N2		
Geomorfología	N2	N2																			
Calidad del suelo	N2	N3		N1		P3															
Capacidad del suelo	N2	N3				P2															
Calidad del agua superficial	N2																				
Calidad del agua subterránea	N2																				
Modificación del curso del agua																					
Erosión	N2	N4				P4															
Pérdida de cubierta vegetal	N2	N4				P3															
Alteración del hábitat	N2	N3				P2															
Especies protegidas y en peligro	N2	N2				P1															
Especies terrestres	N3	N1				P2															
Especies acuáticas																					
Aves	N1					P1															
Especies protegidas y en peligro	N2	N2				P2															
Desarrollo del sector terciario	P3	P3	P4	P3		P2															
Generación de empleo	P4	P3	P4	P3		P2															
Cambio en el valor de la tierra		N1				P2															
Paisaje	N4	N4				P4															
Patrimonio histórico-artístico																					

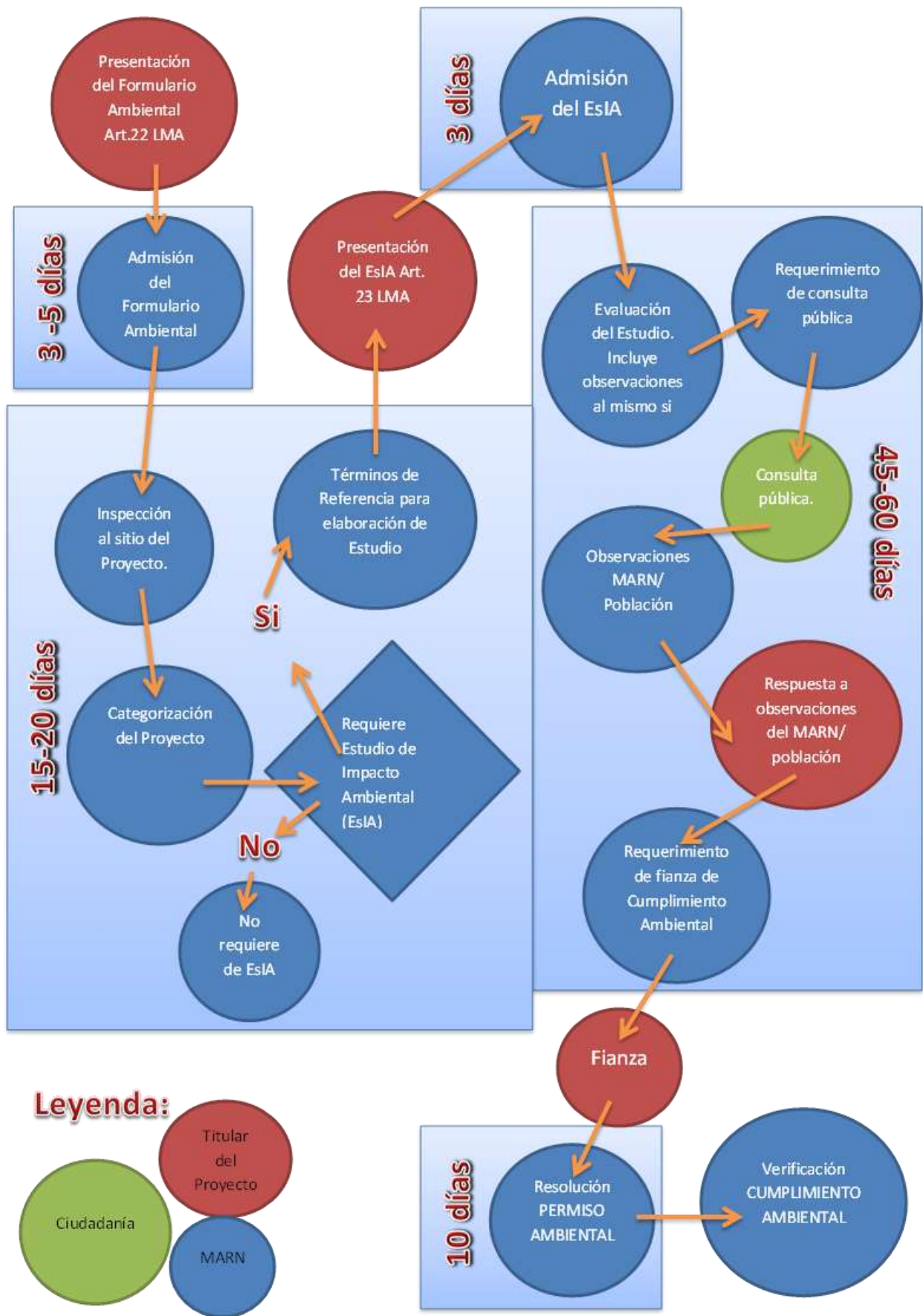
g. Concesión de aguas



h. DAFO

<p><u>DEBILIDADES:</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Necesidad de aportar una fianza de igual valor que el valor del proyecto.<ul style="list-style-type: none">• Alto valor paisajístico de la zona.• Necesario sobredimensionamiento del sistema para garantizar suministro.	<p><u>AMENAZAS:</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Inseguridad de la zona• Necesidad de consulta ciudadana antes de aprobar el proyecto.<ul style="list-style-type: none">• Necesario conseguir concesión de aguas.
<p><u>FORTALEZAS:</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Apoyo desde el Gobierno Salvadoreño por potenciar el turismo.• Apoyo por parte del Gobierno Salvadoreño para electrificación rural.<ul style="list-style-type: none">• Generación de empleo local• Aprovechamiento de recurso local• Posibilidad de almacenar energía (hidráulica)• Estabilidad de la red, garantizando suministro constante.	<p><u>OPORTUNIDADES:</u></p> <ul style="list-style-type: none">• Aumento de la demanda eléctrica de la zona gracias a la potenciación del turismo local.<ul style="list-style-type: none">• Desarrollo de turismo ecológico, garantizando energía totalmente renovable. (Certificación para la Sostenibilidad Turística, Biosphere Responsible Tourism...)• Potenciar la conciencia medioambiental de la población local.<ul style="list-style-type: none">• Independencia energética del país.

i. Procedimiento para la obtención de permisos ambientales



j. Análisis financiero

INVERSIÓN LAGO DE COATEPEQUE	Cantidad	Precio 2008	Total 2008	Precio 2016
Hidráulica - Grandes Componentes				
Tubería	1280	\$ 120,00	\$ 153.600,00	\$ 164.659,20
Turbina	1	\$ 194.659,60	\$ 194.659,60	\$ 208.675,09
Generador	1	\$ 242.479,60	\$ 242.479,60	\$ 259.938,13
Bomba + motor 500 kW	1	\$ 144.469,00	\$ 144.469,00	\$ 154.870,77
Bomba + motor 700 kW	1	\$ 187.809,70	\$ 187.809,70	\$ 201.332,00
Bomba + motor 1200 kW	1	\$ 371.914,00	\$ 371.914,00	\$ 398.691,81
Válvula de guarda, con bypass, equipo de accionamiento, carrete de desmontaje y accesorios	1	\$ 162.407,07	\$ 162.407,07	\$ 174.100,38
Montaje de suministro, acoplamiento de turbogeneradores, pruebas preoperacionales, tarados, reglajes y puesta en marcha	1	\$ 63.186,86	\$ 63.186,86	\$ 67.736,31
Sistema de achique y auxiliares	1	\$ 20.834,09	\$ 20.834,09	\$ 22.334,14
Otros no contemplados	1	\$ 10.404,00	\$ 10.404,00	\$ 11.153,09
Equipo Eléctrico - Variador de Velocidad 1300kW, 700kW, 500kW	1	\$ 224.469,00	\$ 224.469,00	\$ 240.630,77
Montaje bomba más motores	3	\$ 5.000,00	\$ 15.000,00	\$ 16.080,00
Montaje de variador de Velocidad	3	\$ 5.000,00	\$ 15.000,00	\$ 16.080,00
Transformador	1	\$ 57.143,00	\$ 57.143,00	\$ 61.257,30
Cable 60m trifásico motor-variador	1	\$ 525,00	\$ 525,00	\$ 562,80
Cable 60m trifásico variador-transformador	1	\$ 525,00	\$ 525,00	\$ 562,80
Transformadores Elevadores	2	\$ 14.700,00	\$ 29.400,00	\$ 31.516,80
Total Hidráulica Grandes Componentes		\$ 1.705.645,92	\$ 1.893.825,92	\$ 2.030.181,39
Fotovoltaica Grandes Partes				
Paneles Solares	5.500.000,00	\$ 0,48		\$ 2.640.000,00
Inversores	5.500.000,00	\$ 0,09		\$ 495.000,00
Cable	5.500.000,00	\$ 0,12		\$ 660.000,00
Montaje	4.420.000,00	\$ 0,18		\$ 795.600,00
Monataje Acuático	1.080.000,00	\$ 0,22		\$ 237.600,00
Sistema de control	5.500.000,00	\$ 0,01		\$ 55.000,00
Sistema de Seguridad	5.500.000,00	\$ 0,01		\$ 49.500,00
Obra Civil	5.500.000,00	\$ 0,13		\$ 715.000,00
Logística	5.500.000,00	\$ 0,02		\$ 110.000,00
Total Fotovoltaica Grandes Partes				\$ 5.757.700,00
Gran Obra Civil				
Movimiento de Tierras	43.000,00	\$ 6,15		\$ 264.450,00
Impermeabilización de Balsa	62.308,00	\$ 12,00		\$ 747.696,00
Casa de Máquinas	1	\$ 80.000,00		\$ 80.000,00
Subestación	5.500.000,00	\$ 0,05		\$ 286.000,00
Red Eléctrica	1,00	\$ 3.000.000,00		\$ 3.000.000,00
Total Gran Obra Civil				\$ 4.378.146,00
TOTAL INVERSIÓN LAGO DE COATEPEQUE				\$ 12.166.027,39

k. Ficha técnica del módulo fotovoltaico y del inversor

20% EFFICIENCY

SunPower E20 panels are the highest efficiency panels on the market today, providing more power in the same amount of space

MAXIMUM SYSTEM OUTPUT

Comprehensive inverter compatibility ensures that customers can pair the highest efficiency panels with the highest efficiency inverters, maximizing system output

REDUCED INSTALLATION COST

More power per panel means fewer panels per install. This saves both time and money.

RELIABLE AND ROBUST DESIGN

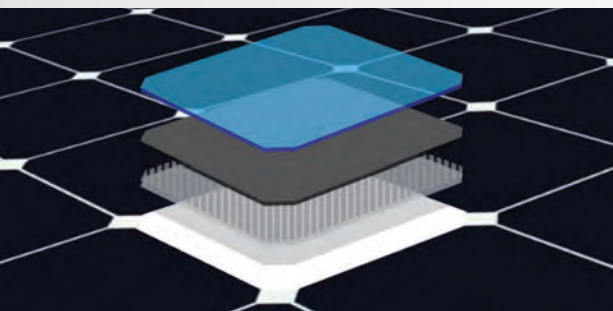
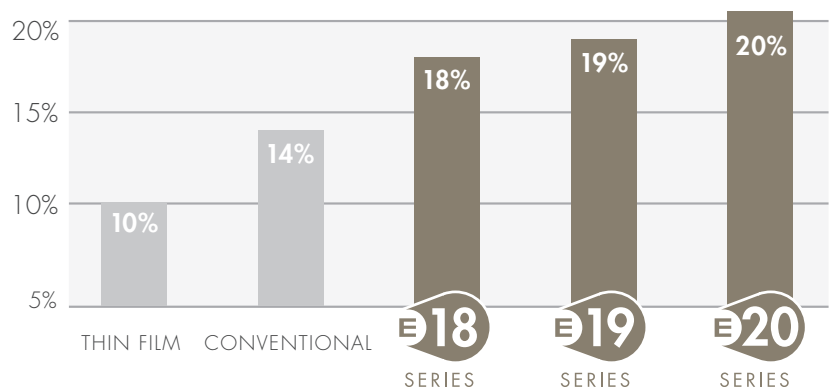
SunPower's unique Maxeon™ cell technology and advanced module design ensure industry-leading reliability



THE WORLD'S STANDARD FOR SOLAR™

SunPower™ E20 Solar Panels provide today's highest efficiency and performance. Powered by SunPower Maxeon™ cell technology, the E20 series provides panel conversion efficiencies of up to 20.1%. The E20's low voltage temperature coefficient, anti-reflective glass and exceptional low-light performance attributes provide outstanding energy delivery per peak power watt.

SUNPOWER'S HIGH EFFICIENCY ADVANTAGE



MAXEON™ CELL TECHNOLOGY

Patented all-back-contact solar cell, providing the industry's highest efficiency and reliability

sunpowercorp.com



MODEL: SPR-435NE-WHT-D

ELECTRICAL DATA

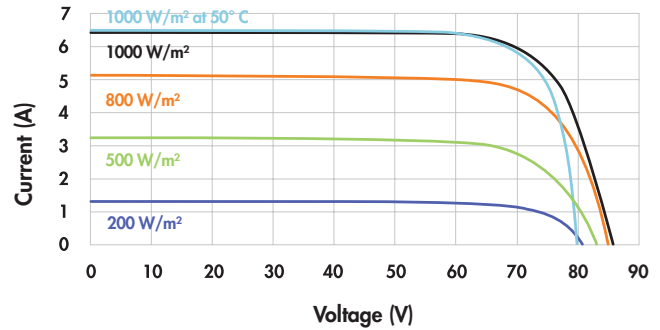
Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000 W/m², AM 1.5, and cell temperature 25° C

Peak Power (+/- 5%)	P _{max}	435 W
Cell Efficiency	η	22.5 %
Panel Efficiency	η	20.1 %
Rated Voltage	V _{mpp}	72.9 V
Rated Current	I _{mpp}	5.97 A
Open-Circuit Voltage	V _{oc}	85.6 V
Short-Circuit Current	I _{sc}	6.43 A
Maximum System Voltage	UL	600 V
Temperature Coefficients	Power (P)	- 0.38%/K
	Voltage (V _{oc})	- 235.5 mV/K
	Current (I _{sc})	3.5 mA/K
NOCT		45° C +/- 2° C
Series Fuse Rating		20 A
Grounding		Positive grounding not required

MECHANICAL DATA

Solar Cells	128 SunPower Maxeon™ cells
Front Glass	High-transmission tempered glass with anti-reflective (AR) coating
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes Dimensions: 32 x 155 x 128 mm
Output Cables	700 mm cables / Multi-Contact (MC4) connectors
Frame	Anodized aluminum alloy type 6063 (silver); stacking pins
Weight	56.0 lbs. (25.4 kg)

I-V CURVE



Current/voltage characteristics with dependence on irradiance and module temperature.

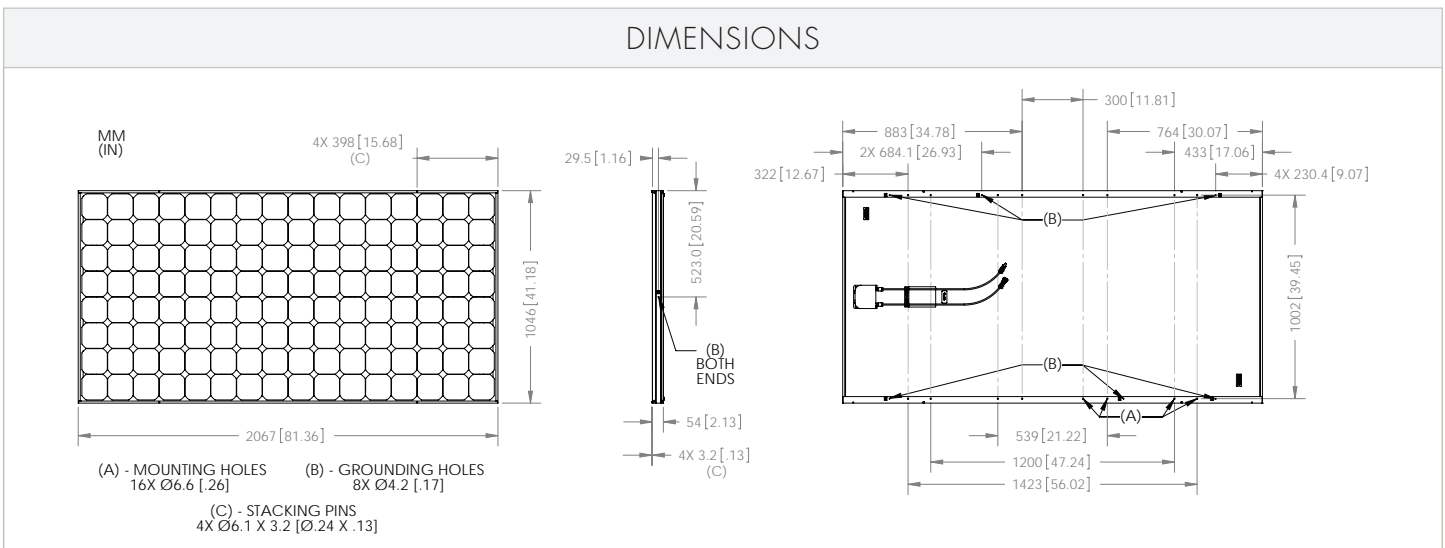
TESTED OPERATING CONDITIONS

Temperature	- 40° F to +185° F (- 40° C to + 85° C)
Max load	113 psf 550 kg/m ² (5400 Pa), front (e.g. snow) w/specified mounting configurations 50 psf 245 kg/m ² (2400 Pa) front and back (e.g. wind)
Impact Resistance	Hail: (25 mm) at 51 mph (23 m/s)

WARRANTIES AND CERTIFICATIONS

Warranties	25-year limited power warranty 10-year limited product warranty
Certifications	Tested to UL 1703. Class C Fire Rating

DIMENSIONS



Please read safety and installation instructions before using this product, visit sunpowercorp.com for more details.

**SOLUCIÓN INTEGRAL
LLAVE EN MANO
HASTA 2,14 MW**

Desde 535 kW hasta 2,14 MW

Equipada con todo lo necesario

Ingeteam ha desarrollado una solución integral llave en mano de media tensión con total integración del equipo de conversión de energía hasta 2.140 kW, transformador elevador, apartamento, cuadros de distribución de baja tensión y equipos de monitorización personalizables para cumplir los requisitos de cada usuario concreto.

Se entrega totalmente equipada con una integración completa de envolvente, inversores, controles y transformador en un contenedor o plataforma para su integración "Plug & Play" en el lugar de instalación.

Óptima refrigeración

La caseta de media tensión, fabricada de hormigón para lograr el máximo aislamiento y durabilidad, cuenta con un avanzado sistema de refrigeración mediante ventilación forzada. Este sistema, unido a los ventiladores internos de los inversores fotovoltaicos, aseguran el correcto funcionamiento de los equipos presentes en el centro de media tensión. Además, los ventiladores de la caseta cuentan con un conjunto de filtros que evitan el ingreso de agua y arena en su interior.

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

- 2 inversores INGECON® SUN PowerMax con una potencia de salida AC conjunta desde 535 hasta 2.140 kW.
- Transformador en baño de aceite montado sobre losa de hasta 35 kV con interruptor-seccionador integrado.
- Conmutación eléctrica: cuadros de distribución de baja tensión, transformadores auxiliares.
- Total integración de todos los componentes eléctricos para una instalación más rápida *in situ*.
- Sistema de disipación de calor para un rendimiento óptimo del inversor.
- Instalaciones de iluminación.

OPCIONES

- Apartamento de media tensión.
- Aire acondicionado.
- Equipos de medida.
- Transformador de pérdidas reducidas.
- Comunicaciones remotas.
- SCADA para supervisión del sistema.
- Puesta en marcha en el lugar de instalación.

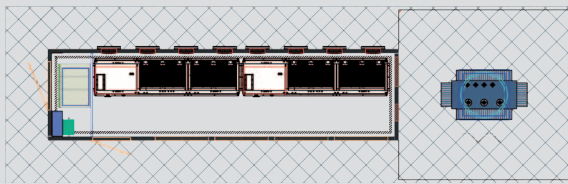
CONSTRUCCIÓN

- Base de perfil de acero en U con paredes y techo galvanizados con paneles de aluminio.
- Plataforma anclada a tierra o montada en pozo de cimentación.

Dimensiones y pesos de la caseta

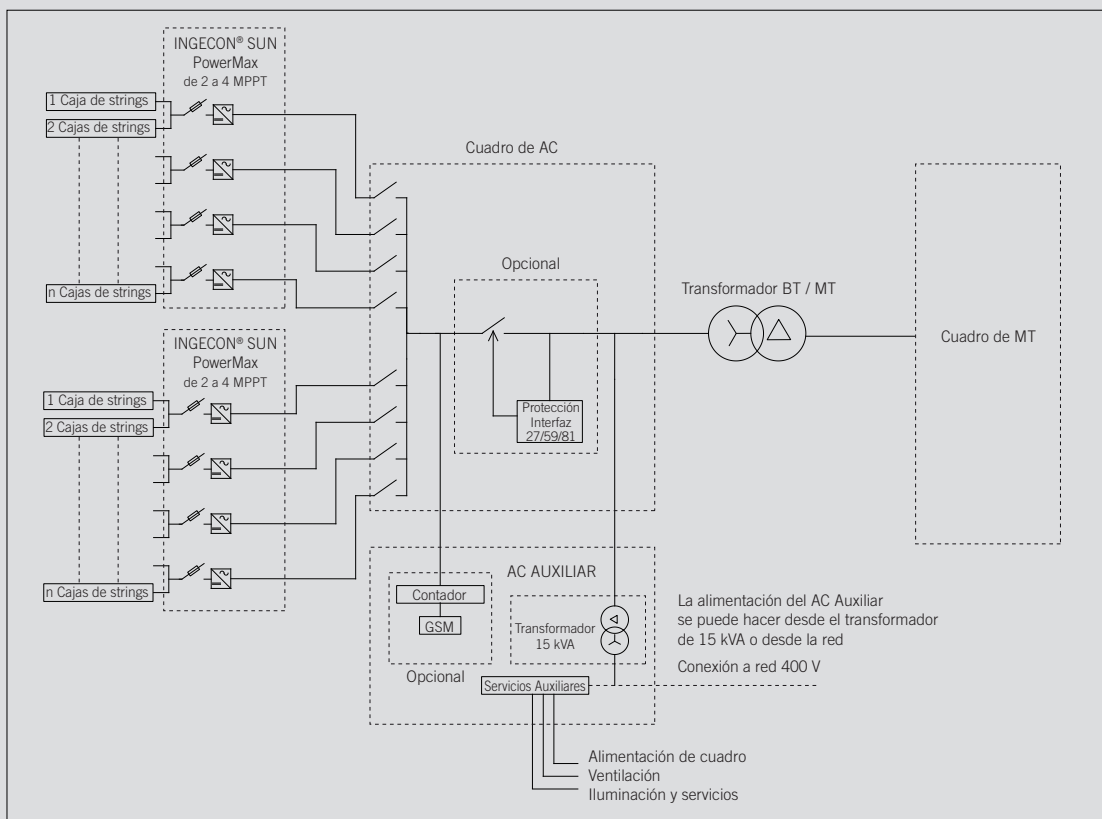
(Sin inversores)
Dimensiones 8.300 mm largo x 2.500 mm alto 2.170 mm ancho
Peso 19.000 kg.





Esquema con dos inversores con configuración multi-MPPT (también disponible con configuración Maestro-Escavo)

2 x 1070 kW



INVERSORES DE LA FAMILIA M420 CONFIGURACIÓN MULTI-MPPT

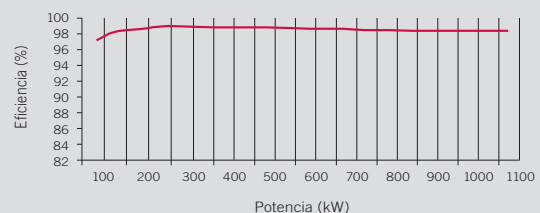
Ejemplo de configuración de caseta de media tensión con las múltiples combinaciones posibles con dos inversores fotovoltaicos multi-MPPT y 420 V de tensión de salida.

También están disponibles las siguientes tensiones de salida: 220 V, 275 V, 300 V, 320 V, 345 V, 360 V y 400 V. La tensión de salida de la caseta puede llegar hasta 36 kV.

	535 kW	805 kW	1.070 kW	1.340 kW	1.610 kW	1.875 kW	2.140 kW
INGECON® SUN PowerStation Concrete	535TL M420	805TL M420	1070TL M420	805TL M420 + 535TL M420	805TL M420 + 805TL M420	1070TL M420 + 805TL M420	1070TL M420 + 1070TL M420
Valores de Entrada (DC)							
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	544 - 707,2 kWp	816 - 1.060,8 kWp	1.088 - 1.414,4 kWp	1.360 - 1.768 kWp	1.632 - 2.121,6 kWp	1.904 - 2.475,2 kWp	2.176 - 2.828,8 kWp
Rango de tensión MPP	607 - 820 V	607 - 820 V	607 - 820 V	607 - 820 V	607 - 820 V	607 - 820 V	607 - 820 V
Tensión máxima ⁽²⁾	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V	1.000 V
Corriente máxima	900 A	1.350 A	1.800 A	2.250 A	2.700 A	3.150 A	3.600 A
Nº entradas con porta fusibles	8	12	16	20	24	28	32
Dimensiones fusibles ⁽³⁾	Fusibles de 125 A / 1.000 V a 250 A / 1.000 V para corriente máx. de 100 a 200 A, en los polos positivo y negativo						
Tipo de conexión del inversor	Conexión a las barras de cobre de los portafusibles. El cable entra desde el suelo a través de prensaestopas D40 (máx diámetro: 40 mm)						
Bloques de potencia	2	3	4	5	6	7	8
MPPT ⁽⁴⁾	2	3	4	5	6	7	8
Protecciones de entrada							
Protección sobretensiones	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo 2, con cartucho extraíble						
Interruptor DC	Seccionador DC manual con mando a puerta (para cada módulo independiente)						
Contacto DC	Contacto DC para desconexión automática del campo FV (para cada módulo de conversión)						
Otras protecciones	Fusibles DC, contacto DC para desconexión campo solar (para cada módulo independiente), control de aislamiento DC, seta de emergencia						
Valores de salida (AC)							
Potencia nominal ⁽⁵⁾	535,4 kW	803,1 kW	1.070,8 kW	1.338,5 kW	1.606,2 kW	1.873,9 kW	2.141,6 kW
Tensión nominal	Hasta 36 kV IT	Hasta 36 kV IT	Hasta 36 kV IT	Hasta 36 kV IT	Hasta 36 kV IT	Hasta 36 kV IT	Hasta 36 kV IT
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁶⁾	1	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Sí. Smáx=535,4 KVA	Sí. Smáx=803,1 KVA	Sí. Smáx=1.070,8 KVA	Sí. Smáx=1.338,5 KVA	Sí. Smáx=1.606,2 KVA	Sí. Smáx=1.873,9 KVA	Sí. Smáx=2.141,6 KVA
THD (Distorsión Armónica Total) ⁽⁷⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Tipo de conexión	Desde abajo mediante trampilla telescópica						
Protecciones de salida							
Protección sobretensiones	Descargadores de sobretensiones atmosféricas AC tipo 2, con cartucho extraíble						
Interruptor AC	Seccionador magneto-térmico AC (para cada módulo independiente, no disponible en modelos DC)						
Protección anti-isla	Sí, con desconexión automática						
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC						
Prestaciones del inversor							
Eficiencia máxima	99,1%	99,1%	99,1%	99,1%	99,1%	99,1%	99,1%
Euroeficiencia / eficiencia CEC	98,7% - 98,2%	98,7% - 98,2%	98,7% - 98,2%	98,7% - 98,2%	98,7% - 98,2%	98,7% - 98,2%	98,7% - 98,2%
Consumo en stand-by ⁽⁸⁾	60 W	90 W	120 W	150 W	180 W	210 W	240 W
Consumo nocturno	<5%	<5%	<5%	<10%	<10%	<10%	<10%

Notas: ⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. Datos para condiciones STC ⁽²⁾ Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas ⁽³⁾ Para otras configuraciones consultar con Ingeteam ⁽⁴⁾ Los MPPT conectados a un mismo transformador a través de inversores TL deberán tener la misma configuración de tensión ⁽⁵⁾ Potencia AC hasta 45 °C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8% ⁽⁶⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal ⁽⁷⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁽⁸⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.

Rendimiento INGECON® SUN 1070TL M420 V_{dc} = 650 V





Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A.

Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 SARRIGUREN (Navarra) - Spain
Tel.: +34 948 288 000 / Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam S.r.l.

Via Emilia Ponente, 232
48014 CASTEL BOLOGNESE (RA) - Italy
Tel.: +39 0546 651 490 / Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

Ingeteam GmbH

Herzog-Heinrich-Str. 10
80336 MUNICH - Germany
Tel.: +49 89 99 65 38 0 / Fax: +49 89 99 65 38 99
e-mail: solar.de@ingeteam.com

Ingeteam SAS

La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - France
Tel: +33 (0)5 61 25 00 00 / Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingeteam.com

Ingeteam INC.

5201 Great American Parkway, Suite 320
SANTA CLARA, CA 95054 - USA
Tel.: +1 (415) 450 1869 / +1 (408) 524 2929 / Fax: +1 (408) 824 1327
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam INC.

3550 W. Canal St.
MILWAUKEE, WI 53208 - USA
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190 / Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam, a.s.

Technologická 371/1
70800 OSTRAVA - PUSTKOVEC
Czech Republic
Tel.: +420 59 732 6800 / Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingeteam.com

Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.

Shanghai Trade Square, 1105
188 Si Ping Road
200086 SHANGHAI - P.R. China
Tel.: +86 21 65 07 76 36 / Fax: +86 21 65 07 76 38
e-mail: shanghai@ingeteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.

Ave. Revolución, n° 643, Local 9
Colonia Jardín Español - MONTERREY
64820 - NUEVO LEÓN - México
Tel.: +52 81 8311 4858 / Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingeteam.com

Ingeteam Ltda.

Estrada Duílio Beltrami, 6975
Chácara Sao Bento
13278-078 VALINHOS SP - Brazil
Tel.: +55 19 3037 3773 / Fax: +55 19 3037 3774
e-mail: brazil@ingeteam.com

Ingeteam Pty Ltd.

Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjiespark, Midrand 1682 - South Africa
Tel.: +2711 314 3190 / Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingeteam.com

Ingeteam SpA

Bandera, 883 Piso 211
8340743 Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 738 01 44
e-mail: chile@ingeteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.

2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5 / Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingeteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.

Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Poland
Tel.: +48 22 821 9930 / Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingeteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.

Suite 5, Ground Floor, Enterprise 1
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
e-mail: australia@ingeteam.com