



UNIVERSIDAD DON BOSCO

VICERRECTORIA DE ESTUDIOS DE POSGRADO

TRABAJO DE GRADUACION

**ANÁLISIS DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOLAR
FOTOVOLTAICA Y PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS, PARA APLICAR
AL MECANISMO DE MEDIDAS DE MITIGACIÓN ADECUADAS A CADA PAÍS
(NAMAS)**

PARA OPTAR AL GRADO DE

MAESTRO EN GESTION DE ENERGIA RENOVABLE

ASESOR:

INGENIERO CARLOS ALBERTO NAJERA

PRESENTADO POR:

JORGE ARMANDO JOVEL MELARA

JUAN JOSÉ HERNÁNDEZ SALAZAR

CARLOS ALFREDO GARCÍA ALONZO

ANTIGUO CUSCATLAN, LA LIBERTAD, EL SALVADOR, CENTROAMERICA.

SEPTIEMBRE 2013

Contenido

RESUMEN EJECUTIVO	8
OBJETIVO GENERAL	9
OBJETIVO ESPECIFICOS	9
ALCANCES Y LIMITACIONES	10
JUSTIFICACION	11
APORTACIONES	12
INTRODUCCION	13
ANTECEDENTES	15
ANTECEDENTES EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	15
ANTECEDENTES EN MECANISMOS NAMAS	16
CAPITULO I: CONCEPTOS GENERALIDADES DE FUENTES DE ENERGIA RENOVABLE Y GENERACION DISTRIBUIDA	17
1.1.0 CONCEPTO DE GENERACION DISTRIBUIDA.....	17
1.1.1 OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA ..	18
1.2.0 TIPOS DE CONEXIONES DE GENERADORES EN REDES DE DISTRIBUCION	19
1.3.0 CLASIFICACION DE PERDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCION.....	20
1.4.0 METODOLOGIA DE CÁLCULO DE PÉRDIDAS TECNICAS	22
1.4.1 FORMULAS UTILIZADAS	24
1.5.0 HERRAMIENTA Y SOTFWARE DE SIMULACION UTILIZADOS.....	27
1.5.1 INFORMACION GENERAL DEL PROGRAMA	27
1.5.2 CUALIDADES DE WINDMIL	28
1.5.3 DATOS DE ENTRADA PARA REALIZAR LA SIMULACION.....	30
1.5.4 DESCRIPCION DE HERRAMIENTAS DEL PROGRAMA INGRESO DE DATOS DE ENTRADA.....	30
1.5.5 EXPRESIONES, FORMULAS Y MODELOS QUE UTILIZA EL SOTFWARE PARA LA REALIZACION DE CALULOS WINDMIL.....	34

1.6.0 MEDIDAS PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	36
1.7.0 CICLO DE PROCESOS DE PROYECTOS DE ENERGIA RENOVABLE	37
1.7.1 DESCRIPCION DE CICLO DE UN PROYECTO.....	37
1. ETAPA DE PRE-INVERSIÓN:.....	38
2. PERFIL DEL PROYECTO	38
3. PRE-FACTIBILIDAD.....	40
4. FACTIBILIDAD.....	41
5. ESTUDIO AMBIENTAL.....	42
6. INTERCONEXIÓN CON LA RED ELÉCTRICA	45
7. CONCESIÓN E INCENTIVOS FISCALES.....	50
1.7.2 PROCEDIMIENTO DE SOLICITUD DE CONCESIÓN, PROCESO ABREVIADO PARA PROYECTOS DE HASTA 5MW	50
1. DISEÑO FINAL	52
2. CIERRE FINANCIERO	53
3. ETAPA DE INVERSION (CONSTRUCCION).....	54
1.7.3 CICLO DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS DE ENERGIA RENOVABLE EN EL SALVADOR	57
1. CICLO PROYECTO HIDROELECTRICO.....	57
CAPITULO II: MECANISMO DE MEDIDAS DE MITIGACION ADECUADAS A CADA PAIS NAMAS.....	61
2.0 CONCEPTO DE NAMAS.....	61
OBJETIVO DEL MECANISMO NAMAS.....	62
DIFERENCIA DEL MECANISMO NAMAS Y MDL	62
TIPOS DE NAMAS SEGÚN ACUERDOS CANCUN 2010.....	63
2.2 PASOS ESTRATEGICOS PARA FORMULAR UN PROYECTO NAMAS.....	64
2.2.1EVALUAR LAS CONDICIONES DE PAÍS, ANALIZAR LAS BRECHAS POLÍTICAS E IDENTIFICAR MEDIDAS NECESARIAS.....	64
2.2.2EVALUAR EL POTENCIAL TÉCNICO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES Y LOS CO-BENEFICIOS	65

2.2.3 IDENTIFICAR LAS NAMAS POTENCIALES.....	65
2.2.4 DEFINIR LAS LÍNEAS DE BASE	66
2.2.5 DISEÑAR EL PLAN MRV	67
2.2.6 DETALLAR LA PLANIFICACIÓN DE LA NAMA.....	71
2.2.7 IDENTIFICAR NECESIDADES DE APOYO	71
2.2.8 ENVIAR AL REGISTRO DE NAMAS.....	72
2.2.9 EJECUCION DE PLAN MRV	74
2.2.10 BUENAS PRÁCTICAS.....	75
CAPITULO III: ANALISIS DE DEMANDA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE AES EL SALVADOR.	76
3.1 DEMANDA DEL SISTEMA	77
3.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	79
3.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	82
1.3 GENERACION DISTRIBUIDA	86
3.4 TIPOS DE GENERACIÓN	87
3.5 GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOCALIZADA.	88
3.6 PERDIDAS TECNICAS DE ENERGIA – ESCENARIO BASE.....	89
CAPITULO IV: PORTAFOLIO DE PROYECTOS SOLAR FOTOVOLTAICOS	93
4.1.0 CONCEPTOS GENERALES SISTEMAS SOLAR FOTOVOLTAICA.....	93
4.1.1 DEFINICIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	93
4.1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA....	94
4.1.3 CLASIFICACIÓN TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS	95
4.1.4 COMPONENTES BÁSICOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	96
4.1.5 CONSIDERACIÓN DE CONEXIONES DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED.....	99
4.1.6 PERMISOS PARA LA CONEXIÓN A LAS REDES ELÉCTRICAS.....	100
4.1.7 OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN	100

4.2.0 PLANTEAMIENTOS DE PROYECTO SOLAR FOTOVOLTAICOS	102
4.3.0 CONSIDERACIONES UTILIZADAS PARA ELABORACION DEL PORTAFOLIO DE LOS PROYECTOS DE ENERGIA FOTOVOLTAICAS	104
4.4.0 .PROCEDIMIENTO PARA DIMENSIONAR PROYECTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	104
4.5.0 FACTIBILIDAD DE INTERCONEXION DE PROYECTOS SOLAR FOTOVOLTAICOS	108
4.6.0 SIMULACION DE PROYECTOS Y RESULTADOS OBTENIDOS.....	110
4.7.0 COSTOS DE INVERSION DE PROYECTOS SOLAR FOTOVOLTAICOS 113	
CAPITULO V: PORTAFOLIO DE PROYECTOS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS.....	
5.1.0 CONCEPTOS GENERALES DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	114
5.1.1 ENERGIA HIDRAULICA	114
5.1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	114
5.1.3 CLASIFICACION DE LA CENTRALES HIDROELECTRICAS	115
5.1.4 ANTECEDENTES DEGENERACIÓN DE PEQUEÑAS PLANTAS HIDROELÉCTRICAS EN EL SALVADOR.....	116
5.1.5 CONSIDERACIONES DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS CONECTADAS A LA RED.	117
5.1.6 SELECCIÓN DE NÚMERO DE UNIDADES DE GENERACIÓN PARA UNA PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	123
5.1.7 ESTUDIOS DE POTENCIAL HIDROELECTRICO EN EL SALVADOR.....	123
5.1.8 LISTADO DE PROYECTOS DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	125
5.2.0 FACTIBILIDAD DE INTERCONEXION DE PROYECTOS	127

5.2.1PROCEDIMIENTO DE FACTIBILIDAD DE INTERCONEXION PARA PORTAFOLIO DEPROYECTO PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.	127
5.3.0 SIMULACION DE PROYECTOS Y RESULTADOS OBTENIDOS.....	128
5.4.0 COSTOS DE INVERSION DE PROYECTOS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	131
CAPITULO VI: ANALISIS ECOMONICO DEL PORTAFOLIO DE PROYECTOS PROPUESTO.....	133
6.1.0 SUPUESTOS	133
6.2.0 DESCRIPCION DE METODOLOGIA ANALISIS ECONOMICO	134
6.3.0 RESULTADOS DE EVALUACION ECONOMICA PORTAFOLIO DE PROYECTOS	136
CAPITULO VII: PLANTEAMIENTO DE LA INICIATIVA NAMA	139
7.1 INTRODUCCION	139
7.2 ANTECEDENTES	139
7.2.1 EVALUACION DE LAS CONDICIONES DE EL SALVADOR	139
7.2.2 EVALUACION DEL POTENCIAL TÉCNICO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES Y CO-BENEFICIOS	141
7.3 NAMAS POTENCIALES IDENTIFICADAS.....	143
7.3.1 SELECCIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA	143
7.3.2 SELECCIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	145
7.3.3 RESUMEN DE BENEFICIOS DEL PORTAFOLIO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN.....	146
7.4 DEFINICION DE LA LÍNEA BASE.....	147
7.5 DISEÑO DEL PLAN MRV.....	148
7.6 PLANIFICACION DE LA INICIATIVA NAMA.....	150

CONCLUSIONES	151
RECOMENDACIONES.....	152
GLOSARIO	153
BIBLIOGRAFIA	156
ANEXOS	157

RESUMEN EJECUTIVO

El proyecto consiste en identificar un portafolio de proyectos Generación Distribuida de tipo Solar Fotovoltaica y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, que puedan aplicar al mecanismo de “ Medidas de Mitigación Adecuadas a cada país” NAMAS.

Este mecanismo fue establecido durante el Plan de Acción de Bali (Convención Marco sobre Cambio Climático celebrada en Bali por las Naciones Unidas en 2007) como un instrumento prometedor para impulsar políticas y medidas para la reducción del cambio climático en países en desarrollo, implementando acciones enfocadas a reducir o limitar las emisiones de gases de efecto invernadero.

Este tipo de medidas son apoyadas y facilitadas por tecnologías y financiación al ser comprobadas de manera mensurable, notificable y verificable.

Para determinar los proyectos de Generación Distribuida s y utilizará información de los resultados de estudios del potencial de las energías renovables en el país, específicamente en Sistemas Fotovoltaicos y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Así mismo, se utilizará la información de la concentración de la demanda del país para identificar los centros de carga y analizar la factibilidad de interconexión de pequeños generadores.

Este tipo de proyectos de Generación Distribuida tienen un impacto doble, ya que además de aportar generación de energía limpia al sistema (desplazando generación térmica que emite gases contaminantes) reducen considerablemente pérdidas técnicas de energía del sistema a la cercar fuentes de energía a los centros de carga.

Sin embargo, el costo de inversión de este tipo de tecnología aun es bastante elevado, lo cual impide su desarrollo. Por tal razón, para que este tipo de acciones sean sostenibles es necesario incluir dentro del alcance un programa que incluya el soporte al desarrollo de energías renovables a través de un precio fijo por KWh generado que este arriba del precio de mercado; garantizado a largo plazo la sostenibilidad del proyecto de generación.

A todos estos proyecto se les calculara su aporte a la reducción de gases de efecto invernadero (tCO₂) y consolidaran el portafolio de proyectos como país que pueden aplicar al mecanismo de “Medidas de Mitigación Adecuadas a cada país “NAMAS.

Dentro del alcance de este trabajo, se incluye describir todo el procedimiento y documentación necesaria para inscribir los proyectos a este mecanismo.

OBJETIVO GENERAL

Determinar proyectos de Generación Distribuida de tipo Solar Fotovoltaica y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas , que puedan aplicar al mecanismo de “Medidas de Mitigación Adecuadas a cada país” NAMAs para contribuir a reducir las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero.

OBJETIVO ESPECIFICOS

1. Determinar la ubicación y capacidad optima de potenciales proyectos de Generación Distribuida conectados a la red de distribución de AES El Salvador para analizar la factibilidad de interconexión por medio de fuentes de energía renovables (Solar fotovoltaica y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas).
2. Describir los procedimientos y documentación necesaria para que el portafolio de proyectos propuestos pueda aplicar al mecanismo de Medidas de Mitigación Adecuadas a cada país NAMAs y pueda obtener apoyo financiero y asistencia tecnológica.
3. Calcular el ahorro en pérdidas técnicas de energía por medio del software de simulación Windmil, cálculo de la reducción de tCO₂ que generaría los proyectos analizados.

4. Realizar el análisis financiero de los proyectos que aplicaran al mecanismo de Medidas de Mitigación Adecuadas a cada país NAMAS.
5. Determine el precio mínimo de venta de energía por KWh del portafolio de proyectos de generación, mediante el cual se garantice la rentabilidad del proyecto.

ALCANCES Y LIMITACIONES

1. Las medidas de mitigación de cada país NAMAS a considerar son las relacionadas a proyectos de Generación Distribuida s por fuentes de energía renovable. Los tipos de fuentes de energía renovables a considerar serán solares fotovoltaicos y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas cercanos en los centros de carga identificados.

El portafolio de proyectos de energía renovables estará enfocado en realizar reducción de gases de efecto invernadero, reducción de pérdidas técnicas de energía en líneas de distribución AES, satisfaga la demanda de energía de un determinado circuito, factibilidad de interconexión con la red de AES, Ajustar la capacidad de generación de los proyectos para evitar problemas de voltajes en la red de distribución.

2. El trabajo de tesis está enfocado únicamente en las redes de distribución de AES El Salvador.
3. Los proyectos seleccionados en el portafolio, no se incluirá los diseños de cada planta, se limitara a una factibilidad de interconexión con la red de AES, tomando en cuenta la ubicación del recurso, y calcular análisis financiero que incluirá: costos de generación, costos de modificaciones a la red para la interconexión, costos de operación y mantenimientos; para luego realizar la evolución económica a través de TIR y VAN.

4. Se realizara una descripción de los procedimiento a seguir para que el portafolio de proyectos propuestos pueda aplicar al mecanismo NAMAS (Medidas de Mitigación Adecuadas a cada país)

JUSTIFICACION

Este trabajo pretende presentar una factibilidad de interconexión de los proyectos analizados, basados en Generación Distribuida a través de la red de AES El Salvador.

Se presentas los costos, análisis económico de las propuestas y la descripción de procesos necesarios para poder aplicar al mecanismo establecido durante el Plan de Acción de Bali (Convención Marco sobre Cambio Climático por las Naciones Unidas realizado en el año 2007). Como un instrumento prometedor para impulsar políticas y medidas para la reducción del cambio climático en países en desarrollo, implementando acciones enfocadas a reducir o limitar las emisiones de gases de efecto invernadero.

Las medidas son apoyadas y facilitadas por tecnologías y financiación al ser comprobadas de manera mensurable, notificable y verificable.

APORTACIONES

El desarrollo de este documento analiza la interconexión de Generación Distribuida para los proyectos basados en fuentes renovables de tipo Solar Fotovoltaico y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, que puedan formar parte de una NAMAs, y de esta manera, se impulse la realización de proyectos que reduzcan los gases de efecto invernadero, así mismo, los proyectos puedan encontrar financiamiento y soporte técnico para su implementación.

Para el caso de los proyecto de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se presenta la interconexión eléctrica necesaria para conectar las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas planteadas en el Plan maestro de energía renovable en El Salvador, centrando el análisis en la escala de 1MW y 5MW. En esta escala clasifican 30 proyectos, para los cuales se ha analizado la interconexión necesaria para conectarse a la red de AES El Salvador, y sea una primera estimación de los costos de inversión.

Para el caso de los proyectos Solar Fotovoltaicos, son proyectos planteados teniendo en cuenta los puntos de demanda de la red de AES en los que los proyectos pudieran tener aportaciones importantes, tanto para reducción de pérdidas técnicas en las líneas de distribución y satisfacción de la demanda de un circuito.

INTRODUCCION

En El Salvador, se han tenido la participación de proyectos de energías renovables, pero no se han encontrado un medio financiero para llevar a cabo esta implantación por tanto; el documento de que se presenta a continuación surge ante la necesidad de un procedimiento para la inscripción de proyectos de energías renovables a una organización que apoyen este tipo de proyecto; por lo cual nuestro caso se aplicara a NAMAs (Medidas de Mitigación Adecuadas a cada país)

Este trabajo será una guía para posteriores proyectos de energías renovables que tengan la oportunidad de participar a NAMAs describiendo los requisitos que solicita esta organización, los permisos requeridos del medio ambiente (MARN), la documentaciones a quienes ira dirigida, etc.

En primera instancia se presentaran de manera general las tecnologías a participar que serán las plantas de generación fotovoltaico y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas Pequeñas Centrales Hidroeléctricas las cuales serán quienes conformaran el portafolio de proyectos de energías renovables, de donde surge la necesidad y los beneficios que este portafolio traerá para reducir el impacto medio ambiental como lo es las emisiones de CO₂, junto a un estudio financieros de los mismo considerando los costos de generación, costos de modificación de la red para las interconexiones, costos de operación y mantenimiento evaluando su TIR y VAN para los respetivos proyectos.

Se planteara dentro del proceso de análisis herramientas y software de simulación, para nuestro caso el Software WINDMILL, es un software que permite diseñar un sistema distribución eléctrica bajo la condiciones de consumo reales (Base de datos de AES) se realizara una simulaciones para los proyectos fotovoltaicos y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (Pequeñas Centrales Hidroeléctricas), plasmando así nuestra línea base actual y la propuesta ante la implementación de estas nuevas tecnologías con el objetivo de obtener la reducción en toneladas de CO₂.

El portafolio de proyectos de energías renovables una vez definido los beneficios en la reducción del CO₂, se procederá al proceso y requisitos NAMAs; vale aclarar que a diferencia del MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio), las NAMAs no buscan la participación en el mercado de bonos de carbón; sino que simplemente son medidas que su fin es la reducción de las emisiones de CO₂ ante el cambio climático reduciendo el efecto invernadero.

Finalmente en el documento se desarrollara el procedimiento para que el portafolio de proyecto de energías renovables pueda participar a NAMAs

ANTECEDENTES

ANTECEDENTES EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

La Generación Distribuida está orientada a la generación de energía eléctrica a pequeña escala y próxima al consumidor. El empleo de este tipo de generación no es nuevo. Los primeros sistemas y redes eléctricas operaban con corriente continua, esto limitaba tanto la tensión de suministro como la distancia entre el generador y los puntos de consumo. Las centrales de generación solamente suministraban energía eléctrica a los clientes en las cercanías de la planta. Se utilizaban dispositivos de almacenamiento, como baterías, para conseguir un cierto equilibrio entre la producción y la demanda de energía eléctrica.

La aparición de la corriente alterna permitió transportar la energía eléctrica en alta tensión y a grandes distancias, lo que provocó un fuerte incremento en la potencia de generación. Los sistemas eléctricos evolucionaron de forma considerable, estaban formados por enormes centrales de generación y grandes redes de transporte y distribución con el fin de abaratar los costes de producción y distribución. El equilibrio entre la demanda y el suministro se realizaba mediante la combinación de grandes cantidades de consumo que variaban instantáneamente. Se aumentó la seguridad del suministro eléctrico ya que la interrupción de una central eléctrica se compensaba mediante otra central interconectada en el sistema. De hecho este sistema interconectado de alta tensión hizo posible la economía de escala en la generación de energía eléctrica.

En los años 70 la crisis del petróleo y los impactos medioambientales provocan la aparición de nuevos problemas que influyen de forma definitiva en el desarrollo de la industria energética. En los últimos 20 años, las innovaciones tecnológicas, el incremento de los costes de transporte y distribución, la economía cambiante, la preocupación por el cambio climático y la publicación de normativa reguladora han dado como resultado un interés renovado por la Generación Distribuida .

La Agencia Internacional de la Energía (IEA), enumera cinco factores que contribuyen a esta evolución:

- a) Desarrollo de tecnologías de GD
- b) Restricciones en la instalación de nuevas líneas de transporte.
- c) Crecimiento de la demanda energética.
- d) Liberación del mercado eléctrico.
- e) El cambio climático.

ANTECEDENTES EN MECANISMOS NAMAS.

La primera vez que se mencionó el termino NAMAs fue en el Plan de Acción de Bali, al formar una parte integral del bloque de mitigación. Expresamente, se hizo un llamado a los Estados a intensificar la labor nacional e internacional en el examen de las “medidas de mitigación adecuadas a cada país por las Partes que son países en desarrollo en el contexto del desarrollo sostenible, con tecnología, financiación y actividades de fomento de la capacidad, de manera mensurable, verificable y que se pueda notificar”. De lo anterior, se podía inferir que las Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación (NAMAs, por sus siglas en inglés) podrían ser llevadas a cabo tanto por los países industrializados como aquellos en desarrollo.

En el Acuerdo de Copenhague de 2009, se invitaba a los países en desarrollo a registrar las NAMAs, en una suerte de lista de espera, en búsqueda de financiamiento internacional por parte de los países industrializados. Al año siguiente, en Cancún, los estados convinieron crear un programa de trabajo que hiciera más claras y operativas las NAMAs; dicho programa incluiría temas substanciales, tales como el diseño del registro y las reglas internacionales para evaluar la “medición, notificación y verificación” de las actividades. Sin embargo, poco se ha desarrollado al respecto.

En el 2011, durante la Conferencia de Partes (COP, por sus siglas en inglés) edición 18ª de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático, celebrada en

Durban, se adoptaron varias decisiones que servirán como base para la futura operación de las NAMAs: la Plataforma para el Registro de NAMAs, la creación del Fondo Verde, así como la decisión de crear nuevos mecanismos de mercado.

CAPITULO I: CONCEPTOS GENERALIDADES DE FUENTES DE ENERGIA RENOVABLE Y GENERACION DISTRIBUIDA

1.1.0 CONCEPTO DE GENERACION DISTRIBUIDA

El concepto de Generación Distribuida surge debido a la evolución que ha tenido el sistema eléctrico.

La Generación Distribuida, es conocida como generación in-situ, generación embebida, generación descentralizada, generación dispersa o energía distribuida, consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía.

La definición más global de la Generación Distribuida vendría a decir que es aquella que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo. Sus características generales son:

- Reducen pérdidas en la red, al reducir los flujos de energía por la misma.
- Su energía vertida no revierte flujos hacia la red de transporte.

Actualmente, los países industrializados generan la mayoría de su electricidad en grandes instalaciones centralizadas, tales como centrales de combustible fósil (carbón, gas natural) nucleares o hidroeléctricas. Estas centrales son excelentes a escala de rendimientos económicos, pero transmiten la electricidad normalmente a muy grandes distancias y el rendimiento energético y medioambiental es bajo.

Justificación de la Generación Distribuida.

- El incremento e incertidumbre en los precios de los combustibles fósiles, obligan a un uso eficiente de los recursos renovables que poseen nuestros países.

- Necesidad de reducción de emisiones, para reducir las consecuencias del cambio climático.
- Incrementos en la demanda de electricidad.
- La mayor parte de países dispone de recursos renovables para la generación no explotados apropiadamente.

1.1.1 OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Uno de los principales objetivos de la Ingeniería Eléctrica con los sistemas de Generación Distribuida es su optimización, tanto de su tamaño y ubicación, como de su configuración y condiciones de funcionamiento. Para optimizar el tamaño y la localización se recurre a funciones técnicas y económicas dependientes, de forma directa, del tipo y funcionamiento del sistema GD y de restricciones técnicas.

El análisis no es sencillo y depende del punto de vista que se tenga en cuenta para su estudio. Así, para el inversionista o propietario de la planta GD, que busca la máxima rentabilidad, el objetivo es vender la máxima cantidad de energía al mínimo coste. Para la empresa distribuidora de energía eléctrica, comprometida con la calidad del producto, el enfoque será garantizar el suministro energético al mínimo coste y la reducción de las pérdidas de energía que se producen en el transporte y distribución. Por tanto, el problema de la optimización se podría plantear bajo dos puntos de vista:

a) Punto de vista de la empresa distribuidora:

La mayoría de los beneficios técnicos y económicos suponen la mejora de la calidad del suministro y la reducción de los costos de explotación de la red de distribución y la disminución de las inversiones en infraestructuras.

Los costes más importantes que se tienen que minimizar son los ocasionados por las pérdidas de energía eléctrica en la red de distribución, manteniendo parámetros de calidad de suministro y seguridad en unos márgenes aceptables y reglamentarios.

b) Punto de vista del inversionista (empresa productora de energía):

Las funciones a maximizar serían las procedentes de un análisis económico, tales como, el valor actual neto, el índice de rentabilidad, o simplemente, la evaluación de los costos o beneficios anuales. Se tendrían en cuenta la inversión necesaria y/o la amortización anual, los costos del combustible (en el caso de biomasa, compra, extracción, tratamiento, transporte, etc.), los costos de funcionamiento y mantenimiento, los ingresos obtenidos por la venta de la energía producida, etc.

1.2.0 TIPOS DE CONEXIONES DE GENERADORES EN REDES DE DISTRIBUCION

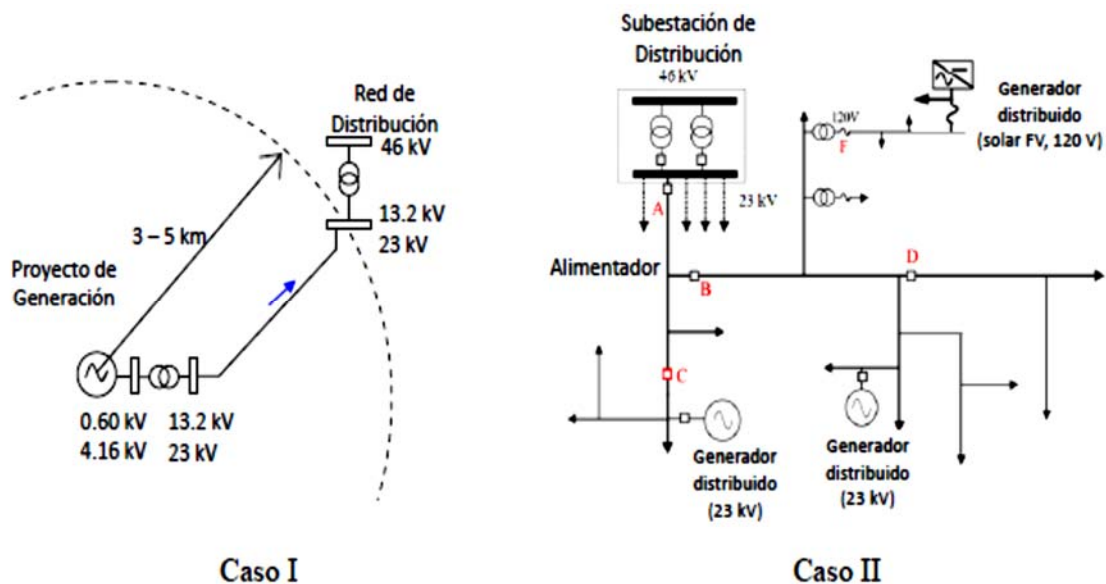
La forma de interconectar generadores a las redes de distribución se realiza mediante los siguientes casos:

Caso I: Generador conectado a una subestación de distribución en 13.2 kV ó 23 kV.

Caso II: Generador conectado a las redes de distribución primarias o secundarias.

En la Figura 1.1 se muestran las características técnicas de la interconexión de un generador a la red de distribución.

FIGURA 1.1



El Caso I corresponde a proyectos de generación menores a 20 MW y mayores 5MW*, para este caso los generadores pueden participar en el mercado mayorista y los componen generalmente centrales hidroeléctricas y se conectan siempre a la subestación de distribución más cercana en niveles de tensión de 23 kV ó 13.2 kV, esto debido que, por razones económicas, el generador puede optar por conectarse a las redes de distribución en lugar de conectarse a la red transmisión. La longitud de las líneas de los proyectos varía entre 3 a 5 km, dependiendo de la ubicación del recurso primario.

El Caso II corresponde a proyectos de Generación Distribuida, es decir, generadores conectados a las redes de distribución en los alimentadores de las redes primarias y secundarias. Los generadores conectados a la red primaria en 13.2 Kv ó 23 kV pueden considerar fuentes de energía renovables, como energía eólica y solar FV. Los generadores conectados a la red secundaria en 120 V pueden considerar la energía solar FV y para su conexión usan conversores estáticos.

1.3.0 CLASIFICACION DE PERDIDAS EN REDES DE DISTRIBUCION

Las pérdidas de energía de la red distribución están compuestas en: pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas de distribución están relacionadas con el transporte de energía eléctrica y estas incluyen:

- Pérdidas del conductor, pérdidas de los bobinados de los transformadores.
- Pérdidas no técnicas de distribución son causadas por error humano, intencional o no, e incluye el hurto de energía, errores en la medición de energía.

La Figura 1.2 y la Tabla 1.1 muestra las pérdidas técnicas de energía para cada empresa de distribución de El Salvador en el 2010 versus un índice de desempeño definido como la longitud total de las redes de distribución (redes primarias y secundarias) por energía total de las ventas.

*"Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción" (Acuerdo SIGET No.335, Agosto 2011). "Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión" (Acuerdo SIGET No.30, Enero 2011), en el Título III se establecen los procedimientos, requisitos y responsabilidades para la interconexión de un generador a las instalaciones de distribución.

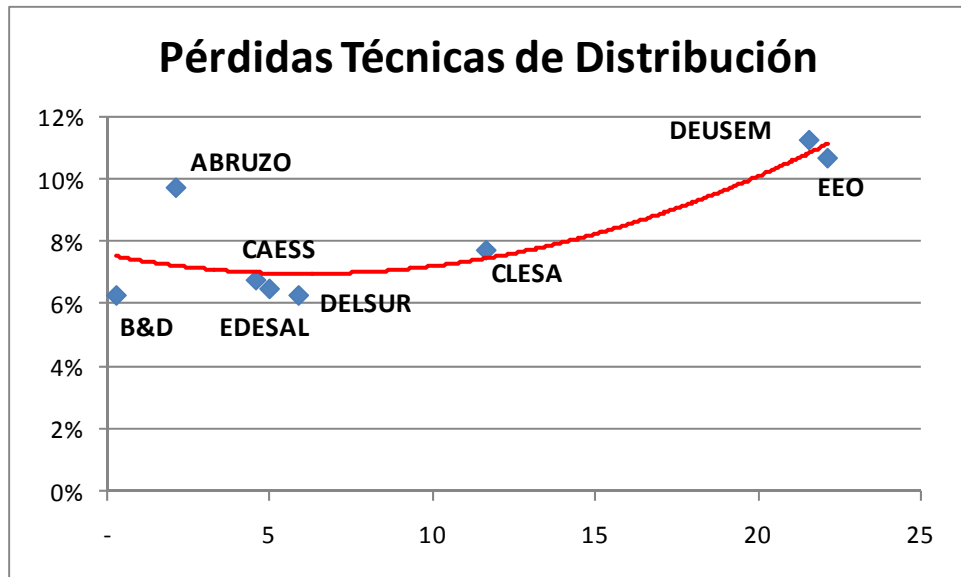


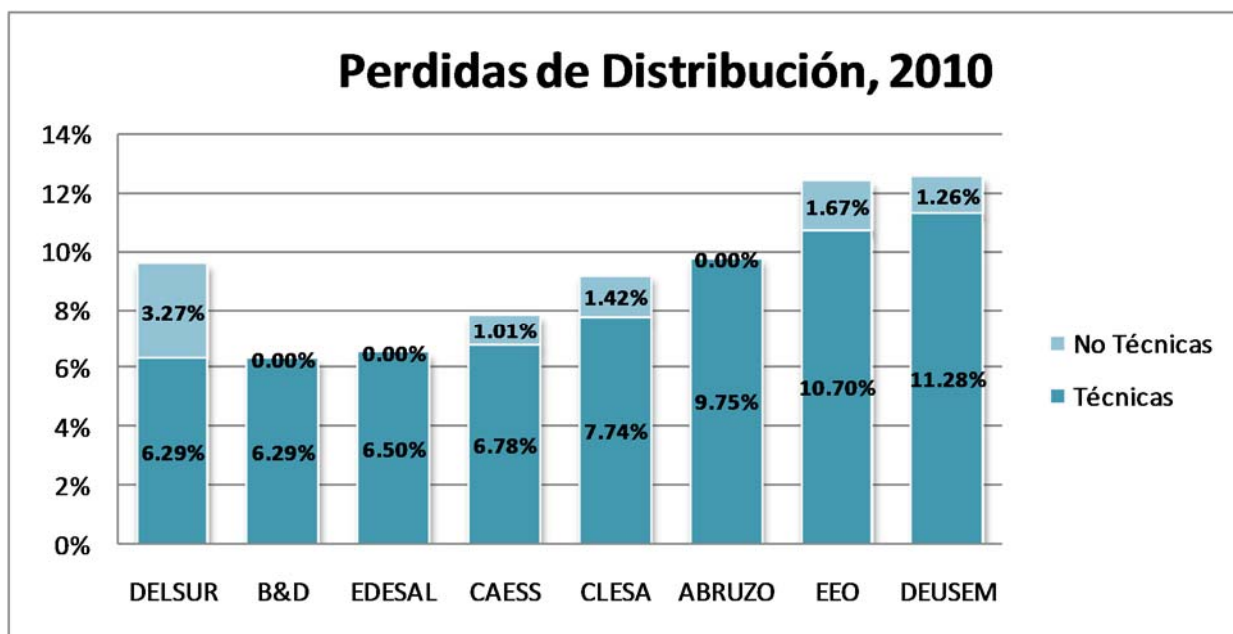
Figura 1.2

Empresa de Distribución de Energía	Longitud Total km	Energía MWh	Pérdidas Técnicas de Distribución %
AES- CAESS	9,157	2,005.8	6.78
DELSUR	6,612	1,124.9	6.29
AES- CLESA	9,311	799.7	7.74
AES - EEO	10,562	477.1	10.70
AES – DEUSEM	2,362	109.5	11.28
EDESAL	145	29.1	6.50
B&D	4	14.6	6.29
ABRUZO	4	1.9	9.75

Tabla 1.1

Los índices de las empresas AES-EEO (departamentos de San Miguel, Morazán, La Unión y norte de Usulután) y AES-DEUSEM (centro y sur del departamento de Usulután) presentan valores altos debido a que estas empresas cubren áreas rurales. Los índices de las empresas AES-CAESS y DELSUR presentan valores bajos debido que estas empresas cubren áreas urbanas del departamento de San Salvador. Las empresas B&D y ABRUZZO tienen redes de distribución pequeñas (alrededor de 4 km cada una) y sus índices presentan valores bajos. De acuerdo con la figura anterior, las pérdidas técnicas se incrementan cuándo el valor del índice aumenta, es decir, se esperan mayores pérdidas técnicas en las áreas rurales.

La grafica 1.1 se muestran las pérdidas técnicas y no técnicas de energía para cada empresa de distribución de El Salvador en el año 2010.



Grafica 1.1

Fuente: Boletín Estadístico SIGET 2010

1.4.0 METODOLOGIA DE CÁLCULO DE PÉRDIDAS TECNICAS

Las pérdidas eléctricas de cualquier componente de una red eléctrica (transmisión o distribución) están definidas de acuerdo a lo siguiente:

Definición:

$$P_{ped} = R * I^2$$

R: Resistencia [en Ohms]

I: Flujo de corriente en líneas y transformadores (en Amperes)

P_{perd}: Pérdidas de potencia en líneas y transformadores (en Watts)

Sin embargo, en los sistemas de distribución se utiliza una metodología para el cálculo de pérdidas técnicas de energía por segmentos de red, desde los circuitos de distribución y subtransmisión, transformadores de distribución y potencia, hasta redes de baja tensión, acometidas y medidores.

La metodología se basa en el cálculo de pérdidas técnicas de energía por segmentos de red, de acuerdo a la siguiente clasificación figura 1.4.1:

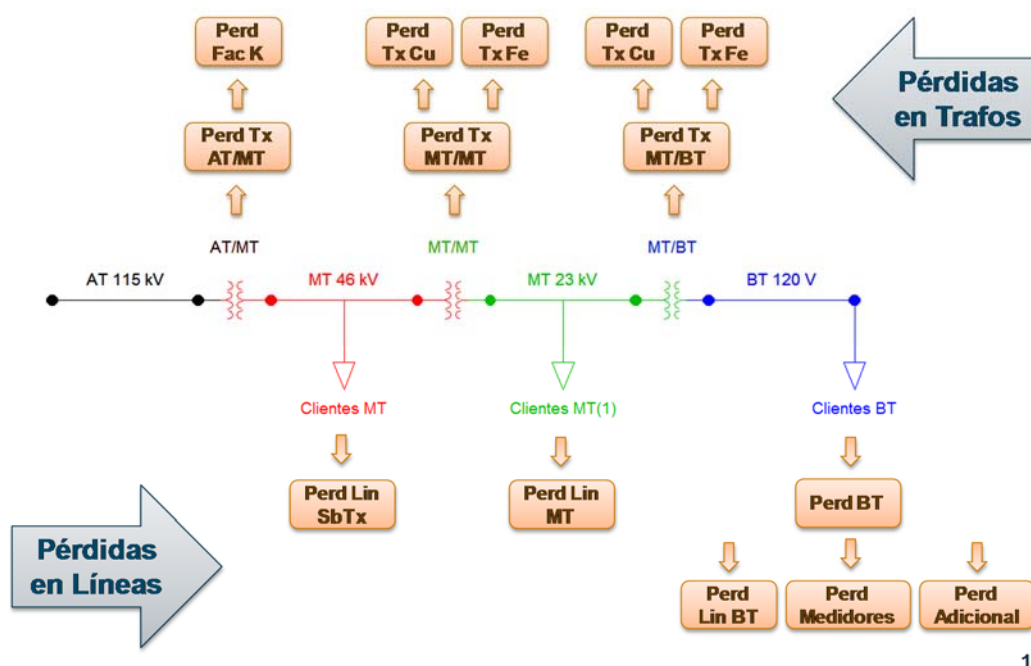


Figura 1.4.1 Diagrama de Pérdidas Técnicas

Se observan en el diagrama:

Pérdidas en estaciones transformadoras

- Pérdidas en estaciones transformadoras AT/MT
 - o Pérdidas debido al factor K
- Pérdidas en estaciones transformadoras MT/MT
 - o Pérdidas en el hierro
 - o Pérdidas en el cobre
- Pérdidas en estaciones transformadoras MT/BT
 - o Pérdidas en el hierro

- o Pérdidas en el cobre

Pérdidas en las líneas

- Pérdidas en la línea de subtransmisión
- Pérdidas en la línea de distribución
- Pérdidas en baja tensión
 - o Pérdidas en la línea de baja tensión
 - o Pérdidas en medidores
 - o Pérdida en acometidas

1.4.1 FORMULAS UTILIZADAS

$$Perdida = \sum Perdida \text{ en } KW_{ckto} * factor \text{ de } perdida_{ckto} * horas \text{ al } año$$

Perdida en KW ckto= Perdida que da como resultado de la simulación del modelo de red con la demanda coincidental respecto a la empresa de cada circuito

Factor de carga: factor adimensional, que se obtiene a través de la división de la carga promedio entre la carga máxima de un circuito Ecuación 1.4.1.1:

$$F_{carga} = \frac{KW_{prom}}{KW_{max}} \quad \text{Ecuación 1.4.1.1}$$

Factor de pérdida: factor de conversión adimensional característico de la carga, el cual se obtiene de un registro histórico de demanda a través de la siguiente Ecuación 1.4.1.2:

$$F_{per} = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{KW_i}{KW_{max}} \right)^2}{n} \quad \text{Ecuación 1.4.1.2}$$

Donde:

n : Número total de muestras tomadas en el período.

KW_{max} : Máxima demanda registrada en el período.

KW : Demanda promedio de cada muestra.

También, se ha demostrado la relación entre el factor de carga y el factor de pérdida a través de las siguientes ecuaciones:

$$F_p = 0.3 F_{carga} + 0.7 (F_{carga})^2 \quad \text{Ecuación 1.4.1.3}$$

$$F_p = 0.08 F_{carga} + 0.92 (F_{carga})^2 \quad \text{Ecuación 1.4.1.4}$$

$$F_p = F_{carga}^{1.912} \quad \text{Ecuación 1.4.1.5}$$

Factor de utilización: factor adimensional que se determina para cada interruptor y es la razón de los KVA coincidentales del interruptor entre los KVA de demanda máxima de dicho interruptor. Los KVA coincidentales del interruptor se refiere a los KVA que aporta dicho interruptor al gran total de los KVA de demanda máxima de la respectiva empresa de dicho interruptor.

FACTOR DE EMISION tCO₂

El factor de emisiones también se ve afectado por la composición de tendencia del tipo y eficiencia de las plantas térmicas que han sido incorporadas al sistema interconectado nacional.

En los años 2006 al 2007, la generación total de energía eléctrica aumento aproximadamente un 10% y prácticamente ese crecimiento fue con plantas térmicas, pues la energía generada con renovables fue la misma.

Tabla 1.4.1 se presentan las tendencias de factores de emisiones para los países de la región en lo que se puede decir que El Salvador se sitúa junto con Guatemala y Honduras en un grupo de segundos en la región con los valores más altos de factor de emisión.

PAÍS	RANGO DE FACTOR DE EMISIÓN (tCO₂/MWh)
Costa Rica	0.15 – 0.39
El Salvador	0.69 – 0.73
Guatemala	0.64 – 0.80
Honduras	0.65 – 0.76
Nicaragua	0.74 – 0.76
Panamá	0.56 – 0.66

Tabla 1.4.1 Rangos de factor de emisión calculados durante los últimos 4 años por país.
Extraída de documento ARECA 2009.

Tomando en cuenta que tanto el despacho como la adición de capacidades ha sido predominantemente térmica durante los últimos años, El Salvador cuenta con un alto factor de emisiones de carbono en su red eléctrica, por tanto el reto a ser alcanzado es sustituir generación térmica por renovable.

Para el cálculo de tCO₂, la columna de energía MWh es la energía resultante de la reducción de KW en pérdidas que cada proyecto genera, la fórmula y factores utilizados son expresados en la ecuación (6):

$$Energia [MWh] = \frac{0.43*365*24*(Diferencia\ de\ reduccion\ de\ perdidas)}{1000}$$

Ecuación 1.4.1.6

Donde 0.43 corresponde a factor de pérdida de la línea de distribución, es dato fue extraído de la bases de datos de AES El Salvador para cada circuito.

Para el cálculo de ahorro en pérdidas se utilizó un precio de 180 \$/MWh.

Los resultados obtenidos se detallan en el ANEXO C Resumen resultados de simulación, en la cual se utilizó 0.7 tCO₂/MWh.

1.5.0 HERRAMIENTA Y SOTFWARE DE SIMULACION UTILIZADOS

Para la simulación de la cartera de proyectos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y Fotovoltaico seleccionados para el análisis de esta tesis, se utilizara el software WINDMILL, a continuación se presentan información del programa, datos de entrada utilizados para realizar las simulación y resultados de interés para este análisis.

1.5.1 INFORMACION GENERAL DEL PROGRAMA

El programa utilizado para la simulación de proyectos es Windmil, es un software que permite diseñar un sistema de distribución eléctrica al servicio de la economía, fiabilidad, eficiencia, ya que puede manejar todos los aspectos de la planificación del sistema eléctrico de distribución.

Es un software de modelado de circuitos que representa con precisión un modelo de circuito en el cual se puede incluir: clientes particulares, líneas de distribución y dispositivos de punto final, generadores.

Las capacidades analíticas abarcan el flujo de energía y el modelado de caída de tensión, análisis de fiabilidad, la contingencia y los estudios de seccionamiento, cortocircuito y cálculos de la corriente de falla, coordinación de los dispositivos de protección y análisis de riesgo de arco eléctrico. Estas y muchas más herramientas de análisis se combinan con una representación geográfica completa e interfaces MultiSpeak ® a fuentes de datos CIS, SCADA y AMR / AMI.

1.5.2 CUALIDADES DE WINDMIL

Windmil – LandBase

LandBase llena un vacío entre los sistemas de información geográfica y análisis de ingeniería, LandBase es una gráfica de add-on para los usuarios Windmil que desean visualizar datos geográficos, tales como carreteras, autopistas y las características en sus modelos de circuitos eléctricos.

Permite la visualización directa y re-proyección de las capas del mapa sin necesidad de conversión de datos. Con LandBase, el usuario puede tener tanto la fuente de análisis de ingeniería y la velocidad de WINDMIL y la comodidad visual y de datos de un sistema de cartografía.

Características modelo de circuitos eléctricos pueden ser vistas en su justa relación con las características geográficas y los puntos de referencia, todo en una potente plataforma de software. LandBase compatible con muchos formatos de vectores estándar y capa de la imagen.

Permite una vista compuesta de capas de mapas con el modelo de circuito eléctrico que visualiza directamente la red sin conversión de datos.

Windmil - Análisis de confiabilidad

Análisis de fiabilidad permite al usuario evaluar un sistema existente o sistema de distribución eléctrico propuesto para determinar los índices de fiabilidad predicho.

Permite análisis de fiabilidad de distribución, ingreso de consumidores, tasas de indicadores de calidad en líneas SAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI, ALIFI and ALIDI y los índices de confiabilidad.

La relativa mejoría o deterioro de los índices de confiabilidad puede ayudar a determinar el efecto de los proyectos de mejorar del sistema, los mantenimientos y ubicaciones de dispositivos como: conductores, relés digitales y mecánicos, interruptores de falla, fusibles, reconectores.

Windmil-Estudio de Contingencia

Permite a los usuarios establecer un plan de interrupción de emergencias.

Analizar los sistemas de distribución eléctrica ante contingencias, para determinar configuraciones óptimas del sistema de conmutación de carga cuando los elementos del sistema están fuera de servicio. Situación es de interrupción múltiples pueden ser configurados para ejecutar se de forma secuencial.

Con los estudios de contingencias, los usuarios pueden establecer planes de conmutación de emergencia. El personal de operaciones utiliza un plan de conmutación de emergencia para restaurar la carga durante un apagón prolongado. En base a las opciones seleccionadas, el estudio de Contingencia analiza una situación de interrupción para determinarla configuración de la conexión al servicio de la máxima carga posible sin violar los límites de carga y voltaje.

Estudio de contingencia también puede reconocerlas mejoras del sistema que, de aplicarse antes de un corte de luz, pueden aumentarla recuperación de energía a través de métodos alternativos.

Ejecutar escenarios de interrupción individual o múltiple secuencialmente. Los informes incluyen maniobras individuales y las nuevas condiciones de carga del alimentador, brinda la posibilidad de modificar modelos circuito durante escenario de contingencia y ejecutar caídas de tensión para ver lo que es necesario para completar la alimentación alternativa.

1.5.3 DATOS DE ENTRADA PARA REALIZAR LA SIMULACION.

Como archivo base para realizar la simulación de los generadores analizados en este estudio se utilizó el archivo de la red de media tensión de las distribuidoras AES CLESA, AES CAESS, AES EEO y AES DEUSEM el cual tiene la siguientes extensión WindMilmodels *.wm.

1.5.4 DESCRIPCION DE HERRAMIENTAS DEL PROGRAMA INGRESO DE DATOS DE ENTRADA.

Para describir los procedimiento, herramientas del programa e ingreso de datos de entrada utilizados para los proyectos analizados, se detallara a continuación por medio de un ejemplo, este procedimiento se realiza tanto para la carpeta de proyecto de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y Solar fotovoltaicos.

Como primer paso se inicia el programa WindMil, se abre el archivo base Windmilmodel de la distribuidora en la que se pretende agregar el generador.

Antes de iniciar este proceso se realizó un estudio de factibilidad mostrado y descrito en el Capítulo 5.3.0.

1. Una vez cargado el archivo base WindMilmodel seleccionamos el análisis de cálculo “VoltageDrop”.
2. Hacer clic en Analysis manager para introducir los siguientes datos mostrados en la figura 1.5.4.1

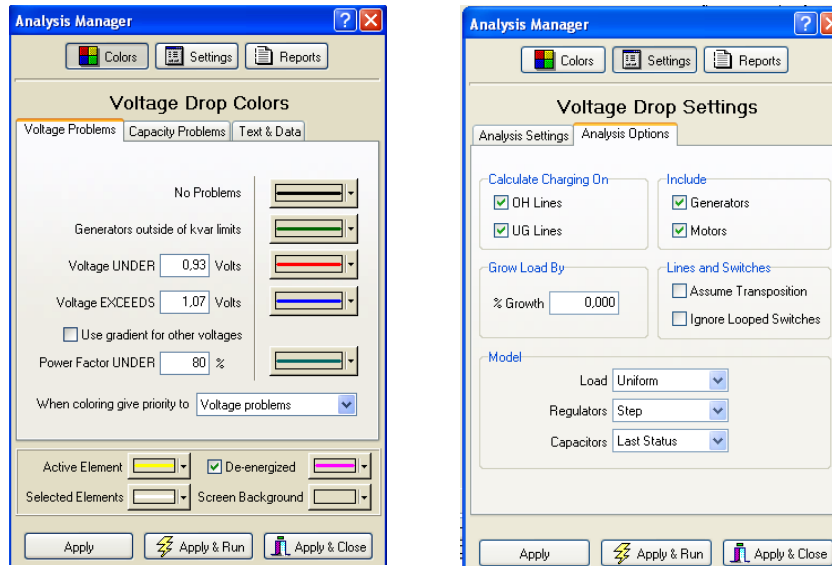


Figura 1.5.4.1, muestra ventana de datos de entrada de variaciones de voltaje y % de crecimiento utilizados.

Las variaciones de tensión admisibles para media tensión son 7%, el % growth indica que se analizara para demanda máxima el circuito seleccionado, para la demanda mínima se introduce en el % Growth -60%.

3. En la pestaña work Environment, seleccionamos la subestación y numero de circuito. Y el programa nos mostrara cálculo de la demanda actual en la barra Selected Elements.

Haciendo clic en display report, se calcula y muestra el reporte de perdidas Kw que tiene el circuito que se está analizando. En la Figura 1.5.4.2 se representa la columna KW losses para este ejemplo.

Substation Summary:						
Substation	KW	KVAR	KVA	KW Losses	KVAR Losses	% Capacity
SOYAPANGO	111932.14	42605.77	119766.67	2124.00	9756.00	78.21
SAN ANTONIO ...	117974.26	35034.20	123066.33	2024.00	5716.00	81.94
Total:	229906.41	77639.97	242833.00	4148.00	15472.00	

Figura 1.5.4.2 Resumen del reporte.

- Una vez extraídos los datos anteriores descritos, se procede a agregar el generador, línea de interconexión a construir, se ingresa la capacidad del generador, factor de potencia y distancia de la línea de interconexión, números de hilos, fases, calibres.

Esto se realiza haciendo clic en add-generator y add overhead.

- Luego de ingresar los datos del proyecto a simular y analizar, se hace clic en Recalculate analysis y luego en display report, para visualizar las pérdidas ya se en aumento o disminución que el generador produzca en la red de distribución.

Es necesario reducir la capacidad del generador por las siguientes causas:

- Si los resultados de la simulación aumentan las pérdidas en el circuito.
- Si se producen sobre voltajes, ya sea en demanda máxima y mínima.
- Si la demanda del circuito es inferior a la del generador.

Para el caso donde de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y Sistemas Fotovoltaico no es posible aumentar la capacidad del generador ya que obedece a disponibilidad del recurso primario.

Figura 1.5.4.3 muestra de manera visual la ventana de trabajo con los números de pasos descritos anteriormente para realizar la simulación.

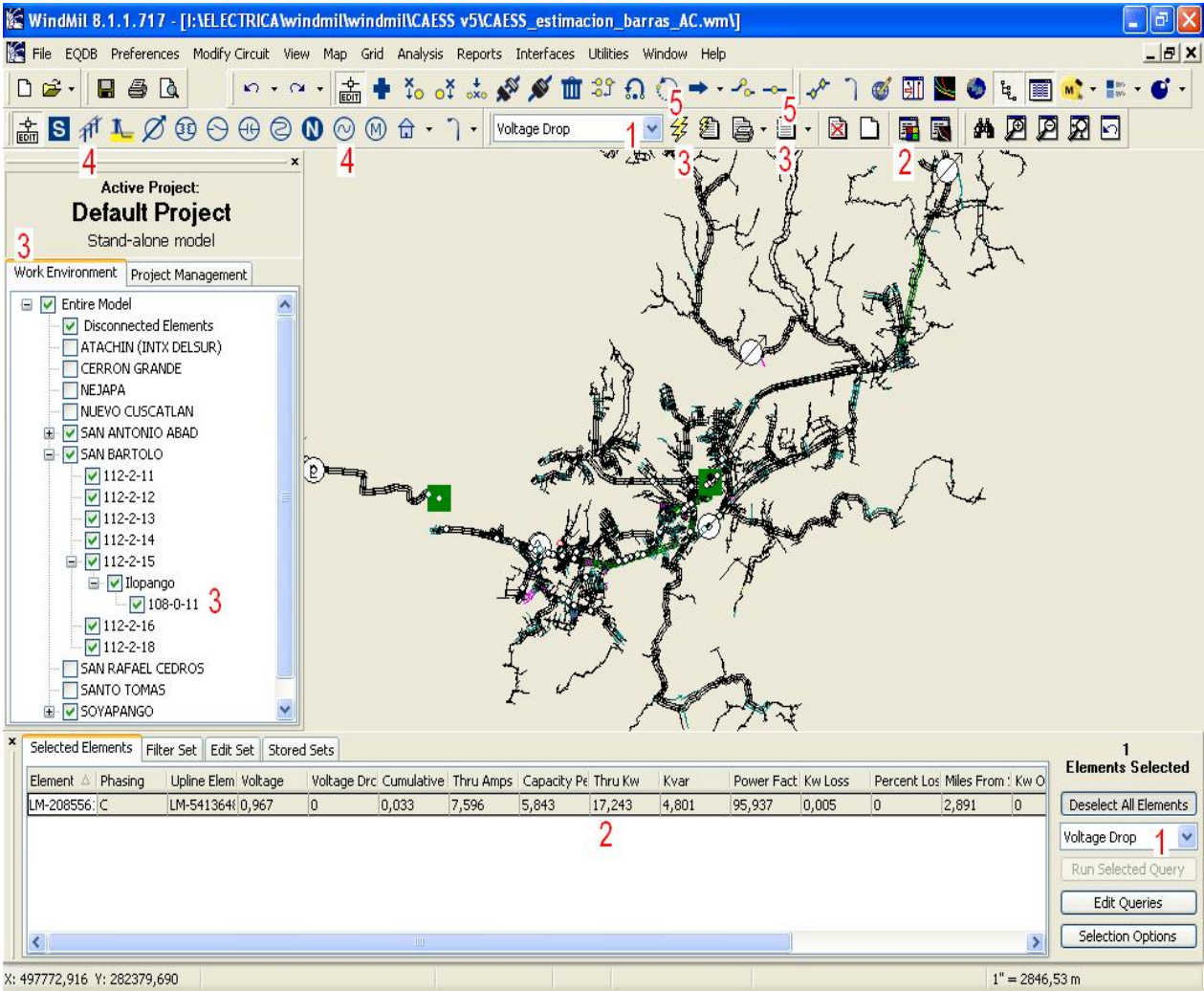


Figura 1.5.4.3

1.5.5 EXPRESIONES, FORMULAS Y MODELOS QUE UTILIZA EL SOTFWARE PARA LA REALIZACION DE CALULOS WINDMIL

Flujo de carga, caída de tensión, se muestra en la figura 1.5.5.1

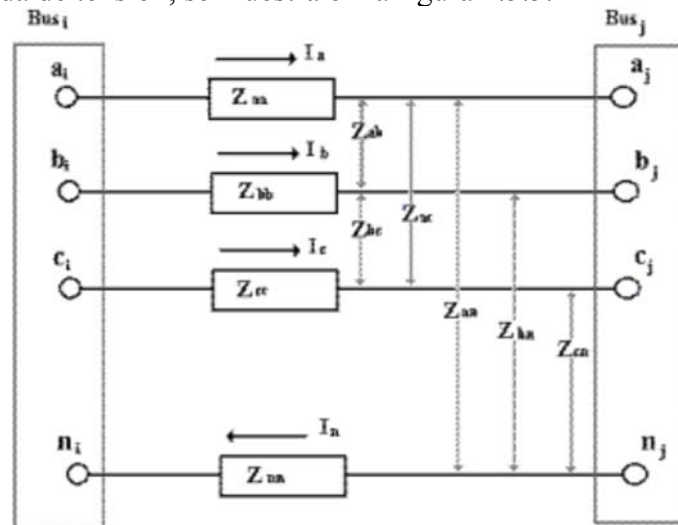


Figura 1.5.5.1

El modelo matemático de una sección de la línea aérea típica de cuatro cables aéreos se representa por la ecuación.

$$\begin{bmatrix} V_{a_{ij}} \\ V_{b_{ij}} \\ V_{c_{ij}} \\ V_{n_{ij}} \end{bmatrix} := \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{an} & Z_{bn} & Z_{cn} & Z_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.5.5.1

La ecuación Ecuación 1.5.5.2 expresa la corriente de retorno neutro es un vectorial de la línea o corrientes de fase. La corriente de retorno neutro es siempre cero si el elemento de circuito de la línea se conecta Delta o si se equilibran las corrientes de línea.

$$I_n := I_a + I_b + I_c$$

Ecuación 1.5.5.2

En el análisis de distribución de energía eléctrica, se definen tensiones y las caídas de tensión en función de la línea a tierra o línea de valores de la línea en un punto dado en el circuito figura 1.5.5.2. Estas son las cantidades que se pueden medir convenientemente con un medidor de voltios como VLLj y VLGj, como se muestra a continuación.

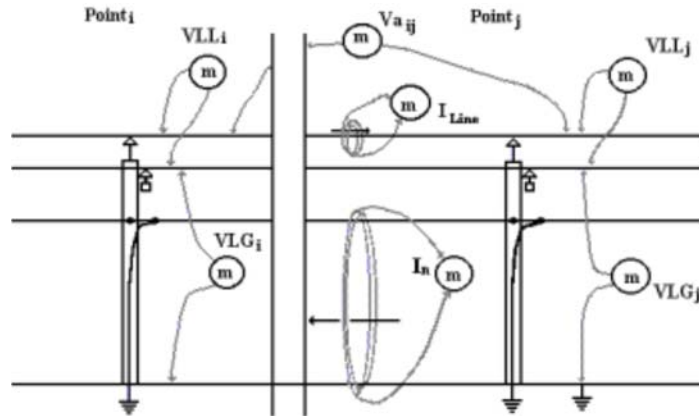


Figura 1.5.5.2

Tensiones entre la línea de tierra están relacionadas como se muestra ecuación 1.5.5.3:

$$\begin{bmatrix} VLGa_i \\ VLGb_i \\ VLGc_i \end{bmatrix} := \begin{bmatrix} Va_i + Vn_i \\ Vb_i + Vn_i \\ Vc_i + Vn_i \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.5.5.3

Las caídas de tensión de tierra están relacionadas como se muestra ecuación 1.5.5.4:

$$\begin{bmatrix} VLGa_{ij} \\ VLGb_{ij} \\ VLGc_{ij} \end{bmatrix} := \begin{bmatrix} Va_{ij} + Vn_{ij} \\ Vb_{ij} + Vn_{ij} \\ Vc_{ij} + Vn_{ij} \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.5.5.4

Debido a las relaciones definidas anteriormente se puede calcular las líneas de las caídas de tensión de tierra, de la siguiente forma ecuación 1.5.5.5:

$$\begin{bmatrix} V_{an \text{ ij}} \\ V_{bn \text{ ij}} \\ V_{cn \text{ ij}} \end{bmatrix} := Z_{ABC} \cdot \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix}$$

Ecuación 1.5.5.5

La matriz de impedancias Z_{abc} se defina por la siguiente ecuación 1.5.5.6:

$$Z_{ABC} := \begin{bmatrix} Z_{aa} - \frac{Z_{an} \cdot Z_{an}}{Z_{nn}} & Z_{ab} - \frac{Z_{an} \cdot Z_{bn}}{Z_{nn}} & Z_{ac} - \frac{Z_{an} \cdot Z_{cn}}{Z_{nn}} \\ Z_{ab} - \frac{Z_{an} \cdot Z_{bn}}{Z_{nn}} & Z_{bb} - \frac{Z_{bn} \cdot Z_{bn}}{Z_{nn}} & Z_{bc} - \frac{Z_{bn} \cdot Z_{cn}}{Z_{nn}} \\ Z_{ac} - \frac{Z_{an} \cdot Z_{cn}}{Z_{nn}} & Z_{bc} - \frac{Z_{bn} \cdot Z_{cn}}{Z_{nn}} & Z_{cc} - \frac{Z_{cn} \cdot Z_{cn}}{Z_{nn}} \end{bmatrix}$$

Ecuación 1.5.5.6

1.6.0 MEDIDAS PARA REDUCIR LAS PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Para reducir las pérdidas técnicas en las redes eléctricas, se pueden implementar las siguientes medidas, las cuales afectan las variables de la definición de pérdidas técnicas

- **Compensación reactiva:** La compensación reactiva se define como un modo de operación utilizado para inyectar o absorber potencia reactiva. La instalación de compensación reactiva comprende instalación de (bancos de capacitores, compensadores síncronos, generadores con AVR (Automatic Voltage Regulator) para controlar la tensión en barras y nodos próximos a sus valores nominales disminuyendo la corriente que fluye en los equipos y líneas produciendo menores pérdidas técnicas.

- **Generación Distribuida:** la instalación de generadores cerca de los centros de carga disminuye las pérdidas técnicas ya que los trayectos son menores. Este concepto se hace necesario para el fomento de proyectos de generación a pequeña escala conectados a las redes de distribución.
- **Optimización de redes eléctricas:** consiste en realizar modificaciones de red como recalibrar conductores, realizar balanceo de cargas, adición circuitos para distribuir de forma balanceada la carga, entre otras. Al realizar estas mejoras, la impedancia de las redes eléctricas se reduce, el perfil de tensión se mejora y en consecuencia se disminuyen las pérdidas técnicas.

1.7.0 CICLO DE PROCESOS DE PROYECTOS DE ENERGIA RENOVABLE

1.7.1 DESCRIPCION DE CICLO DE UN PROYECTO

El ciclo de un proyecto para la producción de electricidad a partir de la transformación de un recurso renovable se puede representar de diferentes formas. La más tradicional es en términos de la inversión y la operación de la central de producción, describiendo al ciclo generalmente en 4 etapas que a continuación y en forma secuencial se describen figura 1.7.1.1:



Figura 1.7.1.1

Es importante advertir que estas etapas no se deben entender como una secuencia de pasos completamente separados, ni como estadios de un proyecto que se pueden delimitar

en forma perfecta unos de otros. El desarrollo de un proyecto es un proceso dinámico, que requiere de una gran flexibilidad y capacidad de adaptación de parte del desarrollador.

1. ETAPA DE PRE-INVERSIÓN:

Un primer nivel de ejecución se define en términos de los estudios o análisis que se deben realizar. La cantidad y tipo de estudios y la profundidad del análisis dependerán de muchos factores, pero que en términos generales se pueden agrupar, figura 1.7.1.2:



Figura 1.7.1.2

El recurso de definir etapas para organizar el desarrollo de un proyecto es una herramienta que le permite al desarrollador construir bases sólidas a lo largo del proceso de desarrollo de su proyecto e invertir de forma estratégica sus recursos, por ejemplo, para evitar desperdiciar recursos en líneas de desarrollo de su proyecto que luego demuestren no ser viables. Sin embargo, las distinciones entre una etapa y otra a menudo son borrosas y el desarrollador debe ser cuidadoso para evitar que esta herramienta lo restrinja en su capacidad de adaptarse a las condiciones específicas de su proyecto.

2. PERFIL DEL PROYECTO

El perfil de Proyecto constituye un esfuerzo muy preliminar por parte del desarrollador de recopilar y comenzar a analizar la información de fácil acceso con relación a la idea de proyecto que procura desarrollar. Lo principal del perfil es responder a las preguntas

generales que le permitan al desarrollador describir con la mayor claridad posible cuál es su idea de proyecto y hacer un primer juicio respecto a si es económica y técnicamente conveniente seguir adelante con dicha idea de proyecto.

Procesos característicos de la etapa:

La información contenida en el perfil debe abordar al menos los siguientes elementos:

- ✓ La idea básica del proyecto: ¿quiénes son los promotores?, ¿cuál es su motivación para llevarlo a cabo?, ¿dónde está localizado el proyecto?, ¿qué comunidades y recursos se localizan cerca del sitio del proyecto?
- ✓ Algunas estimaciones o mediciones preliminares del recurso: como caudales del río, caída (en metros) estimada para el potencial hidroeléctrico, regímenes de vientos, etc.
- ✓ Conceptos básicos del diseño: capacidad estimada a instalar, configuración del proyecto, tipo de equipo de generación a utilizarse, tipos de obras civiles a ser construidas (tuberías, canales, embalses, túneles, etc.)
- ✓ Estimaciones financieras preliminares: inversión total, fuentes de financiamiento, estimación preliminar de ingresos y gastos, etc.

Llevar a cabo esta etapa no debe implicar mayor inversión en tiempo ni en recursos financieros para el desarrollador. Las fuentes de información serán por lo general datos ya disponibles en bases de datos, informes, publicaciones, o estimados a partir de los costos promedio del mercado.

El desarrollador debe además tener presente los temas de confidencialidad, pues para esta etapa es poco probable que cuente con suficientes elementos de derecho que prevengan que otros se apropien de la idea al conocerla. Por lo tanto, en esta etapa se debe ser muy cuidadoso respecto a qué información de su proyecto divulga y en qué condiciones lo hace.

Resultado esperado de la etapa

El análisis del perfil permite adoptar alguna de las siguientes decisiones:

- a. Profundizar el estudio en los aspectos del proyecto que lo requieran antes de tomar la decisión de pasar a la siguiente etapa.
- b. Proceder a algunas de las siguientes etapas de análisis del proyecto (prefactibilidad, factibilidad, etc.)
- c. Abandonar definitivamente la idea si el perfil es desfavorable a ella.
- d. Postergar la ejecución del proyecto.

3. PRE-FACTIBILIDAD

En esta etapa se requiere analizar en mayor detalle los aspectos identificados en la fase de perfil, y esbozar las diversas alternativas para el desarrollo de proyecto, dando énfasis a los aspectos que permitan valorar la viabilidad y rentabilidad de estas alternativas

Procesos característicos de la etapa:

- a. El mercado existente para la venta de la energía.
- b. La disponibilidad del recurso base (agua, viento, biomasa, etc.) para la generación de energía.
- c. Las características del sitio, incluyendo asentamientos humanos y ecosistemas cercanos
- d. La tecnología a ser utilizada, incluyendo sus características, dimensiones del proyecto confiabilidad, riesgos y permisos requeridos por la tecnología a ser utilizada
- e. El calendario y los montos de inversión.
- f. Los costos de operación del proyecto.
- g. Los ingresos potenciales.
- h. Las condiciones de orden institucional y legal.
- i. Los tiempos y requisitos para obtener los diversos permisos.
- j. Los riesgos financieros, políticos, sociales, ambientales.

Resultado esperado de la etapa

La etapa de pre-factibilidad debe permitirle al desarrollador centrarse en un número menor de opciones que ofrezcan las condiciones más viables para desarrollar su proyecto. Dichas opciones serán analizadas en la etapa de Factibilidad. La etapa de pre-factibilidad también puede llevar al desarrollador a la conclusión de que su proyecto no es viable, y por lo tanto lo más conveniente sería abandonarlo

4. FACTIBILIDAD

El estudio de factibilidad busca establecer con grado considerable de confiabilidad la viabilidad del proyecto, tanto en términos de mercado, de sus aspectos técnicos, de su rentabilidad económico-financiera y, de manera preliminar, su conveniencia socio-ambiental. En este estudio se consideran generalmente aquellas alternativas que fueron identificadas como más favorables en el estudio de pre-factibilidad.

Procesos característicos de la etapa:

- ✓ La metodología de análisis conlleva en esta etapa mucha más profundidad, es decir que en lugar de los análisis más generales a partir de fuentes secundarias que se realizaron en el estudio de pre factibilidad, en esta etapa se contratan profesionales en diversas disciplinas quienes realizan estudios técnicos en el sitio y para las características específicas del proyecto.
- ✓ Es importante tener en cuenta que en El Salvador, la realización de estudios del recurso hídrico o geotérmico requiere de un permiso previo otorgado por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones SIGET.
- ✓ La presentación del estudio de factibilidad es un requisito, para la solicitud de la concesión de explotación del recurso hídrico o geotérmico ante la SIGET.
- ✓ También en términos de la gestión de financiamiento, el estudio de factibilidad es un elemento de extrema importancia para los analistas financieros que evaluarán

el proyecto. Por este motivo, muchos bancos e inversionistas exigen que este estudio haya sido realizado por profesionales imparciales, y no por profesionales pertenecientes a la empresa desarrolladora o que tengan vínculos estrechos con ésta.

- ✓ Existe un segundo documento que tiene también una gran importancia en relación con las decisiones de inversión, tanto para los promotores de proyecto como por los bancos: El plan de negocios. Si bien algunos de los contenidos del estudio de factibilidad y del plan de negocios son similares, no se debe confundir ambos documentos. El estudio de factibilidad presta mayor atención a la decisión entre alternativas de desarrollo de proyecto, y se utiliza predominantemente en la etapa de pre inversión. El plan de negocios se utiliza durante la pre inversión para definir como se estructurará la ejecución del proyecto y demostrar que existe la suficiente competencia para desarrollarlo.

Resultado esperado de la etapa

Este estudio es uno de los dos documentos clave que le permiten analizar a los potenciales financistas e inversionistas cuan rentable puede ser el proyecto y que tanta confiabilidad tienen los planteamientos del desarrollador.

5. ESTUDIO AMBIENTAL

El análisis ambiental y social de los impactos del proyecto constituye un proceso de gran importancia para controlar y reducir cualquier daño ambiental que pueda ocasionar el proyecto. Este imperativo además está sustentado por la Ley del Medio Ambiente de El Salvador, en la cual se establece el requerimiento de que los proyectos de generación de electricidad obtengan el Permiso Ambiental, previa aprobación del Estudio de Impacto Ambiental. Si bien algunos de estos temas ya han sido abordados en algún grado en las etapas previas, gran parte de los temas son estudiados en mucho mayor detalle en este paso intermedio entre el estudio de factibilidad y el diseño final del proyecto.

Procesos característicos de la etapa:

- ✓ El manejo de las consideraciones ambientales y sociales es más complejo que el de otros aspectos técnicos, dado que las normas existentes relacionadas con estos aspectos son más extensas que las relativas a otras variables técnicas del proyecto. Además, dependiendo de las dimensiones del proyecto, el proceso requerirá una mayor gestión que la realización, revisión y aprobación de estudios técnicos.

Autorizaciones que responden a la Normativa Ambiental

En los artículos 19, 20 y 21 de la Ley del Medio Ambiente de El Salvador, quedó establecido que “las centrales de generación eléctrica a partir de energía nuclear, térmica, geotérmica, hidroeléctrica, eólica y maremotriz” deberán de presentar el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) al Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), con el fin de obtener el Permiso Ambiental, previa aprobación del EsIA. Por lo tanto, a continuación se presenta lo establecido por el MARN respecto a la gestión del Permiso Ambiental

Obtención del permiso ambiental

Definición: El Permiso Ambiental ha sido definido legalmente como el acto administrativo por medio del cual el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales de acuerdo a la Ley del Medio Ambiente y su reglamento, a solicitud del titular de una actividad, obra o proyecto, autoriza a que éstas se realizan, sujetas al cumplimiento que este acto establezca. (artículo 5, ley del Medio ambiente)

Instancia ante la que se gestiona el permiso

El permiso se tramita ante el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN) a través de la Dirección de Gestión Ambiental (DGA).

Categorización del proyecto

El sistema de categorización en El Salvador consta de dos niveles, el segundo de los cuales se compone de dos categorías. A continuación se presenta la descripción de cada nivel figura 1.7.1.3:

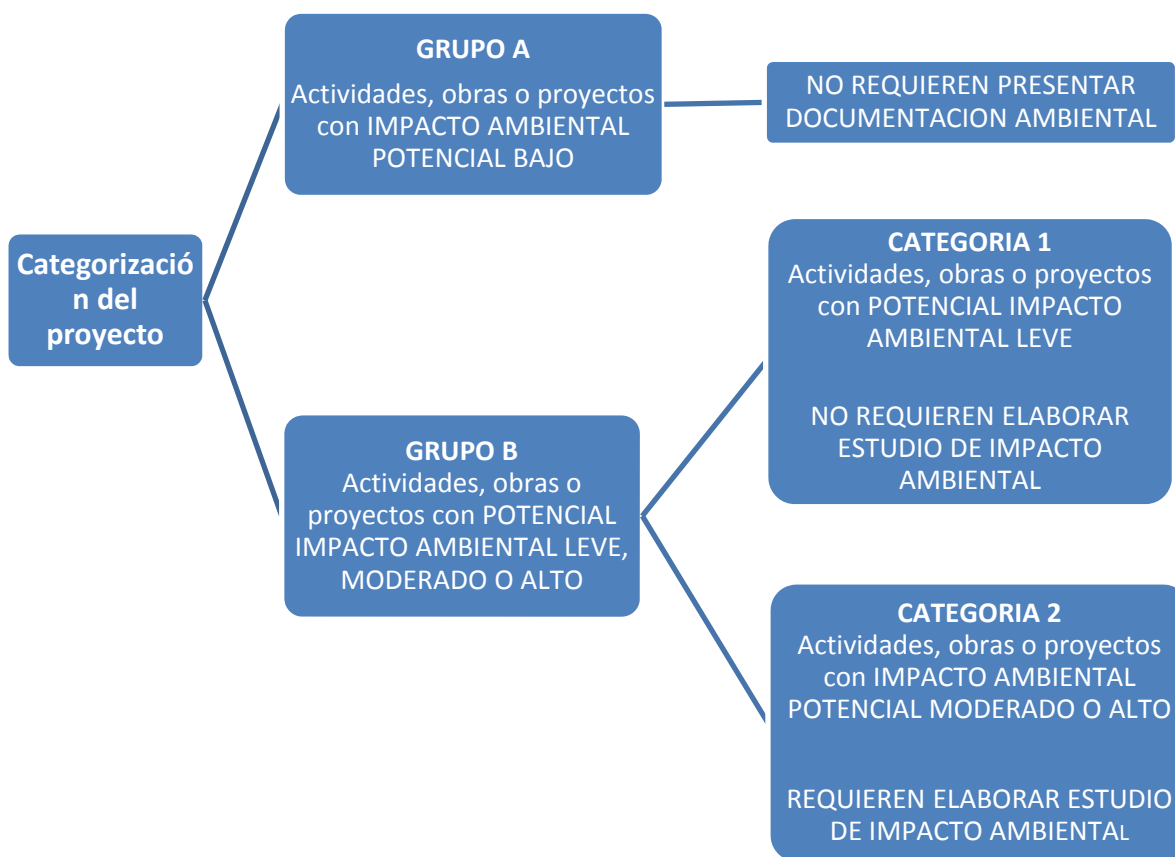


Figura 1.7.1.3

Documentación Legal a presentar para el permiso ambiental

El Gerente de Proyecto de Energías Renovables deberá de presentar documentación legal, de acuerdo a la Razón Social (Persona Natural, Persona Jurídica, Alcaldía, Institución Autónoma o Institución Gubernamental), junto a las fichas o formularios de la categorización de la capacidad de generación del Proyecto.

6. INTERCONEXIÓN CON LA RED ELÉCTRICA

La interconexión física puede ser realizada en alto voltaje a la red existente de la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) o en bajo voltaje a la red de una distribuidora. La diferencia se establece en el nivel de tensión, el cual debe de ser superior (alto voltaje) o inferior (bajo voltaje) a 115 kilovoltios (kV). Esta elección dependerá de la escala y de la ubicación del proyecto pues al realizar un esquema preliminar se debe advertir un punto de entrega de la energía. Aunque un proyecto con una capacidad superior a 5 MW ya puede participar en el mercado mayorista se puede evaluar las ventajas y desventajas de mantenerse fuera de este, evitando realizar trámites con ETESAL y con la UT.

Procedimiento para la Interconexión a las instalaciones del distribuidor

Este trámite es realizado con las empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica, entre las cuales se pueden mencionar: GRUPO AES EL SALVADOR (CLES, CAESS, DEUSEM, EEO), DEL SUR, B&D, ABRUZZO, EDESAL.

La normativa de donde se desprende este procedimiento, tiene por objeto determinar los requisitos y responsabilidad aplicables a las interconexiones eléctricas entre operadores con el fin de garantizar el principio de libre acceso a las instalaciones de distribución, así como la calidad y seguridad del sistema figura 1.7.1.4

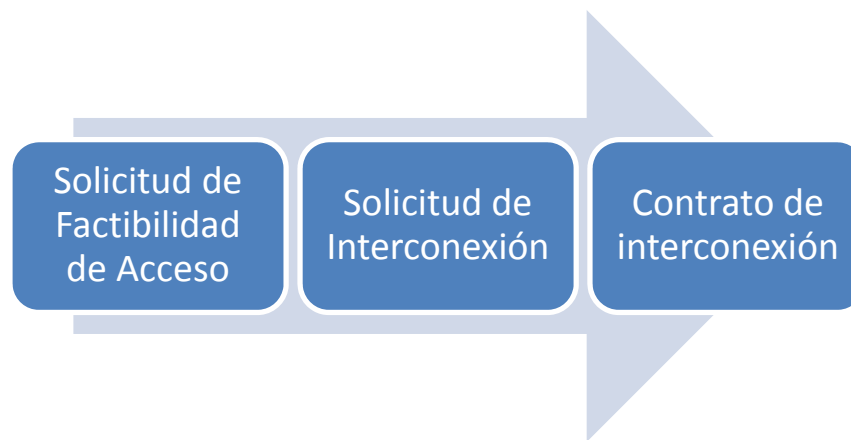


Figura 1.7.1.4

Solicitud de Factibilidad de acceso a las instalaciones del distribuidor:

Como punto de partida en lo referente a la Interconexión con el Sistema Eléctrico, el Estudio de pre-factibilidad, debería incluir información mínima acerca de la ubicación del proyecto, a fin de poder conocer: las coordenadas geográficas del sitio del proyecto, la empresa distribuidora con quien se pretende conectar, nivel de voltaje, distancia hacia el punto más cercano, propuesta del diagrama unifilar, etc.

Se deberán agregar al estudio de factibilidad económica, los elementos técnicos que surjan del análisis de los escenarios e hipótesis, definiendo inversiones a realizar a causa de la interconexión del generador.

Luego de presentar al distribuidor la solicitud de factibilidad de acceso a la red de la distribuidora respectiva que exprese lo establecido en la normativa, se puede continuar con la solicitud de interconexión.

Legislación aplicada:

- ✓ Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión

Desde el artículo 36 hasta el 42, la Norma describe el procedimiento inicial (factibilidad de interconexión) que debe seguir el interesado para interconectarse con las instalaciones del Distribuidor.

La información necesaria que debe tener la Solicitud de Factibilidad se presentan a continuación: (art. 36)

- Nombre o razón social y domicilio del solicitante.
- Descripción general de las instalaciones para las cuales solicitará el acceso al sistema de distribución
- El punto de las instalaciones de distribución para el cual solicita la interconexión.
- Declaración de la potencia que retirará o inyectará.
- Fecha estimada de puesta en operación de la interconexión.
- Toda otra información relevante para evaluar la solicitud
-

Solicitud de Interconexión a las instalaciones del distribuidor:

Como prerrequisito se debe haber realizado el procedimiento para la solicitud de factibilidad de acceso a las instalaciones del distribuidor. En este punto se deben presentar los estudios correspondientes para la interconexión de generadores, a fin de evaluar el impacto en la red, requerimientos de equipos de protección, filtros de armónicas y definir los ajustes de los equipos de regulación de tensión y de protección existentes o a instalar.

Legislación aplicada:

- ✓ Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión

La Solicitud de Interconexión deberá estar acompañada de los Estudios y de información adicional relevante para evaluar la solicitud (art.42).

Desde el artículo 43 hasta el 48 de la citada Norma, se describe el procedimiento a seguir cuando las solicitudes presentan deficiencias, así también se menciona que el Distribuidor podrá solicitar información adicional. Aunado a ello, se establecen los plazos para solventar las deficiencias, para proporcionar la información adicional y para notificar la aceptación o no de dicha solicitud.

Desde el artículo 49 al 52, se establece el plazo para entregar el programa de ejecución de las obras de interconexión al Distribuidor, la vigencia de la notificación de aceptación del proyecto, así como también el plazo para suscribir el contrato de interconexión entre las partes.

Solicitud de Interconexión:

- Copia de la resolución de la solicitud de factibilidad de la interconexión, emitida por el distribuidor.
- Nombre o razón social, el domicilio legal y la actividad principal del solicitante.
- Formulario de solicitud de la interconexión, debidamente completado y firmado por un ingeniero electricista.
- Copia de los documentos que demuestren la existencia legal de la persona que solicita la interconexión.
- En el caso de operadores, deberá anexar copia de la boleta de inscripción como tal en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones adscrito a la SIGET.
- En el caso de personas jurídicas, copia del Documento Único de Identidad (DUI) del Representante Legal o Apoderado; o en su caso, de cualquier documento que posibilite la identificación inequívoca como pasaporte o carné de residente permanente.
- Declaración de la potencia que retirará o inyectará en KVA o KW.
- Proyección de máxima demanda en el punto de interconexión para los próximos 5 años.
- Estudios conforme a lo establecido en los capítulos II, III y IV del título III, según el tipo de interconexión a realizar (retiro o inyección de potencia).
- Diseño de la instalación en el punto de interconexión con el sistema de distribución y los criterios utilizados en el mismo; así como la descripción, características técnicas y parámetros de los equipos que conforman dicha instalación (reconectador, interruptor, seccionadores, pararrayos, cortacircuitos, transformadores de potencial y corriente, equipos de comunicación, equipos de medición, etc.). Se deberá entregar copia del plano en formato digital. La aplicación informática con la cual se elaboren los planos, deberá ser compatible con la utilizada por el distribuidor. La simbología

a utilizar para la elaboración de los planos, será la establecida en el estándar IEEE-315-1975 o el que lo reemplace.

- En caso se solicite que la interconexión sea construida por el distribuidor, presentar solicitud de elaboración de presupuesto. La vigencia del presupuesto entregado por el distribuidor será de seis (6) meses a partir de la fecha de entrega al solicitante de la interconexión.
- Parámetros del dispositivo de protección y medición que se propone instalar en la interconexión.
- Fecha estimada para la puesta en operación de la interconexión.
- Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

El solicitante deberá identificar, de común acuerdo con el distribuidor los escenarios de referencia para los estudios.

Los estudios estarán orientados a verificar que la interconexión con el generador, no producirá efectos adversos en el sistema de distribución y en caso de producirlos, se deberán evaluar las medidas de mitigación a ejecutar.

A continuación se enumeran los posibles estudios a realizar para interconectarse a las instalaciones del distribuidor:

- a) Estudio de Flujo de Carga.
- b) Estudio de Cortocircuito.
- c) Estudio de Coordinación de Protecciones.
- d) Estudio de Transitorio Electromagnético.
- e) Estudio de Estabilidad Transitoria.

El distribuidor y el solicitante de la interconexión, analizarán y acordarán, los estudios a efectuar en función del impacto que podría generar la nueva instalación en la red de distribución.

7. CONCESIÓN E INCENTIVOS FISCALES

La generación de energía eléctrica a partir de recursos hidráulicos y geotérmicos, requerirán de concesión otorgada por la SIGET, sin embargo, la concesión para plantas generadoras con capacidad nominal total, igual o menor de cinco megavatios (5 MW) se tramitará mediante un procedimiento abreviado, según la metodología que por acuerdo emita la SIGET. Al respecto la SIGET, sólo brinda una recomendación del otorgamiento de la concesión, luego la solicitud es trasladada a la Asamblea Legislativa para su aprobación o denegación.

Para acceder a los incentivos fiscales se debe considerar que el proyecto sea menor a 10 MW para estar exonerado del pago del Impuesto sobre la Renta por un período de 10 años. En el caso de los proyectos entre 10 y 20 MW esta exoneración será por un período de cinco años. En ambos casos, a partir de la entrada en operación comercial, correspondiente al ejercicio fiscal en que obtenga ingresos.

1.7.2 PROCEDIMIENTO DE SOLICITUD DE CONCESIÓN, PROCESO ABREVIADO PARA PROYECTOS DE HASTA 5MW

Legislación aplicada:

LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD.

En el artículo 5 se establece que la generación de energía eléctrica a partir de recursos hídricos y geotérmicos, requerirán de concesión otorgada por la SIGET. Y que para plantas generadoras con capacidad nominal total, igual o menor de 5 MW se tramitará mediante un procedimiento abreviado.

ACUERDO 283-E-2003

Procedimiento abreviado para el Otorgamiento de Concesiones de Recursos Geotérmicos e hidráulicos con fines de generación eléctrica para plantas generadoras con capacidad nominal total, igual o menor de cinco megavatios. Se requiere por cada central de generación una concesión, de acuerdo al artículo 3. De los artículos 7 al 14 se establece como solicitar la concesión y el procedimiento para el otorgamiento de la misma. En el artículo 10 se presenta

el tiempo de gestión del proceso, así como los tiempos para resolver las prevenciones, si las hubiera.

La documentación que se va a presentar, va de acuerdo al recurso y hay que agregar los documentos solicitados en los respectivos formularios; además la solicitud deberá ser dirigida al Superintendente General de Electricidad y Telecomunicaciones de la SIGET, que se encuentre en esos momentos en funciones.

Procedimiento de Certificación de Proyectos con Ley de Incentivos Fiscales

La certificación de proyectos se realiza en las instalaciones de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) de El Salvador.

Los prerequisites para iniciar se describen como parte del Ciclo del proyecto, en términos de haber elaborado el Estudio de Factibilidad y haber concluido el Procedimiento del Permiso Ambiental ya sea Solar, Biomasa, Eólico, Geotérmico o hidráulico, en estos dos últimos se debe agregar el proceso de solicitud de concesión figura 1.7.1.5



Figura 1.7.1.5

Legislación aplicada:

Normativa Técnica para Caracterizar los Proyectos que aprovechan las Fuentes Renovables en la Generación de Energía Eléctrica

Todos los requisitos que debe incluir la solicitud están detallados en el artículo 8, y en el 9 se establece forma de presentación y algunos detalles a considerar en la información solicitada.

Solicitud de Certificación: Recurso hidráulico, Recurso Geotérmico, Recurso Eólico, Recurso Solar, Recurso por Biomasa.

La información que debe incluir un estudio de factibilidad esta listada en el artículo 10. Para los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos en el artículo 11 se establece “la concesión del recurso”, dentro de los documentos a anexar. Los proyectos geotérmicos pueden tener un trato especial en la documentación que presenten, esto se explica en el artículo 15.

1. DISEÑO FINAL

La etapa de diseño final o diseño de detalle constituye la etapa en la que se definen en forma detallada todos los aspectos técnicos del proyecto, generando como producto final las especificaciones finales del mismo. Esta etapa se nutre de todas las etapas anteriores: los resultados del estudio de factibilidad ya han permitido identificar la alternativa más favorable para el desarrollo del proyecto; además, los estudios ambientales han indicado qué medidas deben ser implementadas para mitigar o compensar los impactos negativos al ambiente.

Procesos característicos de la etapa:

En la etapa de diseño final, los profesionales de las diversas especialidades (ingeniería civil, electricidad, electromecánica, arquitectura, geología, etc.) precisan en detalle las especificaciones finales del proyecto.

Por lo general, la expectativa de las instituciones financieras es que el desarrollador cuente a partir de esta etapa con la asesoría especializada de un profesional o firma consultora con amplia experiencia y capacidad técnica para realizar las labores de ingeniería, proveeduría y construcción del proyecto (también llamado EPC por las siglas del término “Engineering, Procurement and Construction” en el idioma inglés)

Resultados esperados de esta etapa:

En esta etapa se producen los planos finales constructivos, el trazado de los canales de conducción, las configuraciones finales de equipo electromecánico, las especificaciones de materiales y en general todas los elementos finales que definen al proyecto a nivel técnico.

También se producen todos los manuales de procedimientos, incluyendo los procedimientos de seguridad ambiental y ocupacional, así como los lineamientos correspondientes a las medidas de mitigación ambientales y sociales

2. CIERRE FINANCIERO

En esta etapa, el promotor finaliza las negociaciones con los inversionistas que aportarán el capital adicional y con los entes financieros que aportarán el financiamiento para llevar a cabo la construcción y puesta en marcha del proyecto.

Procesos característicos de la etapa:

- ✓ La gestión financiera de un proyecto constituye una labor constante para el promotor a lo largo de todo el proceso de desarrollo de su proyecto. Sin embargo, la fase de cierre financiero constituye un punto crucial de ese proceso y marca el fin de la fase de pre-inversión.
- ✓ A lo largo de todas las etapas anteriores, y en particular en esta etapa, el desarrollador deberá ir atendiendo las consultas que le hagan las entidades financieras y los inversionistas potenciales sobre el proyecto. Esto implica ir recopilando toda la información, documentación y materiales de referencia que le permitirán al desarrollador demostrar a quienes están considerando aportar los recursos financieros el grado de éxito potencial y confiabilidad del proyecto.
- ✓ Una parte fundamental de este proceso es la valoración y mitigación que el desarrollador pueda hacer respecto a los diversos riesgos a los que se enfrenta el proyecto, y que podrían afectar los intereses de los inversionistas y financistas. En

el capítulo 5 se discuten dos temas centrales vinculados con este particular: la estructuración financiera y la gestión de riesgos.

- ✓ El Plan de Negocios es el principal recurso a través del cual el desarrollador presenta la confiabilidad de su proyecto y de su capacidad para desarrollarlo.

Resultados esperados de esta etapa:

La etapa de cierre financiero finaliza con la formalización de los términos de la inversión de capital y del financiamiento de deuda mediante acuerdos legalizados, dependiendo de las opciones de estructuración financiera que hayan sido establecidos para el proyecto. Los acuerdos que se formalizan en el cierre financiero a menudo incluyen también los relativos a las garantías que aportan los socios del proyecto y al establecimiento de mecanismos que capten todos los ingresos que recibirá el proyecto y aseguren que estos fondos no sean accesibles al desarrollador hasta que esté asegurada la cobertura de gastos operativos y el pago de las obligaciones ante las instituciones financieras (servicio de deuda o dividendos preferentes)

3. ETAPA DE INVERSION (CONSTRUCCION)

La etapa de construcción es el núcleo de la fase de ejecución del proyecto. Es en esta fase que el desarrollador lleva su proyecto a la realidad al construir toda la infraestructura e instalar todos los equipos

Procesos característicos de la etapa:

- ✓ Para realizar esta fase, el desarrollador debe contar con la totalidad de los permisos establecidos por la legislación vigente. Lo anterior incluye los permisos establecidos en la normativa municipal, para lo cual cada Municipalidad establece en sus ordenanzas las disposiciones correspondientes.
- ✓ Es particularmente en esta fase en la que generalmente deben realizarse la mayoría de las medidas de mitigación social y ambiental establecidas en el permiso ambiental.

- ✓ Para los proyectos de energía renovable, la etapa de construcción es por lo general la más intensiva respecto a costos, a la cantidad de recurso humano que debe ser contratado y supervisado, y a las diversas contingencias que pueden surgir.
- ✓ Para esta etapa, es esencial que el desarrollador disponga de un profesional o firma especializado y con experiencia en el desarrollo de proyectos de este tipo en el país.

Procedimiento para el permiso de construcción del Proyecto

Este trámite se realiza en las instalaciones del Vice-Ministerio de Vivienda y Desarrollo Urbano - Del Ministerio de Obras Públicas de El Salvador. A continuación se presenta los datos de la Unidad donde el Gerente del Proyecto deberá realizar la entrega de la documentación necesaria para obtener la factibilidad del Proyecto:

- ✓ Vice-Ministerio de Vivienda y Desarrollo Urbano - Del Ministerio de Obras Públicas -VMVDU-
- ✓ Vice-Ministerio de Vivienda y Desarrollo Urbano - Regional San Miguel (Oriente)
- ✓ Vice-Ministerio de Vivienda y Desarrollo Urbano - Regional Santa Ana (Occidente)
- ✓ Vice-Ministerio de Vivienda y Desarrollo Urbano - Región La Libertad (AMUSDELI)

Legislación aplicada

Ley de Urbanismo y Construcción

Se establece en el artículo 8 que la realización de las respectivas obras de construcción deberán ser ejecutadas y supervisadas por un Arquitecto o Ingeniero Civil legalmente autorizado e inscrito en el Registro del VMVDU.

Reglamento a la Ley de Urbanismo y Construcción en lo relativo a Parcelaciones y Urbanizaciones Habitacionales.

En el artículo 3 se presentan todas las definiciones de términos involucrados en el diseño y construcción de todo tipo de edificación o instalación. Las dimensiones y escalas de los planos que se presenten están definidas en el artículo 9.

Y todos los requisitos previos se determinan desde el capítulo 10, hasta el capítulo 13. En el artículo 35 se establece la validez de dos (2) años para todas las resoluciones, a partir de su fecha de emisión. Sobre todos los requisitos que debe cumplir el sistema vial, se habla en el capítulo quinto, del artículo 69 en adelante. En los anexos se presentan las dimensiones mínimas para diferentes elementos constructivos.

Resultados esperados de esta etapa:

Al finalizar esta etapa, el desarrollador contará con un proyecto construido e instalado, listo para entrar a la etapa de operación.

1.7.3 CICLO DE IMPLEMENTACION DE PROYECTOS DE ENERGIA RENOVABLE EN EL SALVADOR

1. CICLO PROYECTO HIDROELECTRICO

A continuación en la tabla 1.7.1.1 se resumen las actividades y procedimientos más importantes en el ciclo de un proyecto de energía hidroeléctrica, indicando con que institución del país se realiza dicho procedimiento y a qué etapa del ciclo del proyecto pertenece.

Los 5 grupos de actividades; los cuales, se han desagregado por institución y procedimientos, indican una forma del abordaje de estos ya sea de manera secuencial, excluyente o en paralelo.

Actividad	Institución	Etapas de pre-inversión	Etapas de Inversión (Construcción)	Etapas de Operación	Etapas de cierre de operaciones
Interconexión con el sistema eléctrico	Distribuidora	- Factibilidad de acceso - Solicitud de interconexión - Contrato de interconexión			- Trámite desconexión - Término contrato
	ETESAL	- Factibilidad de acceso - Solicitud de interconexión - Contrato de interconexión - Acta compromiso	- Pruebas - Planos de construcción		
	UT	- Solicitud de inscripción - Firmar contrato	- Pruebas		
Obras de construcción	Alcaldía	- Factibilidad de construcción - Permiso de proyectos	- Inscripción del inmueble		
	VMVDU	- Factibilidad de construcción - Permiso de proyectos	- Recepción de obra		
	MINSAL	- Autorización instalación y funcionamiento			
	SECULTURA	- Solicitud de inspección técnica			
	ANDA				

Actividad	Institución	Etapa de pre-inversión	Etapa de Inversión (Construcción)	Etapa de Operación	Etapa de cierre de operaciones
	ANDA	- Factibilidad de AN y AP - Carta de no afectación			
Evaluación del impacto ambiental	MARN	- Permiso ambiental de construcción	- Liberación de la Fianza de Cumplimiento	- Informe de Operación anual y auditoría	- Plano de abandono
Incentivos fiscales	SIGET	- Solicitud para realizar estudios - Solicitud de concesión - Certificación de incentivo fiscal - Inscripción en el registro		- Renovar la inscripción	- Retirar registro de generador
	MH	- Autorización del incentivo fiscal			
Sistema Financiero	Sistema Financiero	- Solicitar financiamiento	- Desembolso de crédito	- Seguimiento del Crédito	

Tabla 1.7.1.1

Inicialmente el estudio de pre-factibilidad, da una pauta para decidir si se debe realizar la Solicitud de Factibilidad de acceso a las instalaciones del distribuidor o de la transmisora y si se debe solicitar la Factibilidad de Construcción al VMVDU o a la municipalidad directamente, estos trámites se considera pueden iniciar paralelamente.

Para el caso de instituciones como SECULTURA, ANDA y MINSAL; que son prerequisites para el Permiso de Construcción, se han colocado en un segundo momento pues dependiendo de los Términos de Referencia que proporcione el MARN podría ser necesario autorización por parte de estas instituciones.

Luego de esto y al haber dado inicio la tramitología se ubica al estudio de factibilidad de forma que los estudios eléctricos y la evaluación de impacto ambiental puedan agregar alguna consideración adicional al análisis financiero del proyecto ya que en ambos casos es un proceso de toma de acuerdos con las entidades según la escala del proyecto.

Adicionalmente, se debe solicitar el otorgamiento de la concesión del recurso hidráulico a utilizar, luego de haber completado la Evaluación de Impacto Ambiental del proyecto.

Como parte final y considerando que el proyecto ya tiene un diseño preliminar, se definen los incentivos fiscales que se solicitaran, el contrato de interconexión y el permiso de construcción.

CICLO PROYECTO FOTOVOLTAICO

A continuación la tabla 1.7.1.2 se resume las actividades y procedimientos más importantes en el ciclo de un proyecto de energía hidroeléctrica, indicando con que institución del país se realiza dicho procedimiento y a qué etapa del ciclo del proyecto pertenece.

Los 5 grupos de actividades; los cuales, se han desagregado por institución y procedimientos, indican una forma del abordaje de estos ya sea de manera secuencial, excluyente o en paralelo.

Actividad	Institución	Etapas de pre-inversión	Etapas de Inversión (Construcción)	Etapas de Operación	Etapas de cierre de operaciones
Interconexión con el sistema eléctrico	Distribuidora	- Factibilidad de acceso - Solicitud de interconexión - Contrato de interconexión			- Trámite desconexión - Término contrato
	ETESAL	- Factibilidad de acceso - Solicitud de interconexión - Contrato de interconexión - Acta compromiso	- Pruebas - Planos de construcción		
	UT	- Solicitud de inscripción - Firmar contrato	- Pruebas		
Obras de construcción	Alcaldía	- Factibilidad de construcción - Permiso de proyectos	- Inscripción del inmueble		
	VMVDU	- Factibilidad de construcción - Permiso de proyectos	- Recepción de obra		
	MINSAL	- Autorización instalación y funcionamiento			

Actividad	Institución	Etapas de pre-inversión	Etapas de Inversión (Construcción)	Etapas de Operación	Etapas de cierre de operaciones
	SECULTURA	- Solicitud de inspección técnica			
	ANDA	- Factibilidad de AN y AP			
Evaluación del impacto ambiental	MARN	- Permiso ambiental de construcción	- Liberación de la Fianza de Cumplimiento	- Informe de Operación anual y auditoría	- Plano de abandono
Incentivos fiscales	SIGET	- Certificación de incentivo fiscal - Inscripción en el registro		- Renovar la inscripción	- Retirar registro de generador
	MH	- Autorización del incentivo fiscal			
Sistema Financiero	Sistema Financiero	- Solicitar financiamiento	- Desembolso de crédito	- Seguimiento del Crédito	

Tabla 1.7.1.2

Inicialmente el estudio de pre-factibilidad, da una pauta para decidir si se debe realizar la Solicitud de Factibilidad de acceso a las instalaciones del distribuidor o de la transmisora y si se debe solicitar la Factibilidad de Construcción al VMVDU o a la municipalidad directamente, estos trámites se considera pueden iniciar paralelamente.

El caso de instituciones como SECULTURA, ANDA y MINSAL; que son prerequisites para el Permiso de Construcción, se han colocado en un segundo momento pues dependiendo de los Términos de Referencia que proporcione el MARN podría ser necesario autorización por parte de estas instituciones.

Luego de esto y al haber dado inicio la tramitología se ubica al estudio de factibilidad de forma que los estudios eléctricos y la evaluación de impacto ambiental puedan agregar alguna consideración adicional al análisis financiero del proyecto ya que en ambos casos es un proceso de toma de acuerdos con las entidades según la escala del proyecto. Adicionalmente, ambos casos son insumos para el Permiso de Construcción.

Como parte final y considerando que el proyecto ya tiene un diseño preliminar, se definen los incentivos fiscales que se solicitaran, el contrato de interconexión y el permiso de construcción

CAPITULO II: MECANISMO DE MEDIDAS DE MITIGACION ADECUADAS A CADA PAIS NAMAS.

2.0 CONCEPTO DE NAMAS

“Medidas de Mitigación Adecuadas a cada país” (NAMAs).” Es un mecanismo creado por Naciones Unidas en el Plan de Acción de Bali (Convención Marco Cambio Climático celebrada en Bali por las Naciones Unidas en 2007), como un instrumento prometedor para impulsar políticas y medidas para la reducción del cambio climático en países en desarrollo, implementado acciones enfocadas a reducir o limitar las emisiones de gases de efecto invernadero.

Este tipo de medidas son apoyadas y facilitadas por tecnologías y financiamiento al ser comprobadas de manera mensurable, notificable y verificable.

Otro Concepto Las NAMAS pueden ser políticas, programas o proyectos, implementados a los niveles nacional, regional o local. Y pueden ser por tipo, sector y tecnología que utiliza figura 2.1.

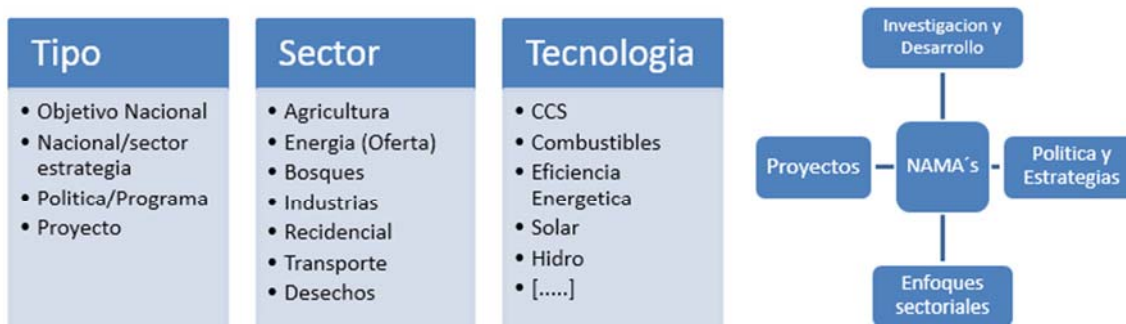


Figura 2.1

Figura 2.1

La razón por qué se introdujo el concepto de NAMAs:

Para cumplir con la meta de 2 ° C tanto los países desarrollados como los países en desarrollo deben reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Los países en desarrollo reconocieron este hecho en 2007 sin aceptar límites obligatorios a sus emisiones o al crecimiento económico que sigue siendo necesario en los países en desarrollo para "satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

OBJETIVO DEL MECANISMO NAMAS

- Reducción de emisiones en términos absolutos.
- Desviación del "business as usual" (BAU), A nivel de emisiones, energías renovables y los objetivos de eficiencia energética, la gestión sostenible de los bosques y mejorar los sumideros forestales de carbono.
- Las medidas de mitigación individuales que implican una variedad de sectores.

DIFERENCIA DEL MECANISMO NAMAS Y MDL

Desde hace más de una década los países en desarrollo se esfuerzan por reducir las emisiones, muchos de ellos utilizan el mecanismo de desarrollo limpio (MDL) para reducir las emisiones de GEI a través de enfoques basados en proyectos dirigidos a introducir tecnologías limpias incluidas las energías renovables y mejorar la eficiencia en diferentes procesos emisores de GEI.

Al contrario que el MDL, las NAMAS no tienen que basarse en proyectos con fechas de inicio y fin. No necesariamente abordan los puntos de origen de las emisiones o resultan en la expedición de bonos de carbono para la compra y venta en el mercado del carbono. Una NAMA simplemente es cualquier medida que finalmente contribuye a reducir las emisiones de GEI. Aunque puede abarcar un proyecto o medida específico para reducir las emisiones a

corto plazo, puede también incluir políticas, estrategias y programas de investigación que den lugar a una reducción de emisiones a largo plazo.

TIPOS DE NAMAS SEGÚN ACUERDOS CANCUN 2010

- Unilaterales/voluntarias:

Acciones de mitigación que los países en desarrollo llevan a cabo por su propia voluntad y con sus propios recursos. Se trata de acciones autónomas sin apoyo externo. Se llevan a cabo por razones que no se limitan al objetivo de reducción de emisiones de GEI, como podrían ser programas de eficiencia energética, de seguridad energética o por los beneficios a la salud.

- Apoyadas internacionalmente

Acciones de mitigación en los países en desarrollo, habilitadas por el financiamiento climático. Aquellas acciones que sólo puedan ejecutarse con apoyo de los países desarrollados y, por ende, condicionales a que ese apoyo esté disponible. El soporte puede adoptar la forma de asistencia financiera y tecnológica específica para el desarrollo y la ejecución de las acciones. El apoyo puede brindarse en forma de financiamiento concesional, préstamos, transferencia de tecnología o asistencia para el fortalecimiento de capacidades.

- NAMAS que generan créditos transables en los mercados de carbono (a la manera de los CERs o los VERs)

Acciones de mitigación en los países en desarrollo que podrían generar créditos para ser transados en el mercado de carbono. Acciones que podrían resultar en créditos parciales o totales para su transacción en el mercado global de carbono.

Un programa o proyecto iniciado bajo esta categoría podría incluir, por ejemplo, la reducción de la intensidad de emisiones o una tasa de penetración de nuevas tecnologías. Los requerimientos de MRV para estas acciones serían los más exigentes con objeto de asegurar que efectivamente se están generando reducciones adicionales.

2.2 PASOS ESTRATEGICOS PARA FORMULAR UN PROYECTO NAMAS

2.2.1 EVALUAR LAS CONDICIONES DE PAÍS, ANALIZAR LAS BRECHAS POLÍTICAS E IDENTIFICAR MEDIDAS NECESARIAS.

Una característica común de las NAMAS es la participación del gobierno. Las NAMAS deben incluir siempre un componente de política con el fin de dar forma a las condiciones marco amigable al clima, Se debe evaluar las brechas en las políticas existentes con el fin de atender las necesidades y prioridades de desarrollo nacionales y determinar las medidas necesarias a implementar, aplicando los objetivos de reducción de emisiones a las mismas. Considerar estrategias o planes nacionales relevantes, así como plazos de tiempo en el proceso del cambio climático global hasta 2015 (cuando un acuerdo global debe ser negociado) y 2020 (cuando las emisiones globales deben alcanzar su nivel máximo).

Un análisis de brechas puede dividirse en dos fases que son la recolección de datos y análisis de datos.

Recolección de datos consiste en: recopilar y organizar la información por categorías clave, tales como: Compromisos internacionales y posiciones, políticas estratégicas y objetivos nacionales, establecer perfil de emisiones y potencial de reducciones, inventarios de GEI y reportes nacionales, capacidad, tecnología y finanzas.

La fase de análisis de datos, analizar las brechas con respecto a los datos, políticas, instituciones, personal, objetivos, etc. son identificados para formular recomendaciones para las intervenciones.

2.2.2 EVALUAR EL POTENCIAL TÉCNICO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES Y LOS CO-BENEFICIOS

Evaluar el potencial de reducción de emisiones técnicas y los costos asociados a nivel nacional y sectorial a través de las estimaciones previas, que deben basarse en la aplicación de metodologías reconocidas internacionalmente que cuantifiquen la reducción de emisiones y los costos y evitar un conteo doble.

2.2.3 IDENTIFICAR LAS NAMAS POTENCIALES

Identificar acciones potenciales, posiblemente con la ayuda de una curva de reducción de costo marginal, y seleccionar una acción que sea costo-eficiente y que contribuya a la educación sostenible de emisiones a largo plazo.

Llevar a cabo, sector por sector actividades participativas de evaluación, planificación y consulta por ejemplo talleres, para identificar el potencial de reducción y los beneficios para el desarrollo y planificación de actividades concretas. Discutir los criterios para unas NAMA buenas y ambiciosas.

Priorizar sectores y acciones para posibles NAMA, considerando las mejores opciones disponibles y las que sean realistas para su aplicación.

Evaluar la viabilidad financiera, política y socio-cultural.

Identificar e involucrar a financiadores potenciales, y discutir con ellos las NAMA planificadas y los potenciales ejecutores de las NAMA.

La disponibilidad de recursos se puede garantizar mediante el desarrollo de un plan de financiación sólido, que incluye un estudio de pre-factibilidad para atraer a los inversores potenciales de forma anticipada, también la NAMA debe de ser reconocida como de alta calidad por los colaboradores. El estudio de pre-factibilidad también puede proporcionar una primera idea sobre posibles indicadores de MRV que son importantes para la financiación privada.

2.2.4 DEFINIR LAS LÍNEAS DE BASE

Una línea de base es un nivel de emisiones que instituye un nivel de referencia para establecer un objetivo o meta y/o medir el progreso. Determinar el propósito de la línea de base: ¿Qué tratan de lograr las NAMAs? (por ejemplo, ¿estará estableciendo una meta?), o, ¿Qué ocurriría en ausencia de las NAMAs? (por ejemplo, ¿Se puede medir el desempeño con la línea de base?) Recopilar datos para establecer una línea de base de GEI; definir límites, tener en cuenta las fugas como también la incertidumbre, y prestar atención a la reducción de emisiones netas.

Las variables para la construcción de una línea base son:

- Alcance: Proyecto, Programa, Sub-Sector, Sector, País, Tecnología
- Métricas o indicadores: Emisiones absolutas de GEI o CO2 Emisiones relativas de GEI (por ejemplo, intensidad de emisiones); métricas indirectas (por ejemplo, MW de capacidad de energía renovable instalada, m3 de reservas forestales, o los aspectos cualitativos como la capacidad de mitigación, los co-beneficios) Al elegir métricas indirectas, considere si será importante “convertir” los resultados en reducciones de GEI con factores de emisión.
- Datos históricos: Período de tiempo único (por ejemplo, un año); varios períodos de tiempo (por ejemplo, un promedio de varios años)
- Supuestos futuros: Continuidad supuesta de emisiones históricas (proyecto); tasa constante de crecimiento de emisiones / intensidad de emisiones (sector); modelado basado en políticas incluidas en la línea de base.
- Co-beneficios: indicadores para un desarrollo sostenible (por ejemplo eficiencia de los recursos, inclusión social, viabilidad económica).

2.2.5 DISEÑAR EL PLAN MRV

Medición, Reporte y Verificación (MRV) son los elementos clave para garantizar una mayor transparencia, precisión y comparabilidad de la información con respecto al cambio climático.

Se puede considerar al MRV como un sistema de gestión del conocimiento para el monitoreo de los gases de efecto invernadero (GEI), las acciones para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, el apoyo a la mitigación del cambio climático.

Recientes decisiones dentro de las negociaciones internacionales sobre el clima demuestran un creciente consenso mundial de que las formas comunes de medición, notificación y verificación de la información son necesarias para el seguimiento de dichos conocimientos.

Requisitos mínimos del sistema para implementar el plan MRV NAMAs.

La capacidad de los países en desarrollo para poner en práctica estos elementos MRV serán diferentes. Es importante establecer un conjunto de requisitos mínimos de MRV para diferentes NAMAs de orientación.

Monitoreo de proyecto: indicadores y cadena de impacto

Las cadenas de impacto son herramientas útiles para afirmar la actividad de planificación, así como para la supervisión. Una cadena de impacto estándar incluye:

- Productos: Contribuciones (materiales y no materiales) de los proveedores de apoyo, socios nacionales, asociados internacionales, las empresas y la sociedad civil para generar productos.
- Actividades: intervenciones inmediatas
- Resultados: resultados a corto plazo de las actividades

- Uso de resultados: para que la intervención sea efectiva, el grupo objetivo debe hacer uso de los resultados dependiendo de las circunstancias complejas y del entorno (preciso)
- Impacto directo: resultado directo de las actividades
- Impacto indirecto: resultado indirecto después de alcanzar el objetivo del proyecto. El impacto indirecto es el beneficio final que se busca a través de la actividad.

- Lista de verificación - indicadores

Los indicadores hacen posible medir con mayor precisión el logro de los objetivos. Pueden medir los resultados cuantitativos y cualitativos de un proyecto. Las actividades individuales de implementación de NAMAs deben tener indicadores separados.

- Los indicadores deben reflejar lo que la NAMA busca lograr, por ejemplo:
 - Reducciones de emisiones directas
 - Reducciones de emisiones indirectas, las que son difíciles de atribuir a la NAMA
 - Capacidades de mitigación a desarrollar (ver enlace de GEI no métrico a continuación)
 - Co-beneficios del desarrollo sostenible (ver enlace de GEI no métrico a continuación)
- Los indicadores pueden ser aplicados a diferentes niveles:
 - Para resultados directos de una actividad
 - Para impactos directos de una actividad
 - Para impactos indirectos de una actividad
- Para monitorear la implementación, es necesario definir:

- Quién monitorea los indicadores,
 - Tiempo y frecuencia del monitoreo de indicadores,
 - Procedimientos de reporte y verificación
- Métricas no-GEI: Co-beneficios

Una NAMA puede también procurar monitorear e informar resultados no relacionados con la reducción de GEI, como una contribución a los objetivos de desarrollo y/o a la mejora de las capacidades de mitigación entre los actores involucrados.

Los co-beneficios pueden incluir una amplia gama de objetivos nacionales de desarrollo tales como:

Beneficios sociales

- Acceso a la energía del transporte
- Beneficios de salud, debido a la mejorada calidad del agua o aire
- Mejorada calidad de vida, debido al uso de servicios ambientales

Beneficios ambientales

- Protección de la biodiversidad
- Mejorada calidad del agua o aire

Beneficios económicos

- Creación de empleo
- Oportunidades nuevas para el desarrollo económico (crecimiento verde)

Beneficios institucionales (mejorada capacidad de mitigación)

- Acuerdos institucionales para promover el desarrollo de bajas emisiones
- Capacidades de los recursos técnicos y humanos fortalecidas
- El marco normativo para el desarrollo de bajas emisiones mejorado

Los Reportes Bienales de Actualización deberán cubrir la siguiente información relacionada con las NAMAs y sus efectos:

- Nombre y descripción de la acción de mitigación
 - Información sobre metodologías y supuestos
 - Objetivos de la acción y medidas adoptadas o previstas para lograr dicha Acción
 - Información sobre el progreso de la implementación
 - Información sobre mecanismos del mercado internacional
 - Una descripción sobre los arreglos de medición, reporte y verificación nacional
- Consultas y análisis internacionales CAI

El progreso en las NAMAs se agregará a un reporte bienal de actualización que se presentará a la CMNUCC.

ICA tiene la intención de analizar en términos generales el progreso de un país en mitigación de GEI a través de un examen - por un equipo de expertos internacionales de los reportes bienales de actualización.

CAI no está proyectado para escudriñar en detalle las NAMAs individuales.

Por lo tanto, los requisitos para la verificación de las NAMAs siguen siendo del dominio de los implementadores y de aquellos que apoyan su desarrollo.

2.2.6 DETALLAR LA PLANIFICACIÓN DE LA NAMA

Planificar la NAMAs de acuerdo a un formato plantilla internacional para que el proceso sea eficiente en tiempo y transparente. Definir un cronograma para un conjunto de actividades y responsabilidades de los ejecutores de la NAMAs.

Desarrollar y aplicar herramientas para las diferentes intervenciones:

- a. Planificación del marco de políticas y la creación de un entorno propicio;
- b. Regulación y establecimiento de instituciones eficaces;
- c. Incentivos económicos para formar estructuras adecuadas;
- d. Generación y difusión de la información pertinente;
- e. Promoción de inversiones en tecnologías para la aplicación;
- f. Verificar para evitar posibles impactos negativos de las NAMAs

En el desarrollo detallado de las NAMAs, los manuales sector-específicos ofrecen referencias útiles para la aplicación de los instrumentos apropiados.

2.2.7 IDENTIFICAR NECESIDADES DE APOYO

Desarrollar un plan financiero conjuntamente con los ejecutores para presentar la NAMAs a posibles financiadores públicos/privados.

El proceso de diseño de la NAMAs debería comprometer de forma proactiva al sector privado y eliminar los obstáculos a su participación.

Mesas redondas público-privadas pueden establecer un proceso de comunicación continuo.

Dependiendo en la estructura de costos y fuentes de ingresos, la mayor parte de la financiación de la NAMAs tendrá que proceder de fuentes nacionales mediante la creación de incentivos económicos, como poner un precio al carbono o intervenciones regulatorias para limitar (y negociar) las emisiones totales. Por lo tanto, la NAMAs debe formar parte de los planes nacionales de desarrollo.

Identificar las necesidades de apoyo tecnológico, financiero y de fortalecimiento de capacidades y fuentes potenciales para este apoyo. El financiamiento climático internacional puede desempeñar un papel complementario y catalítico. Los mercados de carbono pueden ser un mecanismo a largo plazo para atraer financiación privada.

Las instituciones multilaterales también ofrecen sus propios instrumentos que proporcionan apoyo y a los que se puede acceder para el desarrollo e implementación de NAMAs.

2.2.8 ENVIAR AL REGISTRO DE NAMAS

Los resultados de las últimas sesiones de la Conferencia de las Partes -la 16ª y 17ª, celebradas en Cancún y Durban respectivamente, mostraron progresos en materia de elaboración del concepto de NAMAs, incluyendo la creación de un registro que consiste en una plataforma de red para tener una base de datos de los diferentes NAMAs que existen, esta plataforma no pretende ser una guía para proyectos. Sino una herramienta para buscar y encontrar apoyo para un proyecto.

El registro tiene una función de gestión del conocimiento y mejorar la adecuación entre las necesidades de los países desarrollando la NAMAs y el apoyo de los países donantes. Ya que la presentación en el registro es voluntaria, un país puede decidir utilizar el registro como un medio para atraer apoyo internacional o como un medio de dar a conocer internacionalmente las NAMAs que pueden estar ya en su fase de ejecución.

El Registro tiene la función de aumentar la transparencia mediante el seguimiento de las acciones de mitigación y permitiendo así una visión general acerca de si las acciones planeadas e implementadas son suficientes para cumplir con la meta de 2 ° C.

Resulta mejor ir directamente a una asociación global financiera, en la cual la NAMAs debe ser respaldada por el país y la entidad designada como punto focal.

El autor de NAMAs puede ser: Agencia de gobierno, Bancos Multilaterales, desarrolladores.

Un autor de NAMAs debe solicitar un derecho de acceso aprobación de la central de los aprobadores de NAMAs para poder registrar y crear una NAMAs.

Para solicitar del acceso se debe hacer contacto en la siguiente dirección:

<NAMAREgistry@unfccc.int>.

Las aprobaciones pueden ser:

- NAMA approvers (NA): Aprobar NAMAs, acceso sin restricciones (p.ej. Punto focal)
- NAMA editors (NE): crear y editar NAMAs, consultar la base de datos (p.e.j desarrolladores)

Fuentes de apoyo no requieren aprobación (Support editors): crear, editar y borrar información sobre fuentes de apoyo, consultar base de datos, pueden ser agencias del gobierno, fondos, bancos multilaterales y privados, etc.

Para la creación de NAMAS una vez se tiene el acceso de los Aprobadores, consiste en llenar los formatos automatizados para facilitar la asignación de información, existen 4 tipos de formatos:

- Formato para búsqueda de apoyo para formular una NAMAs.
- Formato para búsqueda de apoyo para implementar una NAMAs ya formulada.
- NAMAS (RECONNITION): NAMAs que no buscan apoyo simplemente entran a la base de datos para reconocimiento, son unilaterales.
- Formatos para fuentes de apoyo.

Ver anexo A formatos para registro.

2.2.9 EJECUCION DE PLAN MRV

Una vez que la ejecución esté en marcha, se debe seguir un cronograma para las intervenciones planificadas, se debe llevar a cabo la gestión financiera y de organización y el progreso debe ser monitoreado.

El plan de MRV que se acordó durante la fase de diseño de la NAMAs debe ponerse en práctica para medir, reportar y verificar ex post las reducciones de emisiones, así como otros aspectos de MRV, tales como sus co-beneficios.

Si bien el desarrollador de la NAMAs pudo haber tenido la responsabilidad de diseñar el plan de MRV, el implementador de NAMAs es quien debe llevarlo a cabo.

Durante el proceso de diseño de MRV, se debe haber decidido qué medir, cómo medirlo, cuándo medirlo y quién debe medir. Las respuestas a estas cuatro preguntas se pueden utilizar para crear un plan de implementación para este paso.

1. Métricas de Acciones & Avances deben demostrar que las NAMAs están siendo implementadas y generando resultados. Ejemplos de métricas de acción podrían incluir la aprobación de un “Feed-In Tariff” para energías renovables, la instalación de tecnología industrial específica que sea ambientalmente amigable. Las Métricas de Avance pueden incluir tasas de penetración, tales como el porcentaje de electricidad generada con fuentes renovables, el porcentaje de plantas de acero con tecnología de enfriamiento por gas seco, o la proporción de viajes realizados con transporte público. Hay que destacar que muchas de estas métricas son también necesarias para calcular los impactos en los GEI. Las Métricas de Avance debiesen, idealmente, ser comparadas con series históricas y tendencias, para evaluar la efectividad general y evitar así la incertidumbre asociada a las proyecciones del caso base.

2. Métricas de GEI caen en las tradicionales medidas de MRV y pueden incluir mediciones agregadas de niveles de referencia, emisiones y reducciones de GEI. Las métricas de intensidad de los GEI son especialmente útiles en el contexto de países en desarrollo, incluyendo métricas para toda la economía (GEI/PIB) y sectoriales: electricidad (GEI/MWh), acero (GEI/toneladas), o transporte (GEI del sector transporte per cápita).

3. Métricas de Desarrollo Sustentable pueden incluir la media de ingreso; el apalancamiento de inversión pública y privada (p.ej. en turbinas de viento o nuevos desarrollos cerca de áreas con transporte público); tiempos de viaje de las personas y ahorros de costos; mayor acceso a energías limpias; mejor calidad del aire; y mejoras en la salud.

2.2.10 BUENAS PRÁCTICAS

Fomentar un proceso de aprendizaje iniciando una acción temprana, obteniendo experiencia sobre el terreno en el desarrollo e implementación de las NAMAs e identificando buenas prácticas. Primeras lecciones se pueden extraer de:

- Implementación de políticas y medidas en el país
- Requisitos de información, por ejemplo, el MRV de las políticas y medidas.
- Implementación de MDL y los Programas de Actividad bajo MDL

CAPITULO III: ANALISIS DE DEMANDA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE AES EL SALVADOR.

Descripción general de la empresa

AES El Salvador, a través de sus empresas CAESS, CLESA, EEO, and DEUSEM, es la compañía de distribución más grande en El Salvador, sirviendo aproximadamente el 80% del mercado total y cubriendo un área de servicio de 17,055 km² figura 3.0.

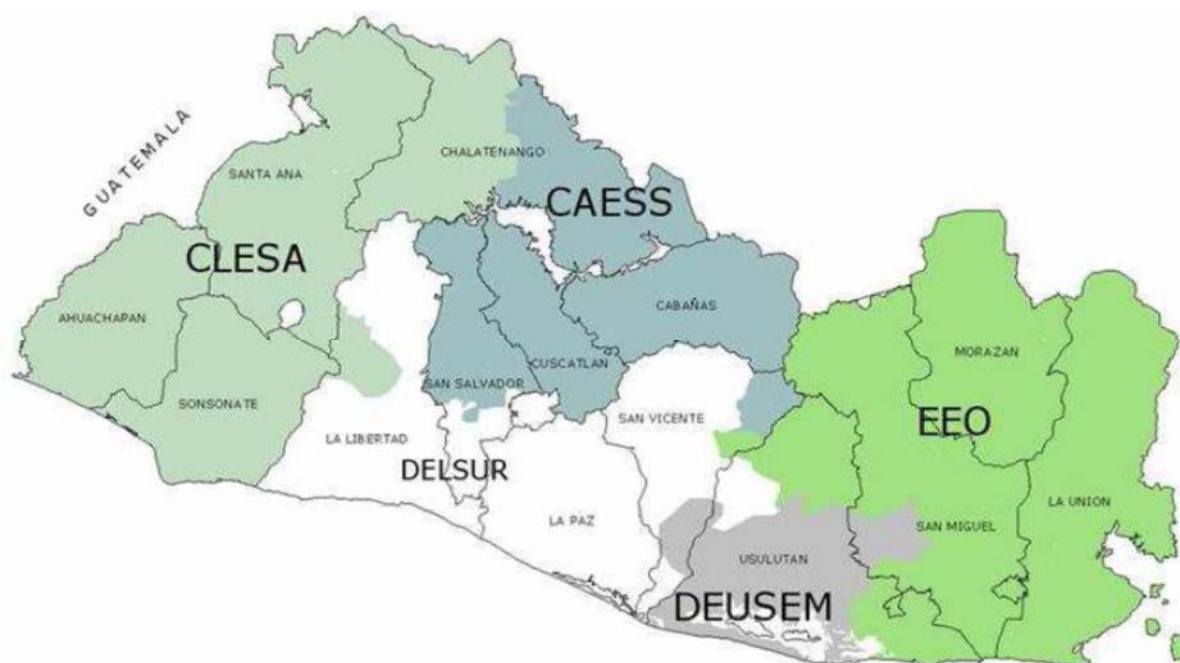


Figura 3.0 Área de Cobertura de Empresas Distribuidoras

A continuación se muestra una tabla que contiene la información clave de las 4 compañías de distribución de AES El Salvador ilustradas sobre el territorio de El Salvador

ITEM	CAESS	CLESA	EEO	DEUSEM	AES
Área servida (Km2)	4572	4633	6270	1580	17055
% del Área servida Total	26.81%	27.17%	36.76%	9.26%	100.00%
Clientes	540,260	327,191	252,604	66,302	1186,357
MVA instalados	679	439	364	81	1,563
Líneas de Mt (Km)	4,826	5,293	6,260	1,158	17,537
Subestaciones	18	32	22	4	76
Circuitos	107	117	67	12	303
Seccionamientos	10,592	7,650	6,794	1,417	26,453
Trasformadores MT/BT	24,652	17,737	16,642	3,699	62,730
Líneas de BT (Km)	5,235	4,591	5,499	1,287	16,612
SAIDI*	14.44	21.28	25.05	20.93	19.00
SAIDFI*	7.82	7.72	8.8	7.7	8.00
Pérdidas totales	7.38%	9.31%	11.11%	11.53%	8.50%

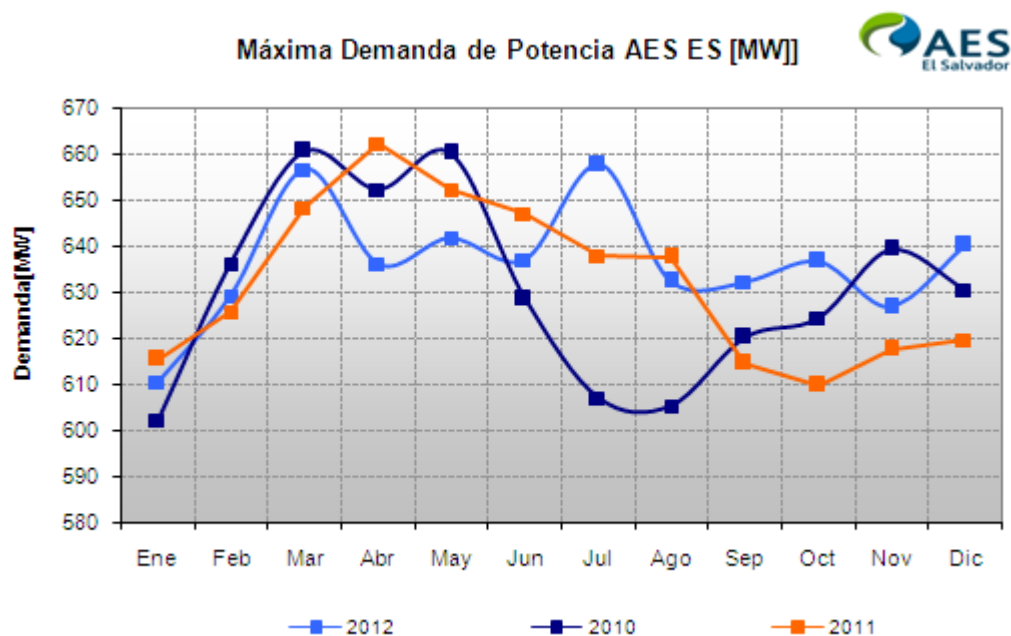
*Presupuesto 2012

Fuente: Informe Estadístico de la Red AES El Salvador 2012.

Tabla 3.1.1

3.1 DEMANDA DEL SISTEMA

La demanda del sistema mantiene un crecimiento sostenido en las cuatro empresas de AES El Salvador y actualmente se detectan polos de desarrollo en toda el área de influencia de estas, por lo que se espera continuar con los mismos ritmos de crecimiento tabla 3.1.1 y la gráfica 3.1.1



Gráfica 3.1.1

Fuente: Informe Estadístico de la Red AES El Salvador 2012.

La tabla 3.1.2 muestra el detalle los cuales conforma la gráfica anterior.

Mes	2010 [MW]	2011 [MW]	2012 [MW]
Ene	602.38	615.6	610.6
Feb	636.16	625.8	629.3
Mar	660.64	648.4	656.6
Abr	652.31	662.3	636.2
May	660.25	652.2	641.8
Jun	628.67	647.0	637.1
Jul	607.03	637.9	657.8
Ago	605.31	637.7	632.5
Sep	620.33	614.7	632.2
Oct	624.47	609.9	636.8
Nov	639.35	617.6	626.9
Dic	630.49	619.7	640.3

Fuente: Informe Estadístico de la Red AES El Salvador 2012.

3.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

La proyección de demanda representa un elemento clave en la determinación de las adecuaciones a ejecutar en una red de energía eléctrica, de tal manera que estas puedan hacerse de forma adecuada y oportunamente, garantizando el servicio y la confiabilidad de mismo.

En ese sentido las empresas del Grupo AES El Salvador, han elaborado la proyección de demanda para el próximo quinquenio, con el objetivo de brindar información útil en la toma de decisiones sobre las inversiones en la red de transmisión. Para ello se ha hecho uso de la información histórica de la demanda para cada una de las empresas del grupo, con una desagregación por punto de entrega, interruptores de subtransmisión y Municipios, depurándola adecuadamente y procesándola con un software estadístico (CrystalBall) para obtener la proyección de demanda para el período en estudio (2009-2013 La demanda mantiene un crecimiento sostenido en los últimos años).

Dentro de los principales desarrollos que afectarán la demanda del sistema tenemos: la apertura del puerto de La Unión en la zona de EEO, zona industrial Petenatti y desarrollo del valle san Andrés en CLESA, apertura del corredor Norte entre San Salvador y Quezaltepeque en CAESS y la construcción de la carretera longitudinal del norte entre La Unión y Metapan, lo cual impulsará el desarrollo y por tanto la demanda en la zona norte de las empresas CLESA, CAESS y EEO.

Crecimiento de la demanda anual promedio por empresa tabla 3.2.1:

Empresa	Crec. Anual
CAESS	2.6 %
CLESA	3.1 %
EEO	2.0 %
DEUSEM	0.5 %

Tabla 3.2.1

Fuente: Informe Estadístico de la Red AES El Salvador 2012.

Puntos de entrega ETESAL

La interconexión con la red de Transmisión es a través de las subestaciones AT/MT y MT/MT de la empresa ETESAL denominados puntos de entrega. El nivel de voltaje en los puntos de entrega es a 46, 34.5 y 23 kV; para el caso de los puntos de interconexión con ETESAL del área metropolitana de San Salvador el nivel de tensión es a 23 kV.

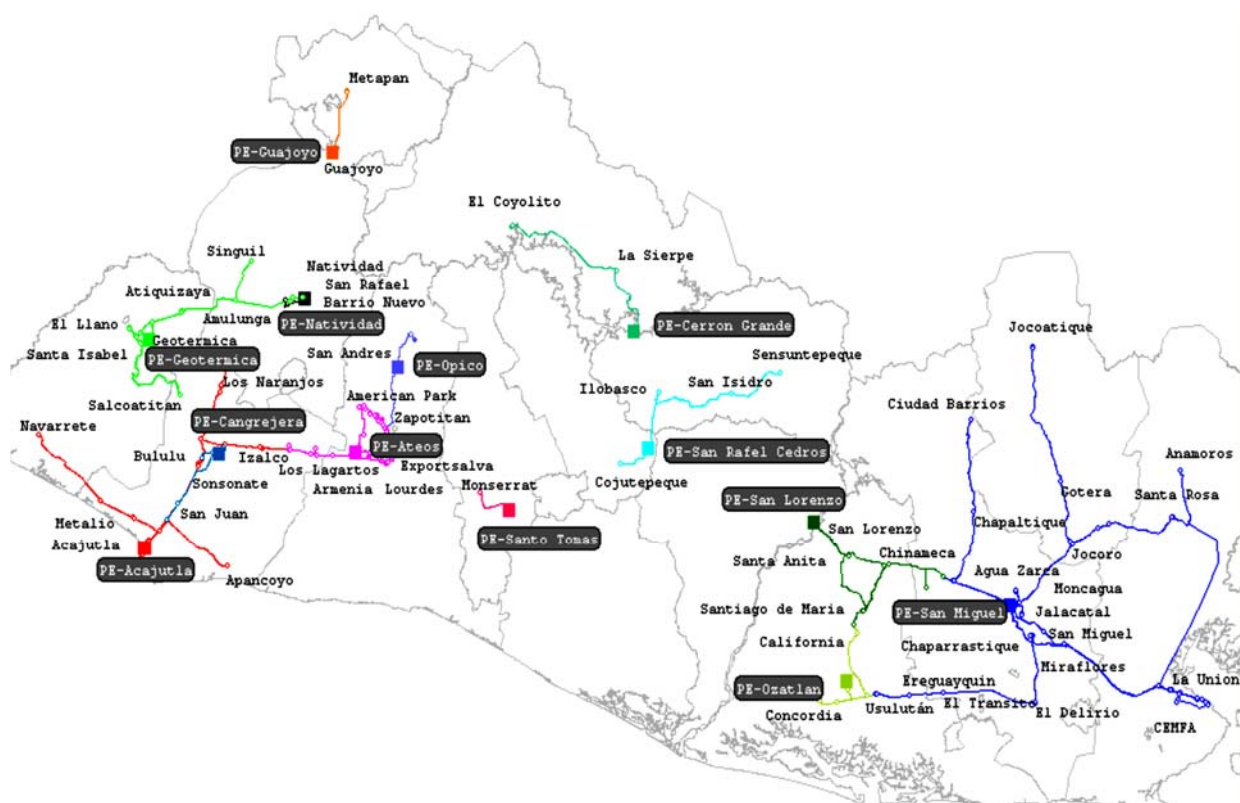


Figura 3.2.1 Ubicación de subestaciones y puntos de entrega ETESAL

A continuación la tabla 3.2.2 se muestra la información de demanda en cada punto de entrega ETESAL por cada una de las empresas de AES El Salvador.

- CAESS

PE	Punta [kW]	Valle [kW]	Resto [kW]
PE San Antonio	84,173	41,987	98,944
PE Santo Tomás	16,561	16,669	22,115
PE San Bartolo	49,598	33,481	46,907
PE Agua Caliente	46,070	27,390	58,846
PE San Rafael Cedros	19,988	9,494	13,627
PE Cerrón Grande	18,468	9,639	14,659
PE Nejapa	55,508	38,525	46,720

Tabla 3.2.2

Fuente: Informe Estadístico de la Red AES El Salvador 2012.

- CLESA

PE	Punta [kW]	Valle [kW]	Resto [kW]
PE Guajoyo	7,790	4,473	6,130
PE Ateos 34.5kV	6,860	4,544	5,747
PE Ateos 46kV	31,513	23,895	36,512
PE Cangrejera	13,583	5,640	9,644
PE Opico	110	58	187
PE Natividad	41,212	23,366	35,987
PE Ahuachapán	17,859	7,873	12,594
PE Acajutla 34.5kV	9,400	7,627	9,679
PE Acajutla 46kV	10,178	5,214	6,328

Tabla 3.2.3

Fuente: Informe Estadístico de la Red AES El Salvador 2012.

En la tabla 3.2.3 actualmente la carga original del PE Opico ha sido transferida hacia el PE Ateos debido a las perturbaciones de flicker que aun continua generando el usuario CORINCA conectado a la red de DelSur en el PE Opico.

- EEO - DEUSEM

Empresa	PE	Punta [kW]	Valle [kW]	Resto [kW]
EEO	PE Jalacatal	51,838	32,412	47,662
EEO	PE La Unión	24,070	15,979	18,961
EEO	PE 15 de Septiembre San Lorenzo	11,939	6,499	9,221
DEUSEM	PE Ozatlán	22,313	12,460	17,190

Tabla 3.2.4

Fuente: Informe Estadístico de la Red AES El Salvador 2012.

3.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

La proyección de demanda representa un elemento clave en la determinación de las adecuaciones a ejecutar en una red de energía eléctrica, de tal manera que estas puedan hacerse de forma adecuada y oportunamente, garantizando el servicio y la confiabilidad de mismo.

A partir de una proyección temporal de la demanda máxima de potencia correspondiente a todo el sistema salvadoreño, esto debido a que es únicamente a este nivel que se tiene información suficiente para establecer una tendencia confiable a mediano plazo.

La tendencia al alza es marcada y los distintos altibajos tienen su explicación en fenómenos naturales y/o sociales como el recrudecimiento de la guerra en el año 1989, los terremotos del año 2001 y la crisis financiera mundial del año 2009 es mostrado en la figura 3.2.2.

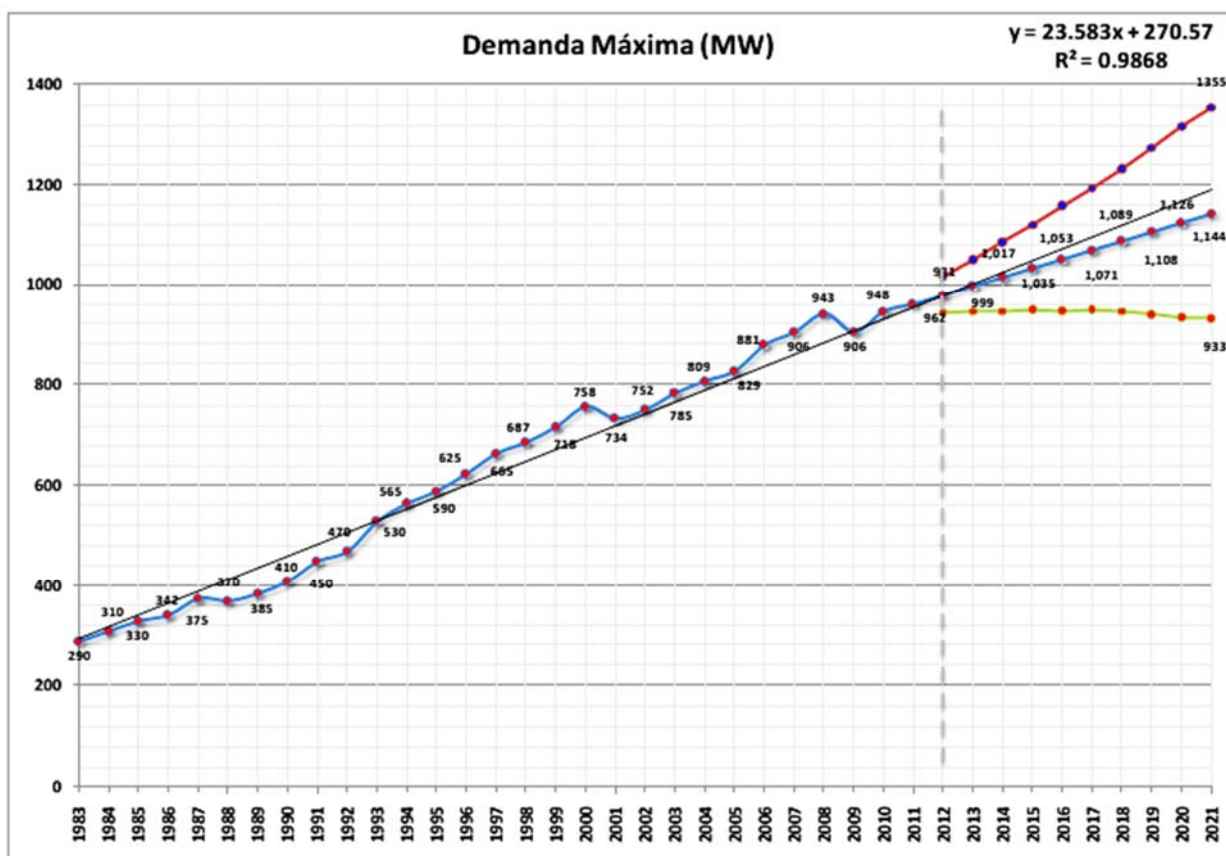


Figura 3.2.2 Proyección de demanda máxima de potencia – Sistema salvadoreño – 10 años.

A partir de la tendencia general obtenida se extrapolaron los porcentajes de crecimiento para el sistema AES El Salvador, esto puede hacerse debido a la gran representatividad que este posee dentro del sistema nacional (alrededor del 80%).

En la tabla 3.2.5 siguiente se observan los porcentajes de crecimiento esperados de la demanda máxima hasta el año 2021.

% de crecimiento Esperado de la
Demanda Máxima

Año	AES	CAESS			CLESA			EEO / DEUSEM		
		Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural	Total	Urbano	Rural
2012	1.93%	2.48%	2.37%	3.38%	1.80%	2.77%	1.25%	0.27%	0.49%	0.22%
2013	1.85%	2.38%	2.28%	3.25%	1.73%	2.66%	1.20%	0.26%	0.47%	0.21%
2014	1.82%	2.34%	2.24%	3.19%	1.70%	2.61%	1.18%	0.25%	0.46%	0.21%
2015	1.78%	2.30%	2.20%	3.14%	1.67%	2.57%	1.15%	0.25%	0.46%	0.20%
2016	1.75%	2.26%	2.16%	3.08%	1.64%	2.52%	1.13%	0.24%	0.45%	0.20%
2017	1.72%	2.22%	2.12%	3.03%	1.61%	2.48%	1.11%	0.24%	0.44%	0.20%
2018	1.69%	2.18%	2.09%	2.98%	1.59%	2.44%	1.10%	0.23%	0.43%	0.19%
2019	1.67%	2.14%	2.05%	2.93%	1.56%	2.40%	1.08%	0.23%	0.43%	0.19%
2020	1.64%	2.11%	2.02%	2.88%	1.53%	2.36%	1.06%	0.23%	0.42%	0.19%
2021	1.61%	2.08%	1.98%	2.83%	1.51%	2.32%	1.04%	0.22%	0.41%	0.19%

Tabla 3.2.5

Fuente: Plan Multianual de Inversiones AES El Salvador 2012-2016.

Es de hacer notar que estos porcentajes representan el crecimiento vegetativo de la demanda y que se complementan con la inclusión de cargas esperadas de acuerdo a las previsiones de crecimiento de grandes usuarios o futuras inversiones en nuevas cargas que impacten la demanda de forma significativa.

A continuación la tabla 3.2.6 se muestran los valores de demanda máxima esperada para las empresas AES El Salvador hasta el año 2021.

	Generador	Capacidad Disponible [MW]	Empresa	Tipo de generación
CAESS	Milingo	0.8	Compañía Eléctrica Cucumacayan S.A.	Hidroeléctrica
	TEXTUFIL (Agua Caliente)	40.5	Textufil S.A de C.V.	Térmica
	TEXTUFIL (Sn Bartolo)			
	Hilcasa Energy	6	INMOBILIARIA APOPA S.A. DE C.V.	
	Nejapa Gas	6	AES Nejapa	Biomasa
	Ing. La Cabaña	10	Ing. La cabaña S.A de C.V	
CLESA	Dematheu	0.7	Hidroeléctrica Sociedad De Matheu Y Cia. DE C.V.	Hidroeléctrica
	Bululú	0.7	Compañía Eléctrica Cucumacayan S.A.	
	Cucumacayán	2.1		
	Cutumay Camones	0.2		
	Sn Luis I, II	1.1		
	Sonsonate	0.2		
	Papaloate	2.16	Sociedad Hidroeléctrica Sensunapan S.A. DE C.V.	Hidroeléctrica
	Sensunapan	2.8		
	Borealis	12.5	Energía BOREALIS LTDA. de C.V	Térmica
	GECSA	12.5	GRUPO MIGUEL	
EEO	Ing. Chaparrastique	10	Ing. Chaparrastique S.A	Biomasa

Tabla 3.2.6

Demanda Máxima
(MW)

Año	AES*	CAESS	CLESA	EEO/DEUSEM
2011	663	400	160	124
2012	676	410	163	124
2013	688	420	166	125
2014	701	430	169	125
2015	713	439	171	125
2016	726	449	177	126
2017	738	459	177	126
2018	751	469	180	126
2019	763	479	183	126
2020	776	489	185	127
2021	788	500	188	127

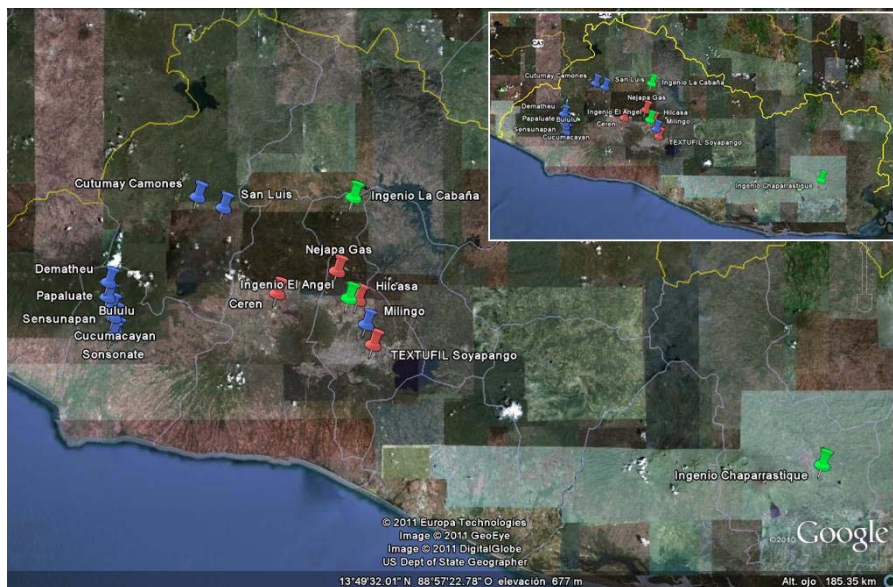
*Máxima Coincidental

Tabla 3.2.7

Fuente: Plan Multianual de Inversiones AES El Salvador 2012-2016.

1.3 GENERACION DISTRIBUIDA

Al sistema de distribución de energía de AES El Salvador se encuentran conectadas las siguientes plantas generadoras de potencia:



3.4 TIPOS DE GENERACIÓN

Mini centrales Hidroeléctricas:

La Compañía Eléctrica Cucumacayan S.A CECSA representa el 37.5% de las empresas que forman parte de la Generación Distribuida de AES. Toda su generación es a través de aprovechamientos hidroeléctricos en su mayoría en el río Sensunapan de Sonsonate donde CECSA cuenta con 3 Pequeñas hidroeléctricas siendo la más grandes de estas, la central Cucumacayan con una caída de 83 metros. CECSA también cuenta con dos centrales en Santa Ana y una en San Salvador en el río Acelhuate.

De las centrales que no pertenecen a CECSA dos pertenecen a la Compañía Hidroeléctrica Sensunapan ambas aprovechando el río Sensunapan y sus afluentes. Y la última pertenece a la sociedad DeMatheu y también se localiza en el río Sensunapan.

Biomasa:

AES Nejapa generará energía renovable a partir del gas metano emitido por el relleno sanitario en Nejapa. Usará el gas metano que desprende la basura bajo tierra, que es un componente perjudicial para el calentamiento global. Su capacidad instalada inicial será de 6 MW de energía renovable derivada de la captura y combustión del gas metano.

Ingenios Azucareros:

Los ingenios La cabaña y Chaparrastique (EEO) utilizan el calor producido por la combustión del bagazo de la caña de azúcar para generar vapor de agua a alta presión y utilizarlo en turbinas de vapor acopladas al generador síncrono.

Térmicas:

Las fabricas Textufil e Hilcasa a través de la cogeneración de vapor producen energía para su propia planta y venden su excedente a la red.

Así mismo, en la región Occidente en el valle San Andrés se encuentran instaladas dos plantas generadoras térmicas GECSA y Borealis.

3.5 GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOCALIZADA.

Como se puede observar en los capítulos anteriores, la Generación Distribuida aporta grandes beneficios en las redes eléctricas de distribución y tiene un impacto directo en las pérdidas técnicas de energía y el perfil de tensión del sistema.

Sin embargo, para que la Generación Distribuida aporte a la reducción de pérdidas técnicas de energía es muy importante su ubicación con respecto al centro de carga. En general, las pérdidas técnicas de energía se reducirán si la planta de generación (en este caso de tipo fotovoltaica o centrales hidroeléctricas) está ubicada cerca de los centros de carga (por ejemplo cabeceras departamentales o polos de desarrollo industrial) ya que se acortará el recorrido de la corriente eléctrica con respecto a las fuentes convencionales (subestaciones eléctricas de potencia).

En este sentido, para determinar la ubicación de los puntos de generación a evaluar se desarrolló un estudio de la demanda de las redes de distribución de AES El Salvador; identificando cuales son los principales centros de carga y polos de desarrollo. Además, se analizaron los circuitos de distribución y subtransmisión; identificando el nivel de pérdidas por circuito, cargabilidad en conductores, longitud y potencia de demandada.

El resultado de este estudio permitió focalizar los puntos de Generación Distribuida potenciales, a evaluar en función de su aporte a la reducción de pérdidas técnicas de energías del sistema.

En la Figura 3.5.1 se muestran las zonas de generación potenciales a evaluar como resultado de este estudio.

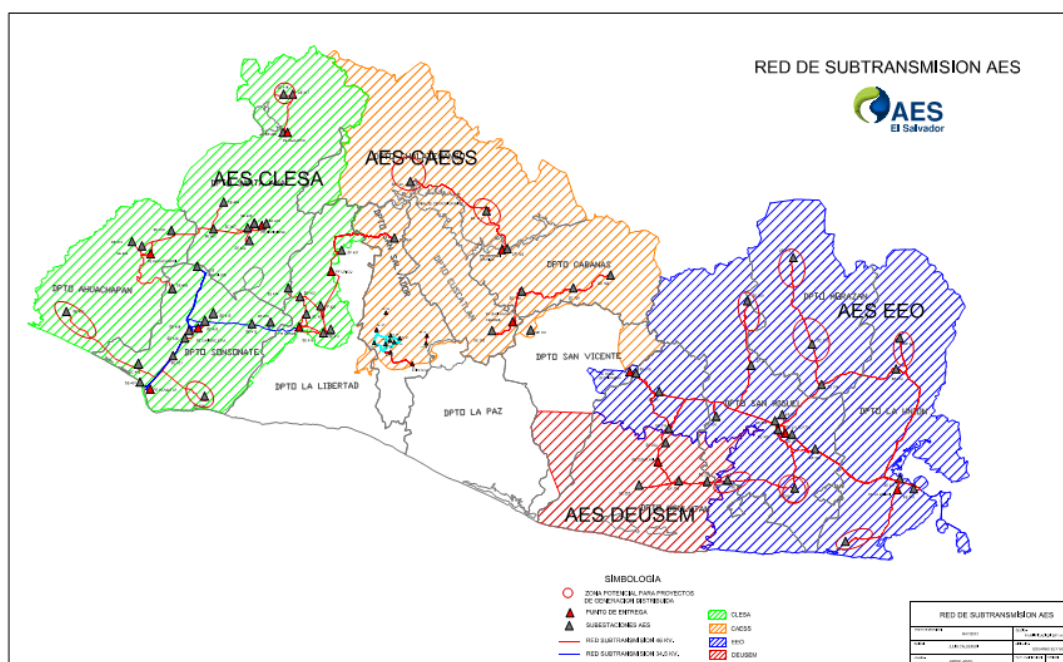


Figura 3.5.1

Este fue el punto de partida del análisis del presente documento de tesis, ya que luego se procedió a simular estos puntos de generación para determinar la ubicación y capacidad óptima de generación.

3.6 PERDIDAS TECNICAS DE ENERGIA – ESCENARIO BASE

Para la evaluación y monitoreo de los resultados de mitigación de gases de efecto invernadero de las iniciativas NAMAs que se desarrollarán en el presente documento, es muy importante definir el escenario base que servirá como referencia de análisis y punto de partida.

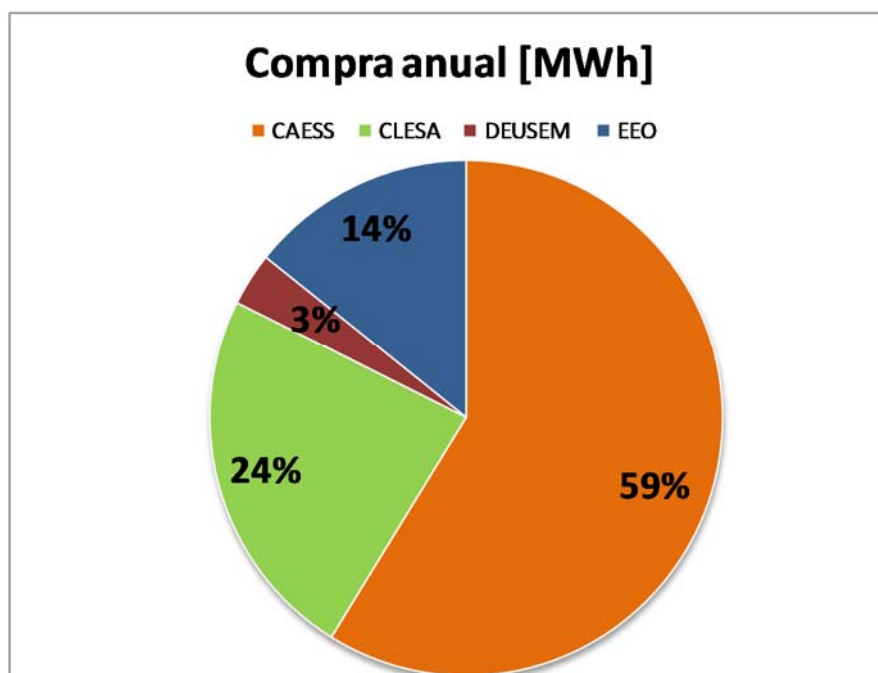
Como se describirá en capítulos posteriores los proyectos serán definidos en base a su impacto en reducción de pérdidas técnicas de energía en el sistema ya que esto se traduce en toneladas de CO₂ mitigadas al reducir la generación térmica contenida en la matriz energética del país. De acuerdo a esto, en el presente capítulo se describen los niveles de pérdida técnica de energía anual de las empresas de AES El Salvador, considerando para el presente estudio los resultados anuales del año 2012.

La tabla 3.6.1 presenta la perdida técnica por empresa.

Empresa	Perdida técnica anual [MWh]	Compra anual [MWh]	Perdida técnica anual [%]
CAESS	150,688	2,370,024	6.36%
CLESA	74,577	951,797	7.84%
DEUSEM	14,593	135,060	10.80%
EEO	55,432	574,417	9.65%
AES	295,289	4,031,298	7.32%

Tabla 3.6.1 - Perdida técnica por empresa

Como se puede ver en la tabla 3.6.1, la perdida técnica está directamente relacionada con los niveles de compra de energía y a su vez con la potencia demandada. CAESS que es la empresa distribuidora más grande (en función de la cantidad de usuarios y consumo de energía) del grupo AES es la empresa distribuidora con el nivel más alto en perdida técnica (150.69 GWh). Esto se confirma en la gráfica 3.6.1, donde se muestra que CAESS representa el 59% de la compra de energía de todo AES.



Grafica 3.6.1

Al comparar la perdida técnica con respecto a la compra anual de energía (% de pérdida técnica mostrado en la tabla 3.6.1) CAESS es la empresa con un porcentaje de perdida técnica

menor (6.36%) y DEUSEM es la empresa con un mayor porcentaje de pérdida técnica (10.80%). Esto se debe a las características propias de cada empresa:

CAESS:

- El área de cobertura de CAESS es en toda el área metropolitana del país (clientes urbanos) donde están conectados clientes industriales y comerciales de gran demanda, así como clientes residenciales urbanos con altos consumos de energía.
- Posee el menor porcentaje de clientes rurales con respecto al resto de Distribuidoras
- El nivel de tensión de las redes en media tensión de las zonas urbanas es 23 kV, únicamente en el centro de San salvador aún existen redes a 4.16 kV y en algunos circuitos rurales el nivel de tensión es 13.2 kV. A mayor nivel de tensión se producen menores pérdidas técnicas de energía.
- Las redes urbanas tienen la facilidad de distribuirse con circuitos de corta extensión minimizando la distancia desde la fuente o subestación de potencia hasta la carga o puntos de suministro
- Los calibres de conductor en la zona urbana son altos ya que han sido diseñados para ser capaces de realizar constantes transferencias de cargas entre circuitos, esto permite que la cargabilidad en los conductores sea baja minimizando las pérdidas técnicas de energía.

CLESA:

- Redes urbanas y rurales balanceadas, debido al aporte urbano de las cabeceras departamentales como Sonsonate y Santa Ana
- Red de distribución a 13.2 kV y red de subtransmisión a 34.5 kV y 46 kV para alimentar subestaciones de potencia y directamente a clientes industriales
- Solo existen calibres de conducto altos en zonas industriales.

EEO /DEUSEM:

- En su mayoría son redes rurales, únicamente las principales cabeceras departamentales como San Miguel, Usulután, La Unión y Santa Rosa de Lima son redes urbanas de mediana demanda.
- Red de distribución a 13.2 kV y red de subtransmisión a 46 kV para alimentar subestaciones de potencia y directamente a clientes industriales y únicamente la red urbana del municipio de San Miguel y Jocoro es a 23 kV (aproximadamente un 30% de toda la red de la empresa)
- Solo existen dos puntos de entrega de la empresa de transmisión ETESAL, lo que obliga a mantener extensos circuitos de distribución para poder alimentar las cargas en su mayoría rurales (circuitos de hasta 50 km de longitud).
- Redes rurales con bajos calibres de conductor aumentando las pérdidas técnicas de energía.

Ver ANEXO H pérdidas técnicas por departamento

CAPITULO IV: PORTAFOLIO DE PROYECTOS SOLAR FOTOVOLTAICOS

4.1.0 CONCEPTOS GENERALES SISTEMAS SOLAR FOTOVOLTAICA

4.1.1 DEFINICIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es un tipo de electricidad renovable obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o una deposición de metales sobre un sustrato llamado célula solar de película fina.

Este tipo de energía se usa para alimentar innumerables aparatos autónomos, para abastecer refugios o casas aisladas de la red eléctrica y para producir electricidad a gran escala a través de redes de distribución. Debido a la creciente demanda de energías renovables, la fabricación de células solares e instalaciones fotovoltaicas ha avanzado considerablemente en los últimos años.

Fotovoltaica

Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico en selenio en 1839. La eficiencia de conversión de eficiencia de las células de silicio "nuevos", desarrollado en 1958, fue del 11%, aunque el costo era prohibitivo (\$ 1000 / W). La primera aplicación práctica de células solares estaba en el espacio, donde el coste no es un obstáculo, ya que ninguna otra fuente de energía disponible. La investigación en los años 1960 resultó en el descubrimiento de otros materiales fotovoltaicos tales como arseniuro de galio (GaAs). Estos podrían operar a temperaturas más altas que el silicio pero eran mucho más caros.

La global capacidad instalada de energía fotovoltaica a finales de 2002 era de cerca de 2 GWp (Lysen, 2003). Células fotovoltaicas están hechas de semiconductores diferentes, que son materiales que son conductores sólo moderadamente bueno de la electricidad. Los materiales más comúnmente utilizados son el silicio (Si) y, los compuestos de sulfuro de cadmio (CdS) sulfuro cuproso (Cu₂S), y de arseniuro de galio (GaAs).

Las células de silicio amorfo se componen de átomos de silicio en una capa delgada homogénea en lugar de una estructura de cristal. El silicio amorfo absorbe la luz con mayor eficacia que el silicio cristalino, por lo que las células pueden ser más delgadas. Por esta razón, el silicio amorfo es también conocido como una película delgada de tecnología fotovoltaica. El silicio amorfo puede ser depositado sobre una amplia gama de sustratos, tanto rígidos y flexible, que lo hace ideal para superficies curvas y los módulos "plegables". Células amorfas son, sin embargo, menos eficaz de base cristalina de las células, con eficiencias típicas de alrededor de 6%, pero son más fáciles y por lo tanto más barato de producir. Su bajo costo hace ideales para muchas aplicaciones donde la alta eficiencia no se requiera y bajo costo es importante.

El silicio amorfo (a-Si) es una aleación cristalina de silicio e hidrógeno (alrededor 10%). Varias propiedades lo convierten en un material atractivo para las células delgadas películas solares:

1. El silicio es abundante y ambientalmente seguro.
2. El silicio amorfo absorbe la luz del sol muy bien, por lo que sólo una muy delgada capa activa de la célula solar es necesario (alrededor de 1 m en comparación con μm 100 o menos para las células solares cristalinas), para reducir las necesidades de material de células solares.
3. Las películas delgadas de a-Si puede ser depositado directamente sobre materiales de soporte de bajo costo, tales como vidrio, chapa de acero, o lámina de plástico

4.1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Ventajas de la energía solar fotovoltaica

- Es una fuente de energía renovable, sus recursos son ilimitados.

- Es una fuente de energía muy amigable con el medio ambiente, su producción no produce ninguna emisión.
- Los costos de operación son muy bajos.
- El mantenimiento es sencillo y de bajo costo.
- Los módulos tienen un periodo de vida hasta de 20 años.
- Se puede integrar en las estructuras de construcciones nuevas o existentes
- Se pueden hacer módulos de todos los tamaños.
- El transporte de todo el material es práctico.
- El costo disminuye a medida que la tecnología va avanzando.
- Es un sistema de aprovechamiento de energía idóneo para zonas donde no llega la electricidad.
- Los paneles fotovoltaicos son limpios y silenciosos

Desventajas de la energía solar fotovoltaica

- Los costos de instalación son altos, requiere de una gran inversión inicial.
- Los lugares donde hay mayor radiación solar, son lugares desérticos y alejados de las ciudades.
- Para recolectar energía solar a gran escala se requieren grandes extensiones de terreno.
- Falta de elementos almacenadores de energía económicos y fiables.
- Es una fuente de energía difusa, la luz solar es una energía relativamente de baja densidad.
- Posee ciertas limitaciones con respecto al consumo ya que no puede utilizarse más energía de la acumulada en períodos en donde no haya sol.

4.1.3 CLASIFICACIÓN TIPOS DE CELDAS FOTOVOLTAICAS

Tipos de celdas comunes en el mercado

- Silicio mono cristalino

- Silicio poli cristalino
- Silicio en cinta
- Silicio concentrador
- Silicio amorfo (incluyendo multicapas)
- Teluro de cadmio
- Película de silicio
- Etc.

4.1.4 COMPONENTES BÁSICOS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Panel solar: Es el componente encargado de captar y generar la energía eléctrica a partir de la radiación solar figura 4.1.4.1.



Figura 4.1.4.1 Imagen de celda solar fotovoltaica

Regulador de carga: Es el componente encargado de proporcionar la regulación de carga y descarga de las baterías figura 4.1.4.2.



Figura 4.1.4.2 Imagen de Regulador de carga

Batería: Es el componente encargado de adaptar en el tiempo la disponibilidad y la demanda de energía.

Inversor: Es el componente encargado de adaptar y trasladar la energía eléctrica generada a la carga AC figura 4.1.4.3.



Figura 4.1.4.3 Imagen de conexión de inversor

Sistemas Fotovoltaicos Autónomos

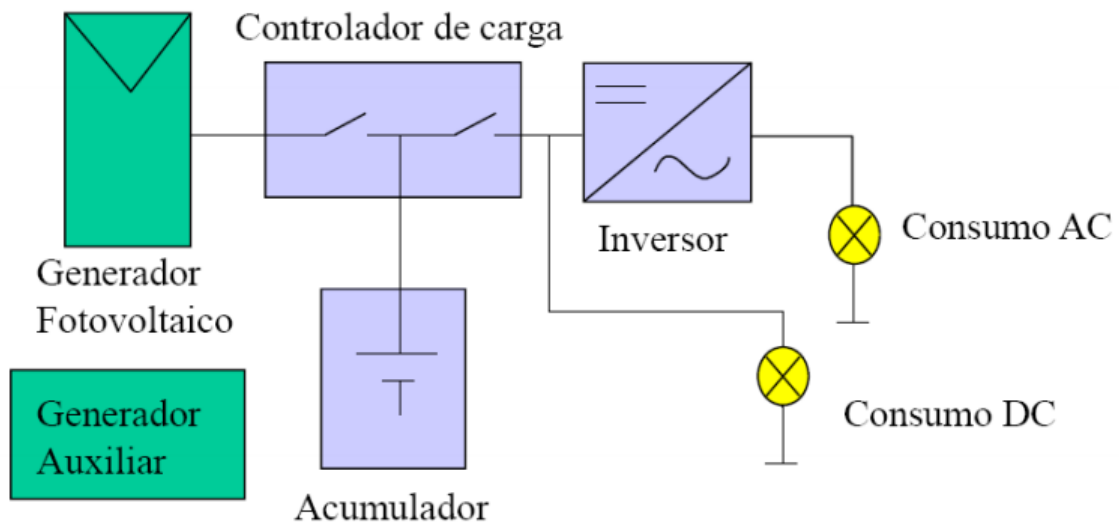


Figura 4.1.4.3 Diagrama típico de conexión de un generador fotovoltaico

En la figura 4.1.4.3 el sistema consiste en el generador fotovoltaico el cual es el encargado de convertir la energía solar en energía eléctrica el controlador de carga es quien entrega la energía y modula la carga al acumulador, finalmente se encuentra el inversor el cual proporcionara la energía sea esta AC o DC para dichos fines

Energía fotovoltaica aplicaciones terrestres

- Aplicaciones autónomas o aisladas
- Aplicaciones aplicadas a la red

Aplicaciones aplicadas a la red figura 4.1.4.4

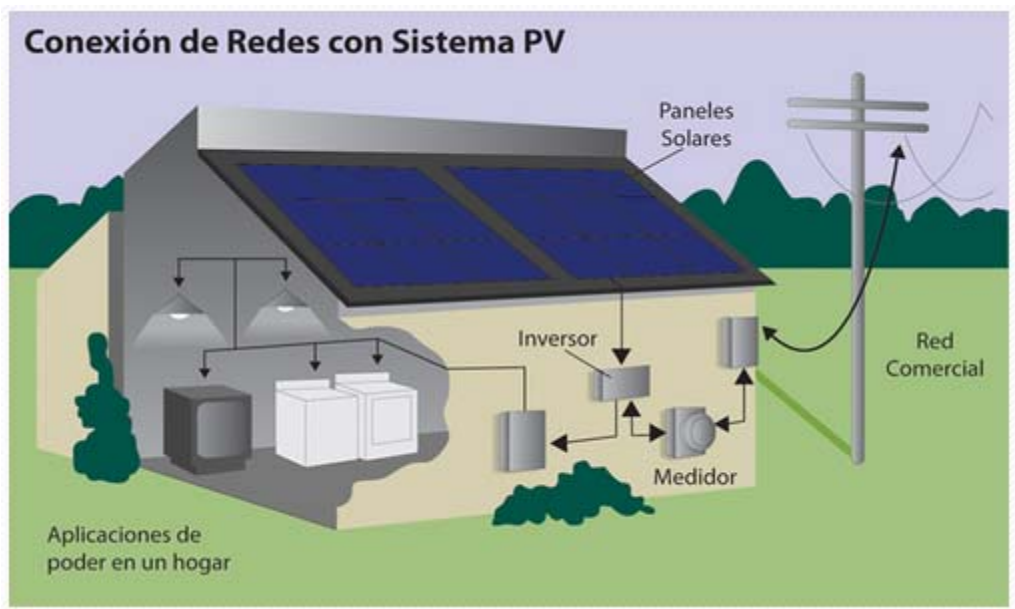


Figura 4.1.4.4 Esquema típico de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

Estos sistemas con banco de baterías inyectan la energía solar extra a la red y respaldan cuando la red comercial se cae. La cantidad de energía de respaldo depende del tamaño del banco de baterías y las cargas eléctricas.

- a) Centrales fotovoltaicas
- b) Integración a edificios (complementos de iluminarias)
- c) Parqueos vehiculares en centros comerciales

4.1.5 CONSIDERACIÓN DE CONEXIONES DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED

Se conoce que la energías renovables son unas de las oportunidades energéticas y por efecto la reducción de las emanaciones de CO₂, sin embargo existen algunos problemas, al conectar fuentes de energía inestables como solar FV y eólica, pues esta depende de la naturaleza de la misma el recurso natural puede ser muy variable en algunos casos, (el recurso depende del clima, del sol) para El Salvador tenemos aproximadamente 6 horas efectivas de radiación solar Esas energías son clasificadas como fuentes de energía inestables, debido a que su generación es intermitente.

Unas de los problemas característicos de estas fuentes energía inestables, tal es el caso de energía solar Fotovoltaica se menciona.

- Permisos para la conexión a las redes eléctricas
- Operación del sistema fotovoltaico en la red de distribución
- Calidad de energía entregada a la red de distribución

4.1.6 PERMISOS PARA LA CONEXIÓN A LAS REDES ELÉCTRICAS

Los pequeños proyectos de energía solar FV en El Salvador son comúnmente conectados a las redes de distribución de Baja Tensión (BT) en los niveles de voltajes menores a 600 V. En forma concentrada, los proyectos solares FV son conectados a las redes de distribución en los niveles de Media Tensión de 13.2 kV, 23 kV y 46 KV.

La norma técnica de la interconexión de la SIGET permite la conexión de estos proyectos a cualquiera de las redes (de transmisión y distribución) pero cuando se trata de pequeños generadores de energía solar FV (de hasta 20 MW) la compañía distribuidora puede modificar y adaptar sus instalaciones para la conexión.

De acuerdo a la normativa técnica de interconexión de la SIGET, no existe ningún problema en la normativa vigente en relación a los permisos para la conexión a las redes eléctricas.

4.1.7 OPERACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Participación del Sistema Fotovoltaico en la Generación Distribuida

Las tecnologías utilizadas en generación solar FV se basan en inversores estáticos. Estas tecnologías están programadas para producir sólo potencia activa cuando se interconectan, operando con un factor de potencia unitario. La tecnología de inversores basadas en Transistores Bipolares de Compuerta Aislada (Insulated Gate Bipolar Transistor,

IGBT) ha evolucionado en sistemas de conmutación que son capaces de controlar el factor de potencia y limitar la inyección de armónicos; de no ser así estos pueden presentar pérdidas eléctricas dentro de la Generación Distribuida ; Por lo tanto, es necesario definir normativas que contemplen el tamaño (potencia) de los generadores solares FV a ser conectadas a las redes de distribución para evitar un incremento en las pérdidas eléctricas.

Eventos no deseados en la operación de un sistema fotovoltaico.

Unas de las practicas que deben de evitarse son las formaciones de “Islas”, el concepto de islas es referidas al aislamiento de un sistema de generación de energía eléctrica con respecto a la red, la perdida de sincronismo entre el generador y la red ocasionaría perturbaciones, saliendo afectado aquellos generadores de pequeña participación (BT), para el caso de un generador fotovoltaico se pondría en riesgo al equipo asumiendo altos costos para su reactivación en caso de daño.

Por tanto, se requiere la implementación de un sistema de protecciones y seguridad, como el monitoreo de sus voltajes máximos y mínimos, frecuencia, corrientes, entre otros.

Uno de los eventos no deseados son las variaciones de las corrientes o los “flicker”, esto debido a la salida repentina de los generadores; La norma técnica de calidad de la SIGET define el valor máximo en la perceptibilidad de flicker a corto plazo (conocido como Pst) en 1 para los nodos de MT y BT.

Calidad

La Norma técnica de calidad de la SIGET define las máximas desviaciones del voltaje en MT para la zona urbana: $\pm 6\%$, zona rural: $\pm 7\%$ y sistema aislado: $\pm 8.5\%$, y en BT para la zona urbana: $\pm 7\%$, zona rural: $\pm 8\%$ y sistema aislado: $\pm 8.5\%$.

Existen normas técnicas vigentes para el flicker de voltaje, pero es necesario definir las responsabilidades de tales emisiones en conexiones a BT.

Presencia de Armónicos

La Norma técnica de calidad de la SIGET define la máxima de distorsión armónica de voltaje y corriente en las barras o nodos en 8% y 20%, respectivamente.

Existen normas técnicas vigentes limitando la distorsión armónica en las redes eléctricas, pero es necesario revisar los límites actuales para la conexión en BT para evitar daños en los equipos de las instalaciones eléctricas de los usuarios finales.

Actividades de mantenimientos

En los sistemas fotovoltaicos que están conectados a la red, la norma técnica para la interconexión de la SIGET establece que es necesario cumplir con las normas técnicas y de seguridad para poder realizar las actividades de mantenimiento, con el fin de no generar perturbaciones y fallas en el mismo equipo, salvaguardando el bien estar del personal.

4.2.0 PLANTEAMIENTOS DE PROYECTO SOLAR FOTOVOLTAICOS

Como parte de la propuestas de generación de energía eléctrica se ha realizados estudios previos en El Salvador, dichos estudios realizado por el SWERA han demostrado que El Salvador tiene un potencial favorable como un Máximo de 5.40 KWh/m²/día, y un mínimo de 4.20 KWh/m²/día, en distintos puntos del país tenemos esta potencia que será aprovechado para fines energéticos a la red de distribución eléctrica. Figura 4.2.0.1

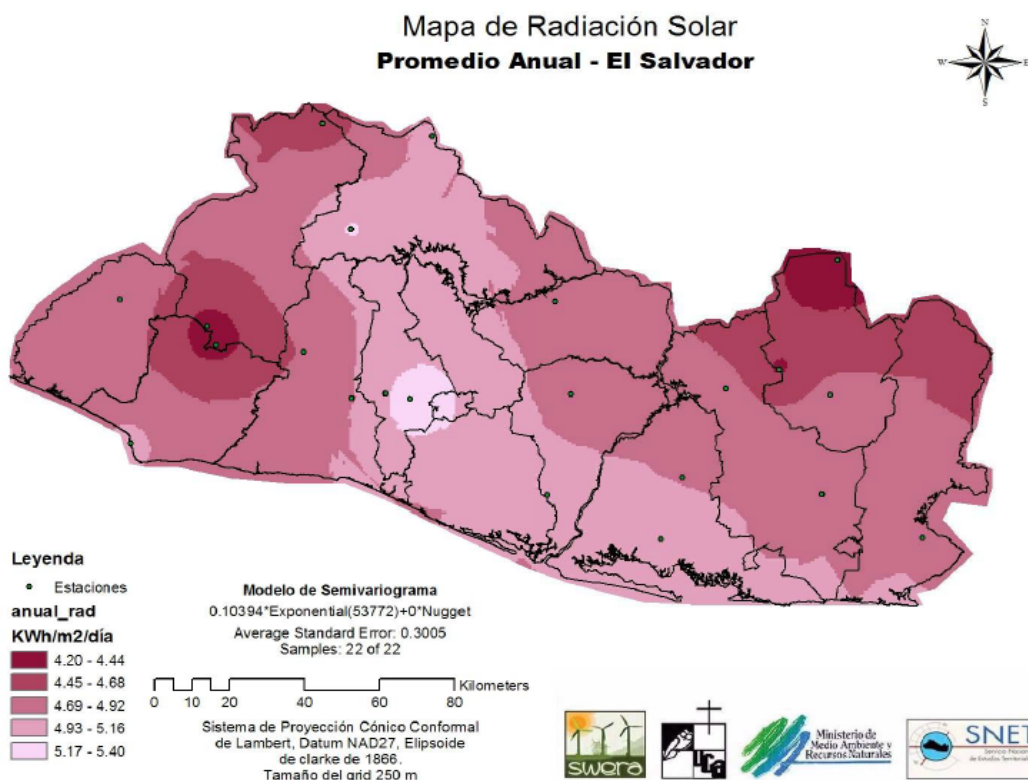


Figura 4.2.0.1

Este documento fue con la participación de ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN), Universidad Centroamericana José Simeón Cañas (UCA) y Servicios Nacionales de Estudios Territoriales (SNET) San Salvador, El Salvador Octubre 2005

El país tiene se tienen numerosas pérdidas de potencia en la red de distribución eléctrica, debido a que esta recorre grandes distancias, las sub estaciones de distribución están muy lejos con respecto a los puntos de demanda, transformadores en malas condiciones, tecnología obsoletos, etc. Es en este punto donde se plantea un portafolio de Generación Distribuida de energía eléctrica con el recurso solar presentándose los siguientes proyectos:

- 1) Proyecto de generación fotovoltaica de 1MW en Ahuachapán
- 2) Proyecto de generación fotovoltaica de 1.5 MW en Chalatenango etapa 1
- 3) Proyecto de generación fotovoltaica de 1.5 MW en Chalatenango etapa 2
- 4) Proyecto de generación fotovoltaica de 500KW en Metapan
- 5) Proyecto de generación fotovoltaica de 1.5 MW en Sonsonate
- 6) Proyecto de generación fotovoltaica de 1.5 MW en San Miguel
- 7) Proyecto de generación fotovoltaica de 1MW en Usulután etapa

- 8) Proyecto de generación fotovoltaica de 1MW en Morazán etapa 1
- 9) Proyecto de generación fotovoltaica de 1.5 MW en Morazán etapa 2
- 10) Proyecto de generación fotovoltaica de 500KW en Morazán etapa 3
- 11) Proyecto de generación fotovoltaica de 1MW en la Unión etapa 1
- 12) Proyecto de generación fotovoltaica de 1MW en la Unión etapa 2

4.3.0 CONSIDERACIONES UTILIZADAS PARA ELABORACION DEL PORTAFOLIO DE LOS PROYECTOS DE ENERGIA FOTOVOLTAICAS

Para establecer el dimensionamiento se ha considerado las siguientes asunciones:

Inversores:

Para nuestros casos de estudios los inversores a utilizar serán de una Central inverters 500 kW TL PLUS, con capacidad 500 KW, rango de voltaje de entrada 450 – 900 V DC, dimensiones del panel eléctrico 2246 X 2286 X 1260 mm

Central inverters 500 kW TL PLUS

Módulos fotovoltaicos

Los módulos a utilizar será de la marca BIOENERGY, tipo Policristalinos con una potencia de 280 KW, tensión máxima de 36.6 volt, corriente máxima de 7.66 A, rendimiento del 90% para los primeros 10 Años

4.4.0 .PROCEDIMIENTO PARA DIMENSIONAR PROYECTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

De acuerdo al apartado 4.2.1 las consideraciones de los equipos y los procedimientos para el cálculo para de un inversor de 500 KW con un rango de voltaje de entrada 310 – 600 Volt para ello se calcula la cantidad de módulos que necesitaremos, para un proyecto Solar Fotovoltaico de 500 KW tenemos:

Calculo de instalación

Numero de módulos se define como la relación entre potencia total / potencia de los módulos, por tanto se tiene que ecuación 4.4.0.1

$$\text{Numeros de modulos} = \frac{\text{Potencia de la planta fotovoltaica}}{\text{Potencia total para el modulo fotovoltaivo}}$$

Ecuación 4.4.0.1

$$\text{Numeros de modulos} = \frac{500,000 \text{ watts}}{280 \text{ watts}} = 1,786$$

Ecuación 4.4.0.1

El número de paneles para nuestros cálculos son 1,786 módulos; sin embargo serán redondearemos a 1,800 módulos para fines de los arreglos en el dimensiones del montaje.

Debemos conocer el arreglo en serie, por lo que se tendrá presente el rango de trabajo del inversor los cuales son:

Voltaje mínimo del inversor: 450 Volt

Voltaje máximo del Inversor: 900 Volt

El arreglo en serie está definido como la relación de voltaje del inversor entre el voltaje de régimen del módulo; por tanto conoceremos el rango del arreglo en serie para nuestro caso la ecuación 4.4.0.2:

$$\text{Arreglo en serie Minimo} = \frac{\text{Voltaje minimo del Inversor}}{\text{Voltaje de Régimen del Módulo}}$$

Ecuación 4.4.0.2

$$\text{Arreglo en serie Minimo} = \frac{450 \text{ Volt}}{36.6 \text{ Volt}} = 12.30 \text{ unidades} \approx 13 \text{ Unidades}$$

$$\text{Arreglo en serie Maximo} = \frac{\text{Voltaje Maximo del Inversor}}{\text{Voltaje de Régimen del Módulo}}$$

Ecuación 4.4.0.3

$$\text{Arreglo en serie Minimo} = \frac{900 \text{ Volt}}{36.6 \text{ Volt}} = 24.59 \text{ unidades} \approx 25 \text{ Unidades}$$

El arreglo en serie es de 13 a 25 unidades; se tomaran un arreglo en serie de 25 unidades las unidades en paralelos se define en la ecuación 4.4.0.1 como:

$$\text{Arreglo en paralelo} = \frac{\text{Nuemro de Modulos}}{\text{numero de los arreglos en serie}}$$

Ecuación 4.4.0.3

$$\text{Arreglo en paralelo} = \frac{1,800}{25} = 72.00 \text{ unidades}$$

Potencia Total del Proyecto

$$= \text{Numero de Unidades} \times \text{Potencia del modulo fotovoltaico}$$

Ecuación 4.4.0.3

$$\text{Potencia Total del proyecto} = 1800 \text{ unidades} \times 280 \text{ Watts} = 504 \text{ KW}$$

A partir del resultado anterior la tabla 4.4.0.1 se propondrá tener múltiplos obtener las potencias deseadas

Clasificación de los proyectos	Factor a Multiplicar
500 KW	1
1 MW	2
1.5 MW	3
2.0 MW	4
2.5 MW	5

Tabla 4.4.0.1

4.5.0 FACTIBILIDAD DE INTERCONEXION DE PROYECTOS SOLAR FOTOVOLTAICOS

La factibilidad de los proyectos Solar Fotovoltaico presentado en el ANEXO B se obtuvo mediante el siguiente procedimiento:

1. Haciendo uso del mapa de demandas que se presenta a en la figura 4.5.0.1 y Google Earth, se evalúa la instalación de los proyectos solar fotovoltaicos

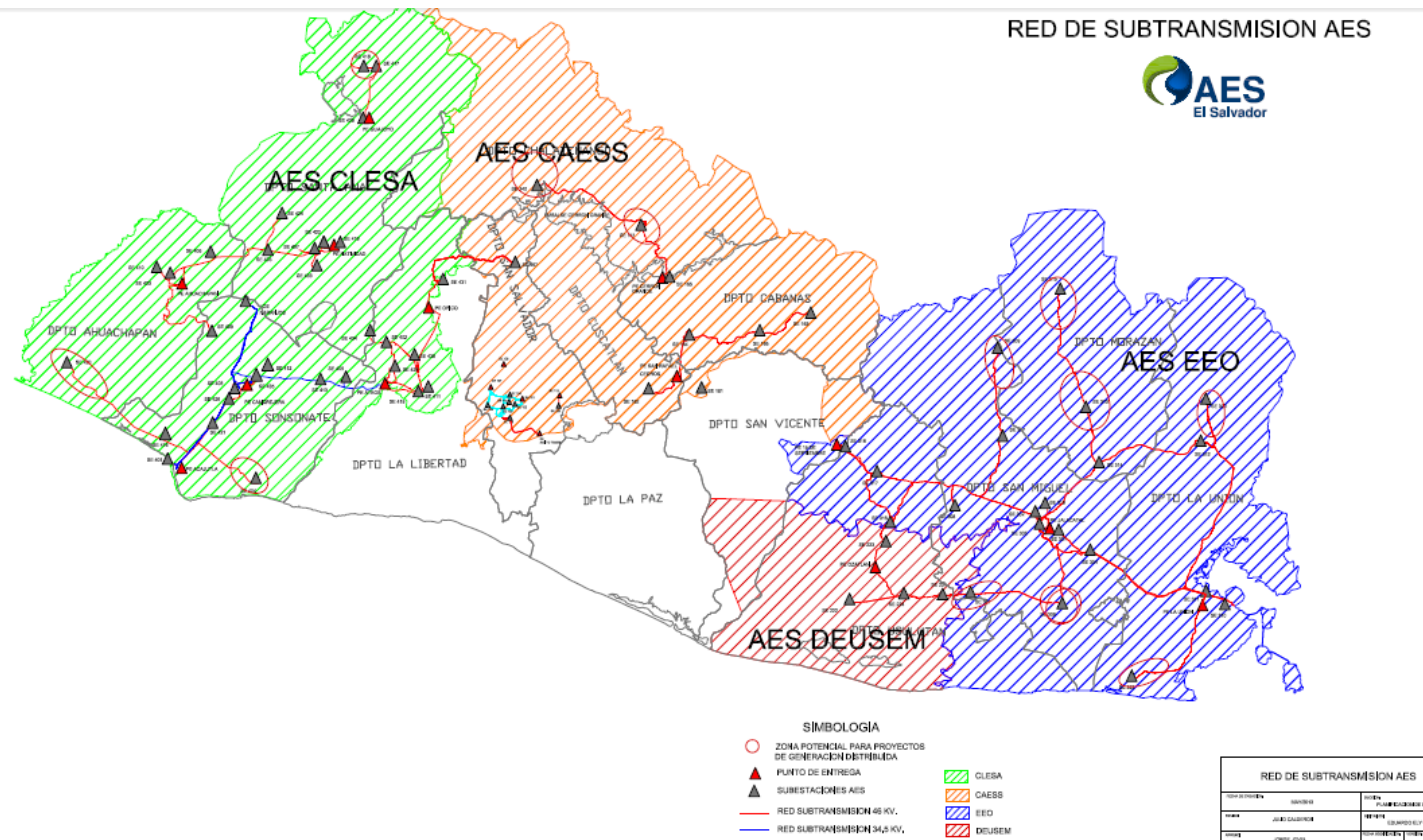


FIGURA 4.5.0.1 (Este detalle se podrá apreciar en el ANEXO B).

Una vez identificados los puntos de demanda se procede a identificar el terreno más cercano a las subestaciones mostradas en el mapa de demandas, en el que se ubicara el campo fotovoltaico, verificando que el terreno sea el más adecuado y accesible, este tendrá una área definida de acuerdo a la generación de la misma, por lo que se mencionan los proyectos fotovoltaicos a continuación

2. Identificar el circuito al que se conectara el generador fotovoltaico, para esto se tomó como referencia el mapa de la figura 4.5.0.1. Haciendo uso del software de simulación Windmil se identifica el circuito más cercano al que es factible la interconexión.
3. Ubicado en terreno, subestación, circuito de distribución, se utiliza la herramienta de Google Earth para medir la distancia entre el cuarto de equipos del proyecto y el punto de interconexión.

La Tabla 4.5.0.1 Se presenta un resumen del levantamiento de datos obtenidos mediante el procedimiento de factibilidad de interconexión para cada proyecto Solar Fotovoltaico.

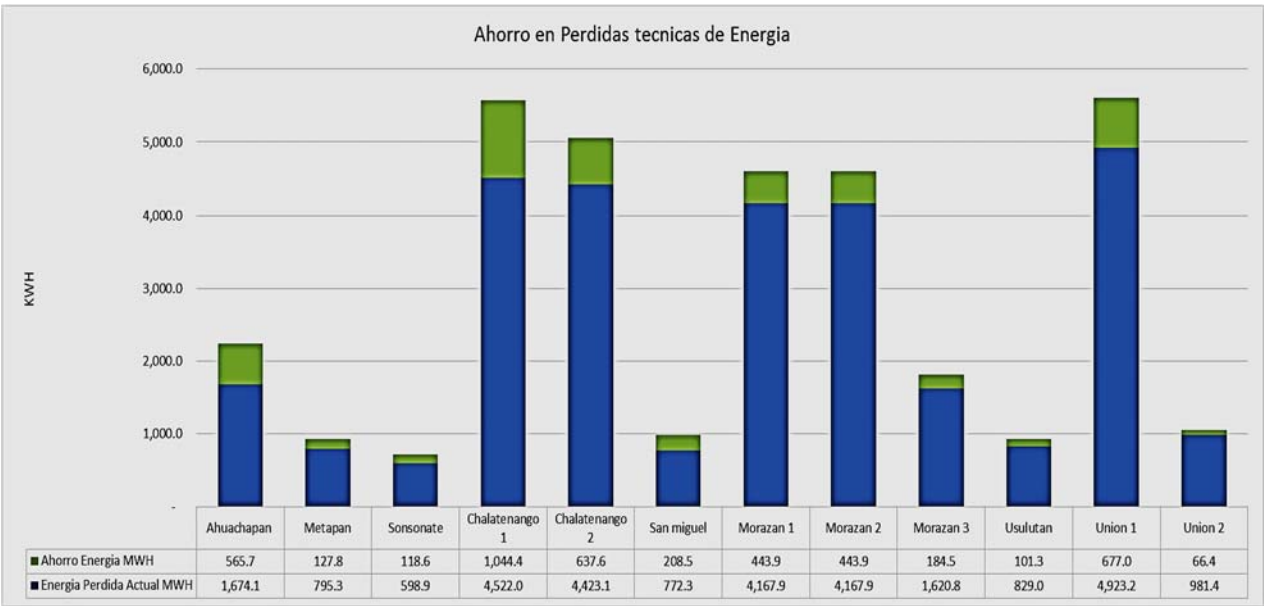
DISTRIBUIDORA	SUBESTACION	NUMERO DE CIRCUITO	NOMBRE DEL PROYECTO	DISTANCIA INTERCONEXION m	CALIBRES
CLESA	ACAJUTLA NAVARRETE	420-1-11	AHUACHAPÁN	160	3 HILOS 2ACSR
CLESA	METAPAN URBANO	418-1-11	METAPAN	300	3 HILOS 2ACSR
CLESA	APANCOYO	13-4-81	SONSONATE	300	3 HILOS 2ACSR
CAESS	CERRON GRANDE	17-4-81	CHALATENAN GO 1	160	3 HILOS 2ACSR
CAESS	CERRON GRANDE	17-4-82	CHALATENAN GO 2	200	3 HILOS 2ACSR
EEO	JALACATAL	34-4-85	SAN MIGUEL	130	3 HILOS 2ACSR
EEO	JALACATAL	314-4-12	MORAZÁN 1	140	3 HILOS 2ACSR
EEO	JALACATAL	314-4-12	MORAZÁN 2	100	3 HILOS 2ACSR
EEO	JALACATAL	315-4-12	MORAZÁN 3	100	3 HILOS 2ACSR
EEO	TRANSITO	321-1-41	USULUTÁN	100	3 HILOS 2ACSR
EEO	LAUNION	323-1-41	LA UNIÓN 1	80	3 HILOS 2ACSR
EEO	ANAMOROS	320-1-42	LA UNIÓN 2	80	3 HILOS 2ACSR

La Tabla 4.5.0.1

4.6.0 SIMULACION DE PROYECTOS Y RESULTADOS OBTENIDOS

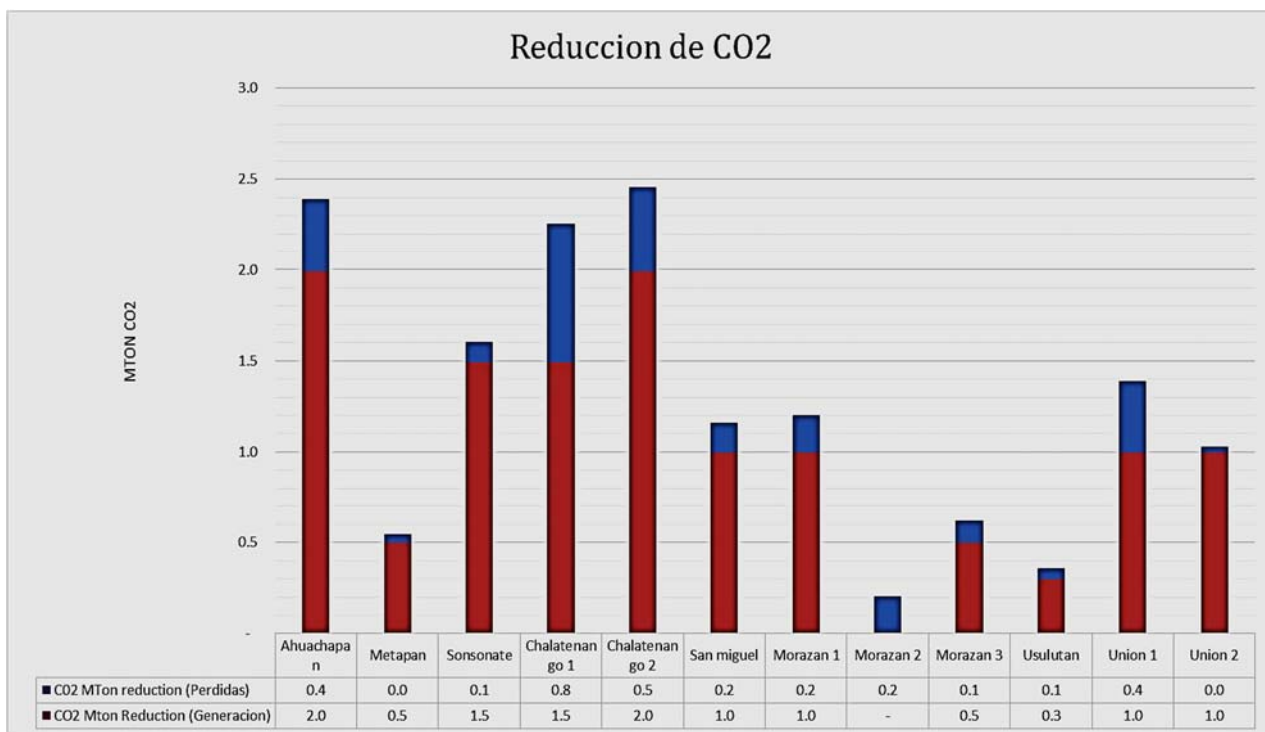
Para la simulación de portafolio de proyectos solar fotovoltaicos contenidos en el ANEXO B, se utilizó el programa Windmil, el proceso se describe en el capítulo 1 literal 1.5.3 y 1.5.4. Además fue necesario levantamiento de datos de línea de interconexión, que se encuentra descrito en el ítem 4.3.0.

El resultado de la simulación se presenta el ahorro en pérdidas técnicas de energía se presenta en la gráfica 4.6.0.1



Gráfica 4.6.0.1

Las pérdidas actuales se representan en color azul, con este grafico nos deja un precedente antes de proponer nuevas tecnologías o mejoras en el sistema, por otra parte también se observa que al implementar los sistemas fotovoltaicos los cuales son representado por el color verde, presentan un ahorro para cada proyecto fotovoltaico, en los departamentos donde serán implementado así mismo se obtendrá reducciones en las toneladas de CO2 como se representa en la gráfica 4.6.0.1 el impacto en la reducción de las toneladas de CO2



Gráfica 4.6.0.2

El impacto en la reducción en las Toneladas de CO₂, en la participación de la tecnología fotovoltaica es mostrado en la gráfica 4.6.0.2; en donde el color azul representa la reducción de las pérdidas de emisiones de CO₂ por las pérdidas técnicas y las barras rojas muestran la reducción de CO₂ por generación.

Dentro de los resultados de la simulación de los proyectos, se puede mencionar que que la capacidad de los proyectos podría estar entre 1000 y 7000 KW, lo cual el único que lo restringe es la disponibilidad del terreno, el detalle de esta simulación se muestra en el ANEXO C

La capacidad de los proyectos fue ajustada para satisfacer los siguientes aspectos:

1. Suplir el total o gran parte de la demanda del circuito de interconexión.
2. Verificar que el generador no cause problemas de sobre voltajes en el circuito de interconexión, se verifica tanto en demanda máxima como en mínima.

Ajusta la capacidad del generador fotovoltaico para obtener reducciones de pérdidas técnicas en el circuito de interconexión.

Tabla 4.6.0.1 Resumen de resultados de proyectos fotovoltaicos

RESULTADOS DE SIMULACION PROYECTOS PCH										
NOMBRE PROYECTO	CAPACIDAD DE GENERACION OPTIMA KW	DEMANDA DEL CIRCUITO	PERDIDA ACTUAL KW	PERDIDA CON PROYECTO KW	DIFERENCIA DE REDUCCION PERDIDA KW	ENERGIA MWH/AÑO	AHORRO EN PERDIDAS \$/AÑO	REDUCCION CO2 - PERDIDAS MTON/AÑO	ENERGIA GENERADA MWH/AÑO	REDUCCION CO2 - GENERACION MTON/AÑO
AHUACHAPAN	2,000	2597	290	192	98	565.7	\$ 101,833	0.4	2,803.2	2.0
METAPAN	500	1721	112	94	18	67.8	\$ 12,204	0.0	700.8	0.5
SONSONATE	1,500	1860	207	166	41	154.4	\$ 27,799	0.1	2,102.4	1.5
CHALATENANGO 1	1,500	1663	1234	949	285	1,073.5	\$ 193,237	0.8	2,102.4	1.5
CHALATENANGO 2	2,000	2320	1207	1033	174	655.4	\$ 117,976	0.5	2,803.2	2.0
SAN MIGUEL	1,000	1165	226	165	61	229.8	\$ 41,359	0.2	1,401.6	1.0
MORAZAN 1	1,000	4335	723	646	77	290.0	\$ 52,208	0.2	1,401.6	1.0
MORAZAN 2						-	\$ -	-	-	-
MORAZAN 3	500	308	404	358	46	173.3	\$ 31,189	0.1	700.8	0.5
USULUTAN	300	385	180	158	22	82.9	\$ 14,917	0.1	420.5	0.3
LA UNION 1	1,000	1667	1069	922	147	553.7	\$ 99,670	0.4	1,401.6	1.0
LA UNION 2	1,000	26452	192	179	13	49.0	\$ 8,814	0.0	1,401.6	1.0
TOTAL	12,300					3895.6	\$701,206.00	2.77	\$17,239.68	12.24

Del cuadro anterior se muestra los proyectos del portafolio fotovoltaico, con sus respectivos ahorros en energía por perdida técnica junto al su reducción de CO2, como también el aporte que se pretende obtener al implementar este portafolio

4.7.0 COSTOS DE INVERSION DE PROYECTOS SOLAR FOTOVOLTAICOS

Los costos totales de un sistema fotovoltaico en el mes de junio 2011 están en un rango comprendido entre US\$3300/KW y US\$5,800/KW. De acuerdo con el reporte del IEC (International Electrotechnical Commission), los precios del mercado spot actuales para los módulos FV, están entre US\$ 1.80/Wp y US\$ 2.27/Wp para los módulos cristalinos y entre US\$ 1.37/Wp y US\$ 1.65/Wp para los módulos de capa delgada. Los precios sin embargo, varían significativamente entre los mercados. En este estudio se utilizara US\$3300/KW para estimar el costo de inversión de los proyectos Solar Fotovoltaico.

En la Tabla 6.4 se observa los porcentajes de cómo se divide los costos de inversión para los principales componentes de un sistema fotovoltaico, siendo el mayor el costo de sistema generador de paneles, cabe destacar que el valor de estos equipos variable y con tendencia a reducirse.

Los resultados de los costos de inversión para los proyectos solar fotovoltaicos analizados en este documento se muestran en la Tabla 4.6.0.2

NOMBRE PROYECTO	CAPACIDAD DE GENERACION OPTIMA KW	COSTO DE INVERSION	DISTANCIA DE LINEA DE INTERCONEXION (M)	COSTO UNITARIO LINEA INTERCONEXION 3H AWG2/KM	SUBTOTAL INTERCONEXION	TOTAL INVERSION
AHUACHAPAN	2000	\$11600,000.00	160	\$ 50,000.00	\$ 8,000.00	\$ 11608,000.00
METAPAN	500	\$2900,000.00	300	\$ 50,000.00	\$ 15,000.00	\$ 2915,000.00
SONSONATE	1500	\$8700,000.00	300	\$ 50,000.00	\$ 15,000.00	\$ 8715,000.00
CHALATENANGO 1	1500	\$8700,000.00	160	\$ 50,000.00	\$ 8,000.00	\$ 8708,000.00
CHALATENANGO 2	2000	\$11600,000.00	200	\$ 50,000.00	\$ 10,000.00	\$ 11610,000.00
SAN MIGUEL	1000	\$5800,000.00	130	\$ 50,000.00	\$ 6,500.00	\$ 5806,500.00
MORAZAN 1&2	1000	\$5800,000.00	240	\$ 50,000.00	\$ 12,000.00	\$ 5812,000.00
MORAZAN 3	500	\$2900,000.00	100	\$ 50,000.00	\$ 5,000.00	\$ 2905,000.00
USULUTAN	300	\$1740,000.00	100	\$ 50,000.00	\$ 5,000.00	\$ 1745,000.00
UNION 1	1000	\$5800,000.00	80	\$ 50,000.00	\$ 4,000.00	\$ 5804,000.00
UNION 2	1000	\$5800,000.00	80	\$ 50,000.00	\$ 4,000.00	\$ 5804,000.00

Tabla 4.6.0.2 Resumen de costo de inversión proyectos Solar Fotovoltaicos.

El costo unitario por de línea de interconexión por km se tomó de la Figura 5.5.0 se Tabla extraída de Plan Maestro de energía renovable de El Salvador.

CAPITULO V: PORTAFOLIO DE PROYECTOS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

5.1.0 CONCEPTOS GENERALES DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

5.1.1 ENERGIA HIDRAULICA

La energía hidráulica tiene como fuente la energía potencial del agua que está a cierta altura. Esta se transforma en energía mecánica al pasar por una turbina y posteriormente en energía eléctrica por medio de un generador.

La energía hidráulica se ha usado durante años para obtención mecánica, como para producir energía eléctrica. Las ventajas que presenta este tipo de aprovechamiento energético son, su bajo costo de generación, bajo costo de mantenimiento, no requiere abastecimiento de combustibles, no presenta problemas de contaminación, puede compatibilizarse con el uso del agua para otros fines, y una larga vida útil. Tiene limitaciones en cuanto a la disponibilidad de los recursos hidráulicos, dependencia de factores meteorológicos y estacionales, además se requiere de una importante inversión, considerando las obras civiles e instalaciones.

5.1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Ventajas de una Pequeñas Centrales Hidroeléctricas son:

- Soluciona problemas de costos altos y dificultades en el abastecimiento de combustible. Usa tecnología de fácil adaptación y manejo. El agua permite generar energía eléctrica de una manera más limpia si la comparamos con el carbón, el gas, el combustóleo y el uranio utilizado en las centrales nucleares.

Una hidroeléctrica se puede poner en operación rápidamente y ofrece una mayor capacidad de generación de energía e implementar proyector de Generación Distribuida.

- Tiene un reducido costo de operación y mantenimiento.
- Genera bajo impacto ambiental.
- Cuenta con una larga vida útil.
- El agua utilizada, puede ser empleada para otros fines, (por ejemplo riego o acueductos rurales), mejorando, las opciones de inversión.

Desventajas de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas S son:

- Presenta una elevada inversión inicial por kilovatio instalado.
- Requiere de estudios costosos con relación a la inversión total.
- La producción de energía está afectada por las condiciones meteorológicas estacionales.

5.1.3 CLASIFICACION DE LA CENTRALES HIDROELECTRICAS

La clasificación de las centrales hidroeléctricas es convencional y relativa según las posibilidades hidroeléctricas de cada país o región. Es por eso que existen varias formas de clasificarse. Las clasificaciones pueden ser: según altura neta del salto de agua, con embalse, de agua fluyente, de acumulación o bombeo, según su potencia instalada entre otras.

Para el caso de este trabajo, se utilizara el rango de clasificación de acuerdo al tamaño o potencia de los generadores hidroeléctricos de la siguiente forma:

- Nano Vattios hasta 1 KW
- Pico 1 KW hasta 10 KW
- Micro 10 KW hasta 50 KW
- Mini 50 KW hasta 1000 KW
- Pequeñas 1 MW hasta 5 MW

- Mediana 5 MW hasta 30 MW
- Grande Arriba de 30 MW

Para el análisis se utilizara el rango de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, las cuales se limitar a proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas 1MW hasta 5MW.

5.1.4 ANTECEDENTES DEGENERACIÓN DE PEQUEÑAS PLANTAS HIDROELÉCTRICAS EN EL SALVADOR.

En El Salvador, las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas han jugado un papel importante en el factor demanda de energía en nuestro país, ya que antes del año 1951, en que inician su operación las grandes centrales hidroeléctricas, fueron éstas las encargadas de suplir la carga ya instalada en el país.

El caso más palpable puede ser el de la Compañía Eléctrica de Cucumacayán, S.A. que en el año de 1936, en que fue puesta en línea su central, con 2 MW de potencia, era considerada como una de las más grandes de Centroamérica en su categoría, la cual proporcionaba energía a las zonas de Sonsonate, Acajutla, Santa Ana, los municipios de Armenia, Ateos y una parte de la Zona de San Salvador.

Cabe mencionar que desde principios de siglo se han construido varias Pequeñas Centrales Hidroeléctricas las cuales, han ayudado a suplir la demanda de energía, pero la construcción de éstas, experimentó un estancamiento, debido a una serie de problemas, tales como: Leyes que no fomentaron su utilización, falta de financiamiento adecuado para su construcción, un desconocimiento del potencial que pueden aportar, apreciación subjetiva de que su contribución energética al mercado no es significativa y costos de operación elevados. Pero esta serie de problemas, con el tiempo se han solucionado, por lo que ahora cuando la demanda de energía es mayor y creciente, es el momento de explotar el recurso de los pequeños ríos cuyas evaluaciones económicas resulten atractivas.

5.1.5 CONSIDERACIONES DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS CONECTADAS A LA RED.

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas tienen una variación de generación de energía debido a las condiciones impuestas por el comportamiento de las fuentes fluviales, pero es posible suministrar una energía estable a las redes en las épocas de lluvia.

A continuación se describen los aspectos y consideraciones Pequeñas Centrales Hidroeléctricas cuando se conectan a la red.

Permisos para la conexión a las redes eléctricas

En El Salvador los proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas hasta 20 MW son usualmente conectados a las redes de transmisión y distribución en Media Tensión (MT), en los niveles de 13,2 kV, 23 kV y 46 kV. La norma técnica de interconexión de la SIGET permite la conexión a cualquiera de las redes de transmisión y distribución, y para el caso de los pequeños generadores (hasta 20 MW) conectados a las redes de distribución, el distribuidor puede modificar y adaptar sus instalaciones para la conexión.

Regulación de la tensión

Los generadores utilizados en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas pueden ser de dos tipos: generadores síncronos y asíncronos o de inducción. Los generadores síncronos poseen ventajas en el control adecuado del voltaje, esto realizado a través de sus sistemas de excitación, los cuales pueden inyectar o absorber potencia reactiva.

En el caso de los generadores síncronos operando como Generación Distribuida, no se realiza control del voltaje, solamente se realiza un control constante del factor de potencia, por medio de condensadores fijos o automáticos para su operación, consumen energía reactiva, y no una regulación directa del voltaje.

La Norma técnica de calidad de SIGET define las máximas desviaciones del voltaje en MT para la zona urbana: $\pm 6\%$, zona rural: $\pm 7\%$ y sistema aislado: $\pm 8,5\%$, esto para evitar daños en los equipos.

Para cumplir con la citada norma de la SIGET, es necesario definir si las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas deben regular activamente el voltaje en el punto de conexión eléctrica (punto de acoplamiento común, PAC).

En una Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, uno de los aspectos más importantes es mantener la tensión y la frecuencia dentro de niveles aceptables. Cuando se dan variaciones en la potencia demandada por el usuario, los parámetros de tensión y frecuencia se ven afectados, por lo que se hace necesaria la utilización de sistemas de regulación. Hay dos formas de regular estos parámetros, ya sea regulación por caudal o por carga.

En la regulación por caudal lo que se hace básicamente es variar el volumen de agua que entra en la turbina en un determinado tiempo, en función de la carga instantánea aplicada al generador; por medio de un servo-motor eléctrico o por un cilindro hidráulico, variando así la potencia entregada por la turbina. La segunda forma se basa en mantener la carga constante ante las variaciones de la demanda, suponiendo un caudal constante; así el generador se encuentra permanentemente generando a su máxima capacidad.

El funcionamiento se basa en la implementación de un regulador electrónico de carga (Electronic Load Controller, ELC) que deriva automáticamente la carga eléctrica no consumida por el usuario a un banco de resistencias lastre blindadas, enfriado por agua o por aire; de la misma forma cuando entra una carga útil el regulador electrónico procede a desconectar una carga lastre equivalente.

La adopción de uno u otro método de regulación, depende de la potencia de la planta y de la abundancia o escasez del recurso hídrico. Si el recurso hídrico es escaso, es conveniente regular por caudal, para hacer óptimo el aprovechamiento del mismo. En cambio si el recurso hídrico es abundante, la regulación por carga resultará más conveniente.

A continuación se explicarán algunos detalles de funcionamiento de los dos principales

Regulador electrónico de carga (ELC).

El ELC se utiliza en combinación con el regulador automático de voltaje (Automatic Voltage Regulator, AVR) que se encarga de regular el voltaje de generación, el AVR normalmente viene incorporado en el generador. Por lo tanto el ELC se enfoca en controlarla frecuencia, como ya se dijo, manteniendo al generador con una carga fija e igual a la potencia total realmente producida por la instalación (carga total). Con la estimación de la carga total, se elige un conjunto de resistencias, que conectadas igualen o estén cerca de la carga total estimada.

La conexión parcial o total de las resistencias depende evidentemente del valor de frecuencia que tenga el generador en un momento dado, para ello constantemente se toma una muestra de la frecuencia real del generador, la que por medio de un convertidor electrónico F/V (Frecuencia/Voltaje), se transforma en una señal de corriente continua proporcional a esta frecuencia, esta señal se compara con una rampa sincronizada con la señal senoidal, consiguiendo un ángulo de disparo proporcional a la variación de la frecuencia, sobre un valor nominal determinado (la inclinación de la rampa da la sensibilidad del sistema); así el circuito electrónico decide entonces el estado de la conexión de las resistencias.

Es muy importante, asegurarse de la compatibilidad del ELC con el AVR, por eso es indispensable consultar a los fabricantes de generadores, antes de realizar una compra, acerca de la compatibilidad de los reguladores de tensión para trabajar con reguladores electrónicos de frecuencia específicos.

Una desventaja que tiene el ELC, es que el generador debe estar sobredimensionado de manera que se pueda compensar el efecto que se produce cuando las cargas balasto entra en operación; este fenómeno se da debido a que cuando la carga ingresa a 90° de la onda, el generador la ve como una carga inductiva con un desfase de 90° en atraso respecto a la tensión generada. Otro aspecto a tomar en cuenta, es la adquisición de las cargas balasto; lo ideal es conseguir este equipo con el mismo fabricante del ELC, de ser posible todo en un mismo

paquete, para no incurrir en errores de diseño de la capacidad del banco de resistencias, recordando que estas deben estar dimensionadas para la potencia total de generación.

Un ELC es muy útil en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas que posean un generador sincrónico y sobre todo cuya potencia generada se utiliza para abastecer a una localidad pequeña o usuarios específicos que no estén conectados a la red.

Por otra parte para controlar un generador asíncrono, lo más recomendable es utilizar un controlador de generador de inducción (Induction Generator Controller IGC), que es más útil en sistemas que utilizan motores de inducción como generadores asíncronos y que tampoco están conectados a la red.

Controlador de generador de inducción (IGC)

Los generadores asíncronos cuando trabajan en forma aislada, muestran una gran variación de la tensión generada con respecto a las variaciones de la carga; asimismo esta tensión y la frecuencia de salida dependen de la velocidad sincrónica del generador. El IGC logra controlar estas dos variables haciendo uso de las características de carga, velocidad y tensión, velocidad de la turbina y del generador.

El funcionamiento del IGC consiste en censar la salida de tensión del generador, el cuál controla variando la cantidad de carga lastre que se tiene para este fin. Su funcionamiento es el siguiente: si se produce un incremento de tensión debido a una reducción en la carga, la velocidad de la turbina y la tensión del generador se incrementan, al detectar esto el IGC incrementa la cantidad de carga lastre. De esta forma se incrementa la carga total del generador, reduciendo la velocidad, la frecuencia y la tensión a los niveles deseados.

La desventaja del IGC se presenta cuando el generador tiene que alimentar cargas inductivas; ya que cuando se conectan estas cargas se produce una disminución de tensión mayor que si se tratará de cargas resistivas. El IGC ante esta situación reacciona eliminando parte de la carga lastre, tratando de que la tensión retorne al nivel deseado.

Como la variación de la tensión es mayor que si se tratara de potencia real, la carga lastre (tipo resistiva) se deberá reducir más de lo necesario. Esto provoca un incremento no deseado en la velocidad del generador y de la frecuencia de salida. Al incrementarse la frecuencia, se incrementa también el requerimiento de potencia de los condensadores que se tienen conectados para suplir la corriente de magnetización requerida y mantener el factor de potencia. Por lo que para disminuir la variación de la frecuencia, la única solución es incorporar condensadores a las cargas inductivas alimentadas por el generador.

Por otro lado, una ventaja de este equipo, es que desde el punto de vista de la ingeniería de control, el ICG reacciona de forma más rápida y marcada, ante variaciones en sus parámetros nominales, que un ELC.

En cuanto a calidad de energía por perturbaciones como: Flicker, distorsión armónica, SAG y SWELL, no se han reportado por efecto de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas .

Pérdidas eléctricas

La instalación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas s pueden afectar las pérdidas eléctricas en las redes de transmisión y distribución. Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas utilizadas como Generación Distribuida pueden incrementar las perdidas eléctricas dependiendo de su ubicación y el tamaño potencia de la generación. En estos casos existe un mayor flujo de potencia sobre las líneas eléctricas existentes, las cuales no fueron diseñadas para esa capacidad de potencia, y exigirá la modificación de algunas instalaciones eléctricas como recalibración de circuitos, reajuste de los equipos de protección. Por lo tanto, es necesario definir normativas que contemplen el tamaño de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas a ser conectadas a las redes de distribución para evitar un incremento en las pérdidas eléctricas.

Operación Formación de islas

En el caso de Generación Distribuida no está permitida la operación de generadores en isla después de que ocurran fallas, los sistemas de generación pueden ser operados como isla en el caso de redes rurales aisladas, sin conexión a la red principal.

No existe un reglamento sobre el funcionamiento en “isla” de los generadores conectados a las redes de distribución.

Esquemas de protección

La norma técnica de la interconexión de la SIGET establece que los estudios de coordinación de protección deben realizarse para los generadores que están conectados a redes de distribución y transmisión. Entre los estudios solicitados por esa norma se tiene:

- Estudios de la operación en régimen permanente
- Estudios de fallas en el sistema de transmisión
- Estudios de Estabilidad Transitoria
- Estudios de Transitorios Electromagnéticos

El solicitante debe documentar los estudios en un Informe Técnico que acompañe a la solicitud de interconexión, el que además de contener los resultados, conclusiones y recomendaciones de los trabajos realizados.

5.1.6 SELECCIÓN DE NÚMERO DE UNIDADES DE GENERACIÓN PARA UNA PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La selección del número de unidades debe hacerse en base a los siguientes parámetros:

- La Pequeñas Centrales Hidroeléctricas está aislada o interconectada a una red.
- El caudal disponible en el año; caudal de diseño y el caudal mínimo
- El perfil de la demanda, la demanda máxima y la demanda mínima
- Longitud de la línea de interconexión.

En Pequeñas Centrales Hidroeléctricas aisladas el número de unidades se determina en base a la demanda de manera que la unidad no trabaje con una potencia inferior al 65% ya que debajo de estos valores se reduce considerablemente su eficiencia y es susceptible a la cavitación. En Pequeñas Centrales Hidroeléctricas interconectadas, la selección se realiza en base al caudal mínimo y al caudal de mayor permanencia. Cuando la Pequeñas Centrales Hidroeléctricas requiere líneas de transmisión muy largas que requieren voltajes elevados es conveniente emplear unidades de gran potencia, también se recomienda en caso de seleccionar 2 o más unidades que sean de la misma potencia. Si se selecciona un número mayor de unidades el rendimiento será mejor y se tendrá un mayor margen de reserva, sin embargo esto encarece la obra.

La selección del generador eléctrico está directamente relacionada al tipo y número de turbinas. Los criterios de selección dependen de la existencia o no de una red de suministro eléctrico en las cercanías de la Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

5.1.7 ESTUDIOS DE POTENCIAL HIDROELECTRICO EN EL SALVADOR

- a) “Primer Plan Nacional de Desarrollo Energético Integrado 1988-2000”, Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).
- b) “Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador”, estudio conjunto entre CEL y UCA, Ing. Axel Soderberg / Ing. Hermes Landaverde, abril 1989.

- c) “Inventario de ríos con potencial hidroeléctrico”, Ing. Córdova, UCA, mayo de 1998.
- d) “Electrificación con base en recursos de energía renovable”, Transenergie, F. Lozano / J. Cottin, MARN, el PNUD-FMAM, octubre de 2002.
- e) “Consultoría para recopilar estudios realizados sobre energías renovables para su validación estimando el potencial real de recursos renovables para ser utilizados en proyectos de generación de electricidad menores de 20 MW en El Salvador”, Lozano F., GIZ, CNE, marzo 2011.
- d) Plan Maestro de energía renovables 2011.

5.1.8 LISTADO DE PROYECTOS DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

					Potencia			
NO	PROYECTO	RIO	LATITUD	LONGITUD	MW	INVERSION \$US	COTO/KW (US\$/kW)	COSTO GENERACION (US\$/kWh)
2	Mirazalco	Rio Gran.d.e de Sonsonate	13.8414	89.7456	3.37	\$ 9,969,000.00	2,958	0.089
3	Gualpuca	Rio Gualpuca	13.8333	88.2333	1	\$ 1,475,000.00	1,475	0.032
5	San Luis IV	Rio Suquiapa	13.9942	89.4828	1.5	\$ 5,250,000.00	3,500	0.105
8	La Joya	Rio Acahuapa	13.6248	88.7383	3	\$ 9,000,000.00	3,000	0.09
9	San Francisco	Rio Tapuchina	13.8482	89.7285	1	\$ 3,000,000.00	3,000	0.09
15	Cucumacayan (Reconversion)	Rio Grande de Sonsonate	13.75	89.7167	2.3	\$ 2,225,000.00	967	0.016
18	Chorreron Jiboa				2	\$ 6,000,000.00	3,000	0.09
22	Sonzacate (Nahuizalco II)	Rio Sensunapán	13.7567	89.7153	3.839	\$ 9,450,000.00	2,461	0.074
31	Quezalapa	Rio Quezalapa	13.8833	88.9667	1.05	\$ 3,150,000.00	3,000	0.158
32	Tihuapa 1	Rio Tihuapa	13.5883	89.1383	1.315	\$ 3,945,000.00	3,000	0.134
37	Titihuapa 3	Rio Titihuapa	13.6067	88.65	2.1	\$ 6,300,000.00	3,000	0.122
38	Titihuapa 5	Rio Titihuapa	13.7667	88.6	1.41	\$ 4,230,000.00	3,000	0.098
39	Cuyuapa	Rio Cuyuapa	13.75	88.8	1.02	\$ 3,060,000.00	3,000	0.142
40	Suquiapa	Rio Suquiapa	13.9833	89.4333	3.53	\$ 10,590,000.00	3,000	0.102
41	Gr. Chalatenango	Rio Gr. Chalatenango	14.7167	89.0833	1.63	\$ 4,890,000.00	3,000	0.175
42	Sucio 3	Rio Sucio	13.9833	89.2833	2.025	\$ 6,075,000.00	3,000	0.072
43	Polorós		13.805	89.8083	2.025	\$ 6,075,000.00	3,000	0.152
44	Huiza 2	Rio Huiza	13.55	89.2333	2.1	\$ 6,300,000.00	3,000	0.138
45	Santo Domingo (Presa 1 & 2 & 3)	Rio Tepechapa/ Rio Cacahuata/	13.7497	89.7838	1.54	\$ 2,958,000.00	2,881	0.087
46	Chacala Los Apantes (Presa 1 & 2)	Rio Chacala / Rio Los Apantes	13.8037	89.8484	1.5	\$ 4,498,000.00	3,124	0.094
50	San José Loma	Rio Jiboa	13.5411	88.9845	1.901	\$ 7,797,000.00	4,101	0.123
56	Venecia Prusia				1.2	\$ 3,600,000.00	3,000	0.09
57	Las Pilonas	Rio Huiza	13.5762	89.2177	1.1	\$ 3,268,000.00	2,971	0.145
61	Torola	Rio Torola	13.8501	88.4663	4.321	\$ 4,710,000.00	1,090	0.033
66	Malancola	Rio Jiboa	13.5695	88.985	4.175	\$ 10,926,000.00	2,617	0.081
67	Gran.d.e de San Miguel, Sn Juan	Rio Gran.d.e de San Miguel	13.2947	88.3068	4.5	\$ 13,500,000.00	3,000	0.132
68	Gr.d.e de San Miguel, San José	Rio Gran.d.e de San Miguel	13.2947	88.3068	3.2	\$ 9,600,000.00	3,000	0.132
69	Chilama I (Presa 1 & 2)	Rio Chilama / Rio Siguapate	13.6212	89.3309	2.623	\$ 5,197,000.00	1,981	0.087
72	EL Jabio	Rio Gran.d.e de Sonsonate	13.7532	88.2887	2	\$ 6,000,000.00	3,000	0.132
89	Tilapa II	Rio Gran.d.e de Chalatenango	14.2237	89.0976	1.925	\$ 5,234,000.00	2,719	0.108
104	Los Pueblos II	Rio de Los Pueblos	13.8643	88.6869	1.247	\$ 4,075,000.00	3,267	0.116
138	Tilapa I	Rio Gran.d.e de Chalatenango	14.2154	89.078	1.025	\$ 3,954,000.00	3,858	0.142

El Plan Maestro de Energía Renovables comprende en la parte de energía hidráulica 209 sitios, con potenciales menores a 20MW. De los cuales se han filtrado los proyectos de pequeñas escala entre el rango 1MW y 5MW. Estos proyectos serán los propuestos para el análisis de esta tesis y se presentan en la Tabla 5.1. La cual se compone de 33 proyectos, de los cuales los 12 serán descartados, por encontrarse fuera del alcance de la red de AES o que presentaron errores en las coordenadas indicadas en el plan maestro de energías renovables en El Salvador, la Tabla 5.1.8.2 presenta los proyectos descartados.

PROYECTO	FUENTE PRIMARIA	COORDENADAS		POTENCIA
San Luis IV	Río Suquiapa	13.9	89.4	1.5
La Joya	Río Acahuapa	13.6	88.7	3
Chorreron Jiboa				2
Tihuapa 1	Río Tihuapa	13.5	89.1	1.3
Sucio 3	Río Sucio	13.9	89.2	2.0
Huiza 2	Río Huiza	13.5	89.2	2.1
San José Loma	Río Jiboa	13.5	88.9	1.9
Venecia Prusia				1.2
Malancola	Río Jiboa	13.5	88.9	4.1
Gn.d.e de San Miguel, San José	Río Gran.d.e de San Miguel			3.2
Chilama I (Presa 1 & 2)	Río Chilama / Río Siguapate	13.6	89.3	2.6
EL Jabio	Río Gran.d.e de Sonsonate	13.7	88.2	2

Tabla 5.1.8.2

El proyecto Cucumacayan se descarga por ser reconversión, no se tiene datos del proyecto actual.

Par los proyectos TilapaII, Tilapa I y Grande de Chalatenango se analizara en grupo por la cercanía que tiene.

5.2.0 FACTIBILIDAD DE INTERCONEXION DE PROYECTOS

La factibilidad de interconexión eléctrica del portafolio de proyectos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se realizó mediante el procedimiento descrito en el ítem 5.2.1. Las herramientas utilizadas son: Google Earth y Windmil y archivos modelo de la red AES; Los detalles gráficos en google Earth, levantamientos de modificaciones de la red y circuitos de interconexión se encuentran en el ANEXO B.

5.2.1PROCEDIMIENTO DE FACTIBILIDAD DE INTERCONEXION PARA PORTAFOLIO DEPROYECTO PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

1. Ingreso de Marca de posición en Google Earth para cada proyecto listado en el literal 5.1.8.
2. Ingreso de Marca de posición en Google Earth de las subestaciones que componen las red de AES El Salvador (CLESa, CAESS, EEO,DEUSEM)
3. Ingresados los datos anteriores, se puede observar la subestación y el circuito más cercano al que podría realizarse la interconexión con la red de AES.
4. Una vez identificada la subestación y circuito a interconectar, se utilizó la herramienta Regla de Google Earth, para medir aproximadamente la distancia de línea de interconexión y distancia de línea existente al que sería necesario agregar uno o dos hilos de cable para poder realizar la interconexión.

En algunos casos para evitar desbalances de los circuitos será necesario construir tramos de línea paralelos de 3 hilos a los existentes.

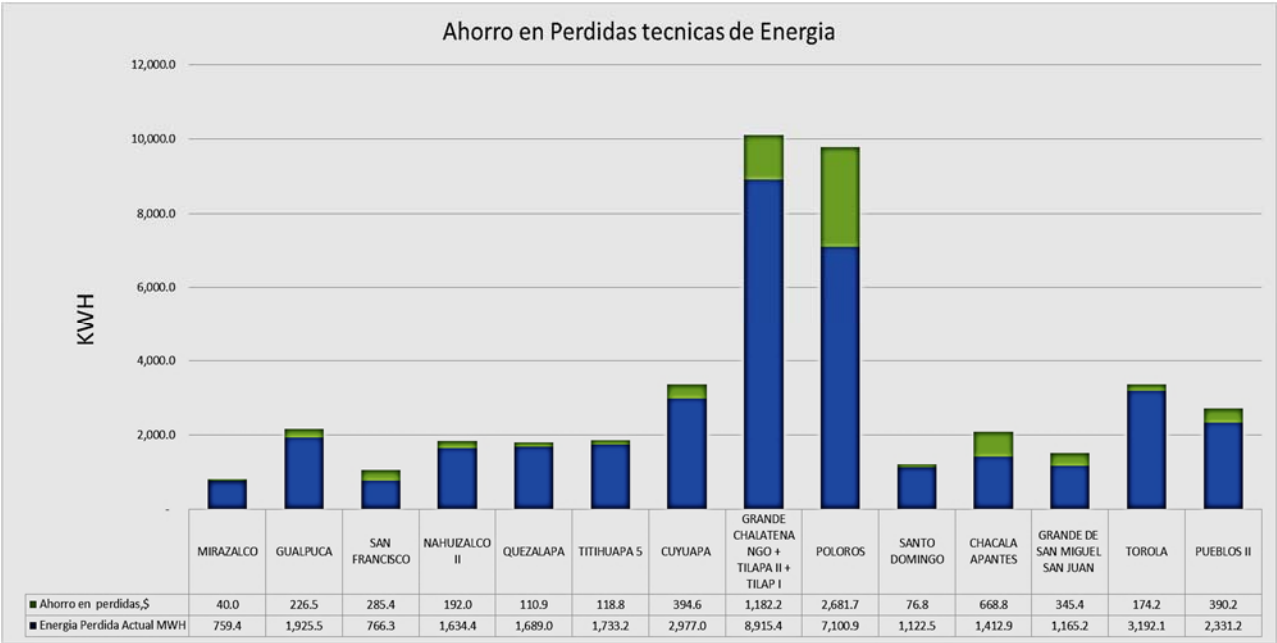
Las distancias de línea de interconexión serán utilizadas en el literal 5.5.0 para que sumen en los costos de inversión de cada proyecto.

Para obtener los datos de voltajes, calibres instalados, verificar la subestación y circuito a interconectar se utilizó el archivo de modelado de cada distribuidora archivo WindMilmodels *.wm.

5.3.0 SIMULACION DE PROYECTOS Y RESULTADOS OBTENIDOS

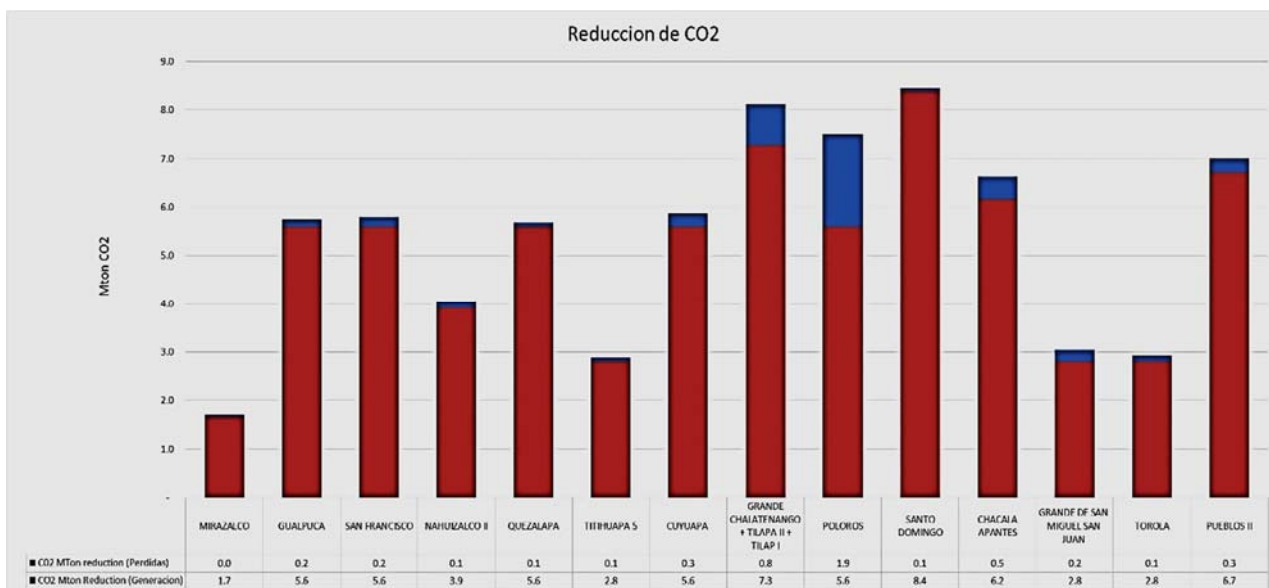
Los resultados obtenidos de la simulación de los proyectos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se utilizó el programa Windmil, el proceso se describe en el capítulo 1 literal 1.5.3 y 1.5.4. Además fue necesario levantamiento de datos de línea de interconexión, que se encuentra descrito en el ítem 5.2.0.

El resultado de la simulación se presenta en el grafico 5.3.0, como el ahorro en pérdidas técnicas de energía



Grafica 5.3.0

Las pérdidas actuales se representan en color azul, se representa un precedente antes de proponer nuevas tecnologías, por otra parte también se observa que al implementar el portafolio de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas , los cuales son representado por el color verde, presentan un ahorro para cada Pequeñas Centrales Hidroeléctricas , en los departamentos donde serán implementado a consecuencia de ello se obtendrá la reducción en toneladas de CO2 como se representa en la gráfica 5.3.0 el impacto en la reducción de las toneladas de CO2.



Grafica 5.3.1

El impacto en la reducción en las Toneladas de CO₂, en la participación del portafolio Pequeñas Centrales Hidroeléctricas es mostrado en la gráfica 5.3.1; en donde el color azul representa la reducción de las pérdidas técnicas y las barras rojas muestran la reducción por generación.

Cabe destacar que en los datos de potencia que aparecen en la columna de capacidad de generación óptima no corresponde a la potencia dimensionada por el Plan Maestro de energía renovable para el caso Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y para el Solar Fotovoltaico como se planteó en ANEXO B. ya que la potencia optima corresponde a la potencia necesaria para que la Generación Distribuida no cause problemas de sobre tensiones en la red de distribución tanto en demanda máxima y demanda mínima, satisfacer la demanda del circuito, produciendo doble impacto, ósea, proporcionar energía con un recurso renovable disminuyendo TCO₂ y reduzca las pérdidas de la red de distribución.

La tabla 5.3.0 presenta el resumen del portafolio Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

NOMBRE PROYECTO	INVERSION, \$	COTO/KW	CAPACIDAD DE GENERACION OPTIMA KW	NUMERO DE CIRCUITO	FACTOR DE CARGA DEL CIRCUITO	FACTOR DE PERDIDA	DEMANDA DEL CIRCUITO	PERDIDA KW ACTUAL	PERDIDA KW EN DEMANDA MAX	DIFERENCIA DE REDUCCION PERDIDA	AHORRO ENERGIA MWH/AÑO	AHORRO EN PERDIDAS (\$)
MIRAZALCO	\$ 887,400	\$ 2,958	300	416-1-12	0.399	0.570	367	152	144	8	40	7,195
GUALPUCA	\$ 1475,000	\$ 1,475	1,000	309-1-42	0.342	0.517	2152	425	375	50	227	40,775
SAN FRANCISCO	\$ 3000,000	\$ 3,000	1,000	409-1-12	0.436	0.603	2076	145	91	54	285	51,371
NAHUIZALCO II	\$ 1722,700	\$ 2,461	700	408-1-12	0.312	0.487	706	383	338	45	192	34,566
QUEZALAPA	\$ 3000,000	\$ 3,000	1,000	164-2-12	0.312	0.487	416	396	370	26	111	19,960
TITIHUAPA 5	\$ 1500,000	\$ 3,000	500	163-1-13	0.327	0.502	500	394	367	27	119	21,379
CUYUAPA	\$ 3000,000	\$ 3,000	1,000	408-1-13	0.199	0.360	4827	943	818	125	395	71,032
GRANDE CHALATENANGO + TILAPA II + TILAP I	\$ 14899,300	\$ 11,461	1,300	140-2-13	0.385	0.558	9430	1825	1583	242	1,182	212,797
POLOSOS	\$ 3000,000	\$ 3,000	1,000	320-1-41	0.427	0.596	1665	1361	847	514	2,682	482,713
SANTO DOMINGO	\$ 4321,500	\$ 2,881	1,500	409-1-11	0.374	0.548	2311	234	218	16	77	13,816
CHACALA APANTES	\$ 3436,400	\$ 3,124	1,100	416-1-11	0.303	0.477	1879	338	178	160	669	120,388
GRANDE DE SAN MIGUEL SAN	\$ 1500,000	\$ 3,000	500	321-1-41	0.351	0.526	1603	253	178	75	345	62,173
TOROLA	\$ 545,000	\$ 1,090	500	163-1-12	0.481	0.642	4564	568	537	31	174	31,359
PUEBLOS II	\$ 3920,400	\$ 3,267	1,200	166-1-11	0.416	0.586	1598	454	378	76	390	70,244
TOTALES	\$ 46207,700	\$ 46,717	12600								6,888	\$ 1239,768.40

Tabla 5.3.0.1

Del cuadro anterior se muestra los proyectos del portafolio Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, con sus respectivos ahorros en energía por perdida técnica junto al su reducción de CO2, como también el aporte que se pretende obtener al implementar este portafolio

5.4.0 COSTOS DE INVERSION DE PROYECTOS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Para los costos de inversión de los proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se

Tabla S.3 Estimación de Costo de Equipos Hidráulicos y Electro-Mecánicos (Ejemplo)

Equipo Hidráulico y Costo Materiales	Unidad	Cant.	Precio Unit. (US\$)	Notas	Cantidad (US\$)
Obra de Toma					50,600
Peso de Compuerta	W_g ton	23.0	US\$/ton 2,200	$W_g = 0.145 * Q^2 * 0.692$	50,600
Toma					107,400
Peso de Compuerta	W_g ton	44.5	US\$/ton 2,200	$W_g = 12.7 * (R * Q)^{0.533}$, $R = D/2$	97,900
Peso de Zaranda	W_s ton	2.8	US\$/ton 3,390	$W_s = 0.701 * (R * Q)^{0.582}$, $R = D/2$	9,500
Desarenador					24,400
Peso de Compuerta	W_g ton	3.5	US\$/ton 2,200	$W_g = 0.910 * Q_{max}^{0.613}$	7,700
Peso de Zaranda	W_s ton	4.9	US\$/ton 3,390	$W_s = 0.879 * Q_{max}^{0.785}$	16,700
Tubería a Presión					318,700
Peso de Tubería	W_p ton	94.0	US\$/ton 3,390	$W_p \text{ (ton)} = 7.85 * \pi * D_p * T_p / 1000 * 1.15 * L$	318,700
Compuerta Salida					0
Peso de Compuerta	W_o ton	-	US\$/ton 2,200	$W_o = 0.910 * Q_{max}^{0.613}$	-
Otros					100,000
	L.S.	-		20%	100,000
Subtotal					601,100

Equipo Electro-Mecánico	Unidad	Cant.	Precio Unit. (US\$)	Notas	Cantidad (US\$)
Equipo Electro-Mecánico (Turbina y Generador)	kW	4,175	US\$/kW 600	$\text{Costo [mil US\$]} = 0.7452 * P \text{ [kW]}^{0.8546}$	2,505,000
Transmisión Mecánica	kW	4,175	US\$/kW -	incluida en costo de turbina y generador	0
Generador	kW	4,175	US\$/kW -	incluida en costo de turbina y generador	0
Controlador	nos.	2	US\$/set 24,000	$\text{Costo} = 23867 * (\text{No. turbinas})$	48,000
Cubículo Tablero Interruptores	kW	4,175	US\$/kW 39.28	incluido en costo turbina	164,000
Piezas Repuesto Obligatorias	kW	4,175	US\$/kW 39.28	$\text{Costo} = 15.484 * P + 3589$	164,000
Misceláneos	kW	4,175	US\$/kW 16.29	$\text{Costo} = 4.3077 * P + 1355.1$	68,000
Montaje, Prueba, Puesta en Marcha y Capacitación	kW	4,175	US\$/kW 55.81	$\text{Costo} = 51.824 * P + 16269$	233,000
Subtotal					3,182,000

Línea de Transmisión	Unidad	Cant.	Precio Unit. (US\$)	Notas	Cantidad (US\$)
Línea de Transmisión	km	3.00	US\$/km 50,000	Línea de distribución a 13.2 kV ó 46 kV (menos 5 MW)	150,000
Subtotal					150,000

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

presenta la tabla 5.4.0.1

Tabla 5.4.0.1

La Tabla 5.4.0.1; fue extraída de Plan Maestro de energía renovable de El Salvador En la cual se muestra las ecuaciones de cálculo de estimación de costo de equipos Hidráulicos y electro mecánicos presentados en el Plan Maestro de Energía renovables en El Salvador.

La primera parte Equipo hidráulico y costo materiales, se observa que los costos de equipos hidráulicos dependen de Q caudales y radios de compuertas y tuberías.

La segunda parte, son los Equipos electro mecánicos, y líneas de transmisión.

Para el costo de inversión del portafolio de proyectos se utilizara el costo estimado de US\$/KW presentado en el ANEXO F, correspondiente al capítulo 4 del Plan Maestro de Energía renovable.

El costo estimado de US\$/KW se multiplicara por la potencia Óptima de los proyectos, y a este resultado se le sumara el costo de la línea de interconexión según las distancias encontradas en el ítem 5.3.0

Los resultados de los costos de inversión se resumen en la siguiente Tabla 5.4.1.0

NOMBRE DEL PROYECTO PCH	CAPACIDAD OPTIMA	COSTO PLANTA	COSTO INTERCONEXION	INVERSION PLANTA	COSTO TOTAL	COSTO GENERACION
	KW	(US\$/kW)	SG	\$US	INVERSION	(US\$/kWh)
MIRAZALCO	300	2,958	\$150,000.00	\$ 887,400.00	\$ 1,037,400.00	0.089
GUALPUCA	1000	1,475	\$338,000.00	\$ 1,475,000.00	\$ 1,813,000.00	0.032
SAN FRANCISCO	1000	3,000	\$9,500.00	\$ 3,000,000.00	\$ 3,009,500.00	0.09
NAHUIZALCO II	700	2,461	\$20,812.00	\$ 1,722,700.00	\$ 1,743,512.00	0.074
QUEZALAPA	1000	3,000	\$250,000.00	\$ 3,000,000.00	\$ 3,250,000.00	0.158
TITIHUAPA 5	500	3,000	\$546,480.00	\$ 1,500,000.00	\$ 2,046,480.00	0.098
CUYUAPA	1000	3,000	\$100,000.00	\$ 3,000,000.00	\$ 3,100,000.00	0.142
GRANDE CHALATENANGO + TILAPA II + TILAP I	1300	11,461	\$1,350,000.00	\$ 14,899,300.00	\$16,249,300.00	0.472
POLOROS	1000	3,000	\$160,000.00	\$ 3,000,000.00	\$ 3,160,000.00	0.152
SANTO DOMINGO	1500	2,881	\$13,000.00	\$ 4,321,500.00	\$ 4,334,500.00	0.087
CHACALA APANTES	1100	3,124	\$600,000.00	\$ 3,436,400.00	\$ 4,036,400.00	0.094
GRANDE DE SAN MIGUEL SAN JUAN	500	3,000	\$115,000.00	\$ 1,500,000.00	\$ 1,615,000.00	0.132
TOROLA	500	1,090	\$266,500.00	\$ 545,000.00	\$ 811,500.00	0.033
LOS PUEBLOS II	1200	3,267	\$129,300.00	\$ 3,920,400.00	\$ 4,049,700.00	0.116

Tabla 5.4.1.0 Resumen de costos de inversión para proyectos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. De anexo B*

*El costo de planta US\$/kW se tomaron del ANEXO F.

CAPITULO VI: ANALISIS ECOMONICO DEL PORTAFOLIO DE PROYECTOS PROPUESTO

6.1.0 SUPUESTOS

Para el análisis de portafolio de proyectos del tipo Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se utilizan los supuestos mostrados en la Tabla 6.1.0.1 y Tabla 6.1.0.2, los cuales son tomados de ANEXO S del Plan Maestro de Energías Renovables de El Salvador. Y del documento ARECA 2009.

FACTOR	TASA DE	COSTO O/M (\$/MW)	SEGUROS (\$/MW)	% DEL PRÉSTAMO	PRÉSTAMO BANCARIO	PERÍODO	TASA INT. AN.	EXENCIÓN IMPUESTOS AÑOS	IMPUESTO	TASA
Operación	Escalación				(x1000 US\$)	Amortización años	Préstamo		Corporativo	Descuento
70%	4%	68.6	17	50%	518.70	10.00	8%	10	25%	10%

Tabla 6.1.0.1 Supuestos para proyectos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

INVERSION	% MONTO TOTAL	
1. Trabajos Preparatorios	6.5%	Obra civil
2. Costo Mitigación Ambiental	0.5%	Obra civil
3. Obras Civiles	54.0%	
4. Equipo Hidráulico	5.6%	
5. Equipo Electromecánico	29.5%	
6. Costo de interconexión		
7. Honorarios Administración e Ingeniería	2.9%	Costo directo
8. Imprevistos	1.0%	Costo directo
Total	100.0%	

Tabla 6.1.0.2 Porcentajes de costo de inversión para proyectos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

La Tabla 6.1.0.2 muestra los porcentajes de los costos de inversión en los que se divide las partidas principales de una Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Para el caso de los costos de interconexión se calculó por aparte, ya que cambia según la ubicación del proyecto, el cual resulta del levantamiento de datos de factibilidad de interconexión Ítem 5.2.1.

Para el análisis de portafolio de proyectos del tipo Solar Fotovoltaico se utilizan los supuestos mostrados en la Tabla 6.1.0.3, los cuales son tomados en ANEXO E del Plan Maestro de Energías Renovables de El Salvador.

Rendimiento SFV	inflacion	Costo O&M	% de credito	Periodo de pestamo	% de interes	exemption impuestos	tasa de impuestos
KWh/KWp/año		\$/MWh		años		años	
1650	4%	4	70%	10	8%	5	10%

Tabla 6.1.0.3 Supuestos para evaluación económica de proyectos solar fotovoltaicos.

DESGLOSE DE COSTO DE INVERSION SFV CONECTADO A LA RED	
Costo del sistema generador	62%
Regulador	10%
Inversor	18%
Costo de instalación	9%

Tabla 6.1.0.4

Tabla 6.1.0.4 muestra los porcentajes de los costos de inversión en los que se divide las partidas principales de los proyectos Solar fotovoltaicos.

6.2.0 DESCRIPCION DE METODOLOGIA ANALISIS ECONOMICO

Elementos de un proyecto de inversión

- Valor del activo fijo, del proyecto, etc.
- Vida útil
- Inversión en capital de trabajo
- Beneficios del proyecto
- Ahorros en costos y gastos •Tasa deseada en rentabilidad (tasa de descuento)

Inversión inicial

Aspectos a considerar:

- Precio de adquisición
- Gastos de instalación asociados
- Dosis de capital de trabajo
- Importes recuperados por venta de activos reemplazados

Valor terminal

Aspectos a considerar:

- Valor de rescate de los activos adquiridos
- Recuperación del capital de trabajo (inventarios, etc.)

Método del valor presente neto

Calcular el valor presente de los flujos esperados de efectivo descontados a su costo de oportunidad, sustrayendo al desembolso inicial, el costo del proyecto.

El VPN es el método a través del cual se descuentan todos los flujos de efectivo a un costo de oportunidad determinado y se comparan con la inversión inicial; un resultado positivo indica que el proyecto es rentable, si este fuera negativo significará que no es viable.

Valor presente neto como regla de decisión

Si el VPN es positivo, aceptar el proyecto

- Si el VPN es negativo, rechazar el proyecto
- En proyectos mutuamente excluyentes aceptar aquel que tenga mayor VPN

Método de la tasa interna de rendimiento

Es la tasa de interés que iguala el valor presente de los flujos de efectivo con el desembolso inicial efectuado. La TIR representa la tasa de rendimiento del proyecto, si y solo si los

supuestos y premisas del mismo son respetados en la implementación de este, Es la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos de fondos del proyecto con el valor inicial de la inversión.

Por lo tanto, nos da una visión muy clara sobre la rentabilidad límite que nos ofrece un determinado proyecto. Si como accionistas exigimos una tasa superior a la TIR, sabremos que el proyecto no nos la proporcionará y que debemos elegir otras opciones de inversión.

Regla de decisión de la tasa interna de rendimiento

- Si la TIR es superior a la tasa requerida de rentabilidad y/o costo de capital, el proyecto puede aceptarse.
- Si la TIR es inferior, el proyecto debe ser rechazado.

6.3.0 RESULTADOS DE EVALUACION ECONOMICA PORTAFOLIO DE PROYECTOS

El análisis económico del portafolio de proyectos de Generación Distribuida se presentan en la Tabla 6.3.1, en la cual se presenta el precio mínimo de venta de energía \$/MWh para cada proyecto, este precio permite obtener una TIR 12% y una VAN positiva para que la inversión produzca ganancias por encima de la rentabilidad exigida.

La tabla 6.3.1 son los Resultados De Análisis Económico De Portafolio De Proyectos

PROYECTO	PRECIO MIN \$/MWh	TIR	VAN X\$1000
MIRAZALCO	86	12%	\$103
GUALPUCA	49	12%	\$225
SAN FRANCISCO	71	12%	\$463
NAHUIZALCO II	62	12%	\$258
QUEZALAPA	72	12%	\$347
TITIHUAPA 5	84	12%	\$200
CUYUAPA	71	12%	\$400
GRANDE CHALATENANGO + TILAPA II + TILAP I	222	12%	\$1593
POLOROS	71	12%	\$358
SANTO DOMINGO	69	12%	\$469
CHACALA APANTES	79	12%	\$435
GRANDE DE SAN MIGUEL SAN JUAN	74	12%	\$162
LOS PUEBLOS II	48	12%	\$91
-TOROLA	75	12%	\$436
SFV-Ahuachapán	200	12%	\$1156
SFV-Metapan	200	12%	\$297
SFV-Sonsonate	200	12%	\$899
SFV-Chalatenango 1	200	12%	\$899
SFV-Chalatenango 2	200	12%	\$899
SFV-San miguel	200	12%	\$576
SFV-Morazán 1&2	200	12%	\$576
SFV-Morazán 3	200	12%	\$286
SFV-Usulután	200	12%	\$190
SFV-Unión 1	200	12%	\$576
SFV-Unión 2	200	12%	\$576

La tabla 6.3.1.

Para efectos de comparación se presenta la Tabla 6.3.2, en la cual se muestran los precios energía promedio de 2013.

MES	(USD/MWh)
Enero	183.24
Febrero	186.78
Marzo	189.41
Abril	193.04
Mayo	197.13
Junio	178.72

Tabla 6.3.2 Precio promedio de energía para el año 2013. Extraída de UT.

Para los proyectos del tipo Pequeñas Centrales Hidroeléctricas el promedio del precios min \$/MWh es de 80.9\$/MWh y para los tipo SFV es de 200\$/MWh, Comparando los precios actuales de energía mostrados en la Tabla 6.6 con los precios de los proyectos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas resulta una ventaja para los proyectos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, ya que por ser son menores obtendrían mejor rentabilidad.

En el caso de Solar Fotovoltaico, los precios resulta ser mayores a los precios actuales, sin embargo podría ser iguales o menores en temporada de verano, donde la presencia de generación en centrales hidroeléctricas es menor y se eleva la generación térmica, la cual causa que los precios del mercado Spot crezca.

CAPITULO VII: PLANTEAMIENTO DE LA INICIATIVA NAMA

7.1 INTRODUCCION

En el presente capítulo se describe el perfil del proyecto general para una iniciativa NAMA en el sector energético en base a tecnología por fuentes de energía renovable.

La iniciativa NAMA consiste en implementar proyectos de Generación Distribuida de tipo Solar Fotovoltaica y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas conectadas a las redes de distribución de AES El Salvador.

Esta iniciativa tiene dos impactos significativos para contribuir a reducir las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero, reducción de las pérdidas técnicas de energía del sistema (al acercar fuentes de generación a los centros de carga) y generación de energía limpia (por fuentes de energía renovable), en ambos casos se mitigan gases de efecto invernadero ya que se reduce el aporte de la generación térmica a la matriz energética del país.

7.2 ANTECEDENTES

7.2.1 EVALUACION DE LAS CONDICIONES DE EL SALVADOR

La política energética de El Salvador para el periodo 2010 - 2024, se presenta como un componente esencial dentro de la visión estratégica de cambio y política que posibilita la ampliación de la capacidad y cobertura energética, mediante factores de eficiencia, optimización y ahorro. Así mismo, pretende contribuir al establecimiento de una nueva configuración de la matriz energética fundamentada en el desarrollo sostenible y en la adecuada integración con otros sectores claves de la vida nacional.

Las líneas estratégicas de la Política Energética dan solución a los desafíos previamente planteados y se dividen en seis grupos siguientes:

- Diversificación de la matriz energética y fomento a las fuentes renovables de energía.
- Fortalecimiento de la institucionalidad del sector energético y protección al usuario.
- Promoción de una cultura de eficiencia y ahorro energético.
- Ampliación de cobertura y tarifas sociales preferentes.
- Innovación y desarrollo tecnológico.
- Integración Energética Regional.

Contexto Internacional

La demanda global de energía primaria se prevé que incremente en 1.5% anual entre 2007 y 2030, según proyecciones del Escenario de Referencia de la Agencia Internacional de Energía, alcanzando 16.8 mil millones de toneladas equivalentes de petróleo, que representan un aumento global del 40%, este es un escenario en el cual no se adopta ninguna nueva política desde el 2008 hasta el 2030 y prevé un incremento global de temperatura de 5 °C.

Los combustibles fósiles siguen siendo las principales fuentes de energía primaria en todo el mundo, los cuales representan casi el 77% del aumento global del suministro de energía entre 2007 y 2030. Su participación a nivel mundial representa una disminución de 1%, pasando del 81% al 80%.

Las tecnologías de energía renovable no hidráulicas modernas (incluyendo eólica, solar, geotérmica, de mareas y energía de las olas), presentan la mayor tasa de aumento, pero el aporte en la energía total está todavía sólo por encima del 2% en el 2030, frente a menos del 1% en la actualidad.

En El Salvador, la participación por recurso en las inyecciones totales, se observa que la mayor proporción la ocupan las inyecciones provenientes de fuentes térmicas (49.39%), el segundo lugar en participación lo tiene la fuente geotérmica (23.55%), el tercer lugar lo ocupan las inyecciones hidroeléctricas (22.3%) y las importaciones que alcanzan un 4.76%.

En términos de generación de emisiones, de acuerdo al Inventario de Gases de Efecto de Invernadero (INGEI) para el año 2000, realizado por el MARN en el marco de la Política Energética Nacional y Agenda del Cambio Climático Segunda Comunicación Nacional de Cambio Climático; el sector de energía es el principal generador neto de gases de efecto invernadero en el país según el total de emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) por sector, tal como se puede apreciar en la siguiente tabla.7.2.1.1

Sector	Emisiones Equivalentes			Total de CO ₂ e por Sector	Contribución
	CO ₂	CO ₂ e (CH ₄)	CO ₂ e (N ₂ O)		
Energía	5,110.7	261.9	76.6	5,449.3	39.1%
Procesos Industriales	444.2	-	-	444.2	3.2%
Agricultura	-	1,409.9	1,102.7	2,512.6	18.0%
UTCUTS ⁸	4,189.5	80.0	8.1	4,277.7	30.7%
Desechos	-	1,167.2	91.2	1,258.4	9.0%
Emisiones Totales en CO ₂ e	9,744.5	2,919.0	1,278.7	13,942.2	100%

Tabla.7.2.1.1 Fuente: “Política Nacional de Energía 2010-2024”

Debido a esto, la Política Energética Nacional se enfoca en realizar una serie de acciones que buscan reducir el consumo de energía mediante la aplicación de medidas de eficiencia energética y reducir o evitar el consumo de productos derivados del petróleo y otros combustibles que son fuertemente utilizados en las plantas termoeléctricas, sistemas de transporte, industrias y comercios diversos, y sistemas residenciales de energía.

7.2.2 EVALUACION DEL POTENCIAL TÉCNICO DE REDUCCIÓN DE EMISIONES Y CO-BENEFICIOS

Para esta iniciativa NAMA, el potencial técnico de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero depende del potencial de generación de energía eléctrica a través de fuentes de energía eléctrica que existe en el país, específicamente por generación a través de sistemas fotovoltaicos y Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Potencial de energía hidroeléctrica

El potencial total de energía hidroeléctrica en El Salvador es de 2,235 MW y el potencial de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas menores de 20 MW es de 158 MW. De acuerdo a estudios previos, se estima una producción anual promedio de energía de los sitios potenciales de 7,624 GWh/año en total y 675 GWh/año para las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas con capacidades menores de 20 MW. Estas energías anuales estimadas incluyen valores calculados asumiendo un factor de planta del 50%.

Se utilizó la información de los proyectos identificados en el Plan Maestro para el Desarrollo de Energías Renovables de El Salvador, dentro del estudio del potencial hidroeléctrico. Dicho estudio, considera los diversos estudios del potencial de energía hidroeléctrica que se han realizado a la fecha. Los cuales se detallan a continuación:

- a) “Primer Plan Nacional de Desarrollo Energético Integrado 1988-2000”, Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), enero de 1988.
- b) “Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador”, estudio conjunto entre CEL y UCA (Universidad Centroamericana José Simeón Cañas), Ing. Axel Soderberg / Ing. Hermes Landaverde, abril 1989.
- c) “Inventario de ríos con potencial hidroeléctrico”, Ing. Córdova, UCA, mayo de 1998.
- d) “Electrificación con base en recursos de energía renovable”, Transenergie, F. Lozano / J. Cottin, MARN, el PNUD-FMAM, octubre de 2002.
- e) “Consultoría para recopilar estudios realizados sobre energías renovables para su validación estimando el potencial real de recursos renovables para ser utilizados en proyectos de generación de electricidad menores de 20 MW en El Salvador”, Lozano F., GIZ, CNE, marzo 2011.

Potencial de energía solar fotovoltaica

En El Salvador la radiación solar es alta (5.3 KWh/m²/día), en comparación con la de Tokio (3.3 KWh/m²/día). El mapa de irradiación solar en El Salvador fue creado bajo el proyecto

SWERA. La irradiación solar es alta en la región central de El Salvador, especialmente en torno al área metropolitana de San Salvador.

El mapa de irradiación solar en El Salvador fue creado bajo el proyecto SWERA. Este proyecto produjo una gama amplia de datos de energía solar y eólica, así como mapas a mejores escalas y resolución espacial que las disponibles antes del 2005.

Los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica no se han introducido en forma extensa en El Salvador. La mayor parte de la instalación fotovoltaica se ha llevado a cabo en las instalaciones públicas, como edificios del Gobierno y escuelas. El principal problema para la difusión de sistemas solares fotovoltaicos montados en techos es el alto costo de la inversión inicial.

7.3 NAMAS POTENCIALES IDENTIFICADAS

Como medidas de mitigación se identificó un portafolio de proyectos de Generación Distribuida, que consiste en 14 proyectos de generación a través de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y 12 proyectos a través de energía solar fotovoltaica.

El portafolio tiene dos objetivos principales, el primero es aportar generación de energía limpia al sistema desplazando generación térmica y diversificando así la matriz energética del país, el segundo es reducir pérdidas técnicas de energía del sistema de distribución por consecuencia de acercar fuentes de energía a los centros de carga. Ambos objetivos se traducen en reducción de gases de efectos invernadero.

7.3.1 SELECCIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

Para determinar los proyectos de Generación Distribuida s del portafolio, se utilizó la información de los resultados del estudio del potencial de Plan Maestro para el Desarrollo de Energías Renovables de El Salvador, dentro de dicho plan se han consolidado 209 proyectos

potenciales, los cuales fueron el punto de partido para seleccionar los puntos de generación a incluir en esta iniciativa NAMA. Los 209 proyectos se delimitaron considerando la capacidad instalada, únicamente se seleccionaron los proyectos dentro del rango de 1 a 5 MW (34 proyectos seleccionados). Luego de este filtro, se procedió a seleccionar únicamente los proyectos ubicados dentro del área de cobertura de las redes de distribución de AES El Salvador (alance definido del proyecto), seleccionando de esta forma 14 proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas . Una vez seleccionados los proyectos, se procedió a simular la interconexión al sistema de distribución para determinar la capacidad instalada óptima, es decir, en función del ahorro en pérdidas técnicas de energía y de las modificaciones en red necesarias. El resultado fue un portafolio de proyectos de 12.6 MW de capacidad instalada con una inversión necesaria de \$46 millones.

A continuación la tabla 7.3.1.1 muestra el listado de proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas identificados con su respectiva capacidad de generación instalada e inversión necesaria.

NOMBRE DEL PROYECTO	INVERSION, \$USD	GENERACION INSTALADA, KW
MIRAZALCO	\$ 887,400	300
GUALPUCA	\$ 1,475,000	1,000
SAN FRANCISCO	\$ 3,000,000	1,000
NAHUIZALCO II	\$ 1,722,700	700
QUEZALAPA	\$ 3,000,000	1,000
TITIHUAPA 5	\$ 1,500,000	500
CUYUAPA	\$ 3,000,000	1,000
GRANDE CHALATENANGO + TILAPA I, II	\$ 14,899,300	1,300
POLOROS	\$ 3,000,000	1,000
SANTO DOMINGO	\$ 4,321,500	1,500
CHACALA APANTES	\$ 3,436,400	1,100
GRANDE DE SAN MIGUEL SAN JUAN	\$ 1,500,000	500
TOROLA	\$ 545,000	500
PUEBLOS II	\$ 3,920,400	1,200
TOTAL	\$ 46,207,700	12,600

Tabla 7.3.1.1

7.3.2 SELECCIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Para el caso de los proyectos de energía solar fotovoltaica, estos fueron seleccionados a partir del análisis de la demanda de AES El Salvador y del escenario base de las pérdidas técnicas de energía del sistema. Fueron seleccionados los proyectos evaluados con aportaciones importantes, tanto para reducción de pérdidas técnicas en las líneas de distribución como para la satisfacción de la demanda de un circuito, teniendo en cuenta la disponibilidad del terreno. El resultado fue un portafolio de proyectos de 12.3 MW de capacidad instalada con una inversión necesaria de \$40.6 millones.

A continuación la tabla 7.3.2.1 muestra el listado de proyectos de energía solar fotovoltaica identificados con su respectiva capacidad de generación instalada e inversión necesaria.

NOMBRE DEL PROYECTO	INVERSION, \$USD	GENERACION INSTALADA, KW
AHUACHAPAN	\$ 6,600,000	2,000
METAPAN	\$ 1,650,000	500
SONSONATE	\$ 4,950,000	1,500
CHALATENANGO 1	\$ 4,950,000	1,500
CHALATENANGO 2	\$ 6,600,000	2,000
SAN MIGUEL	\$ 3,300,000	1,000
MORAZAN 1 - 2	\$ 3,300,000	1,000
MORAZAN 3	\$ 1,650,000	500
USULUTAN	\$ 990,000	300
LA UNION 1	\$ 3,300,000	1,000
LA UNION 2	\$ 3,300,000	1,000
TOTAL	\$ 40,590,000	12,300

Tabla 7.3.2.1

7.3.3 RESUMEN DE BENEFICIOS DEL PORTAFOLIO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN

A la tabla 7.3.3.1 muestra la proyección de reducción de pérdidas técnicas al sistema y el total de generación de energía renovable a adicionar como resultado de la implementación de esta iniciativa NAMA. Ambos casos se traducen en reducción de toneladas de CO2 contribuyendo a mitigar los gases de efecto invernadero.

Iniciativas NAMAs	Inversión [\$M]	Capacidad instalada [MW]	Ahorro en energía [MWh/año]	Energía Generada [MWh /año]	Ahorro CO2, Perdidas Energía [Mton]	Ahorro CO2, Energía Generada[Mton]
Proyectos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas	46.2	12.6	6,887.6	99,338.4	4.9	70.5
Proyectos Fotovoltaicos	40.6	12.3	3,895.6	17,239.7	2.8	12.2
Total	86.8	24.9	10,783.2	116,578.1	7.7	82.8

Tabla 7.3.3.1

Al implementar esta iniciativa NAMA es factible mitigar un total de 90.4 Mton CO2/año debido al ahorro en pérdidas técnicas (10.78 GWh/años) y a la generación de energía limpia (116.6 GWh/año) con una inversión total de \$86.8 millones.

Para los proyectos de tipo Pequeñas Centrales Hidroeléctricas el promedio de los precios mínimos es de 80.9 \$/MWh y para los tipos Fotovoltaicos es de 200 \$/MWh. Comparando los precios actuales de energía del mercado spot en promedio 188 \$/MWh, los precios de la energía en los proyectos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas resultan menores por lo que se obtendría una buena rentabilidad.

En el caso de los proyectos fotovoltaicos, los precios resultan ser mayores a los precios actuales de energía del mercado spot, sin embargo podrían ser iguales o menores en temporada de verano, donde la presencia de generación en centrales hidroeléctricas es menor y se eleva la generación térmica, la cual causa que los precios del mercado spot crezcan.

La inversión total de los proyectos es de \$86.8 millones. El precio de venta mínimo permite obtener una TIR de 12% y una VAN positiva para que la inversión produzca utilidades.

7.4 DEFINICION DE LA LÍNEA BASE

Los niveles de pérdida técnica de energía de las empresas de AES El Salvador se definirán como escenario base y se utilizarán como referencia para evaluar los resultados obtenidos al implementar esta iniciativa NAMA.

De acuerdo a esto, la tabla 7.4.1 describe los niveles de pérdida técnica de energía anual de las empresas de AES El Salvador y por departamento, considerando para el presente estudio los resultados anuales del año 2012.

Empresa	Pérdida técnica anual [MWh]
CAESS	150,688
CLESA	74,577
DEUSEM	14,593
EEO	55,432
AES	295,289

Tabla 7.4.1

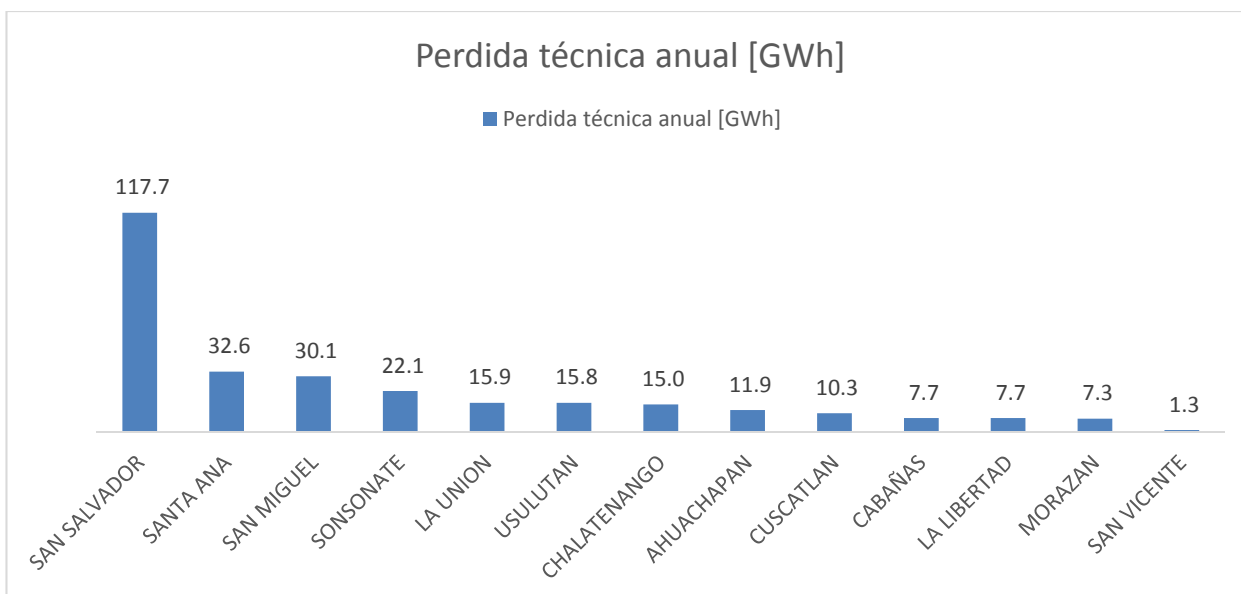


Grafico 7.4.1

Además, dentro de la línea base se considerará como referencia las emisiones netas anuales de gases de efecto invernadero del sector energético (5,110.7 CO₂ emisiones equivalentes) reportadas en la Política Nacional de Energía 2010-2024.

De igual forma, para medir los Co-beneficios se incluirán indicadores para un desarrollo sostenible, de tal forma de poder medir la eficiencia de los recursos, inclusión social, viabilidad económica identificando el nivel de empleos en los municipios de ubicación de los proyectos.

7.5 DISEÑO DEL PLAN MRV

El plan de Medición, Reporte y Verificación (MRV) incluye los elementos clave para garantizar una mayor transparencia, precisión y comparabilidad de la información con respecto al cambio climático.

Dentro de este plan se incluye la instalación de una infraestructura avanzada de medición (AMI por sus siglas en idioma inglés) para implementar un sistema de tele medición remota de los circuitos de distribución de todas las redes de distribución de AES El Salvador. De tal

forma, de monitorear de forma periódica mensual y anual de las pérdidas técnicas de energía en los circuitos donde se habrán instalado los proyectos de generación y así mismo, en general monitorear las pérdidas técnicas de energía de cada empresa distribuidora.

Se implementará un sistema de gestión para el control de los indicadores de pérdidas técnicas de energía y emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, se incluirán indicadores para medir los co-beneficios:

Una NAMA puede también procurar monitorear e informar resultados no relacionados con la reducción de GEI, como una contribución a los objetivos de desarrollo y/o a la mejora de las capacidades de mitigación entre los actores involucrados.

Los co-beneficios pueden incluir una amplia gama de objetivos nacionales de desarrollo tales como:

Beneficios sociales

- Acceso a la energía del transporte
- Beneficios de salud, debido a la mejorada calidad del agua o aire
- Mejorada calidad de vida, debido al uso de servicios ambientales

Beneficios ambientales

- Protección de la biodiversidad
- Mejorada calidad del agua o aire
- Beneficios económicos
- Creación de empleo
- Oportunidades nuevas para el desarrollo económico (crecimiento verde)

Beneficios institucionales (mejorada capacidad de mitigación)

- Acuerdos institucionales para promover el desarrollo de bajas emisiones
- Capacidades de los recursos técnicos y humanos fortalecidas
- El marco normativo para el desarrollo de bajas emisiones mejorado

7.6 PLANIFICACION DE LA INICIATIVA NAMA

La planificación de la implementación de la iniciativa NAMA se realizará en base al ciclo de un proyecto de energía renovable dentro del marco regulatorio del país, figura 7.6.1.

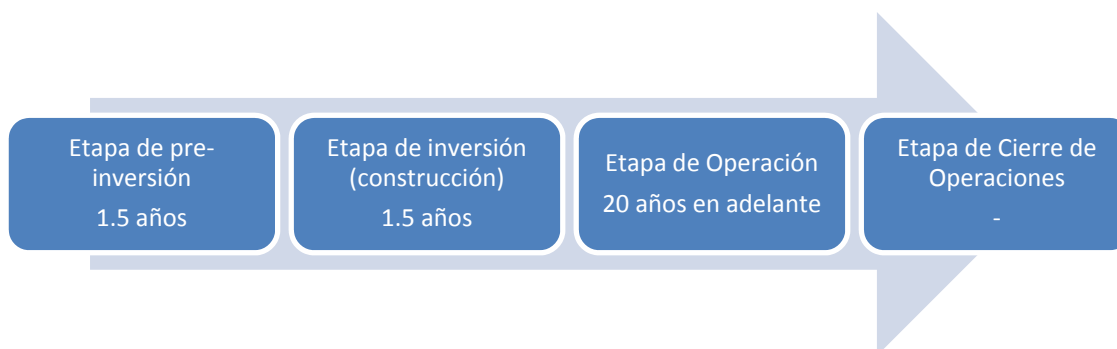


Figura 7.6.1

El ciclo de cada proyecto de esta iniciativa NAMA se inicia desde la etapa de pre-inversión que incluye las siguientes actividades:

- Perfil del Proyecto (incluido de forma general en este capítulo)
- Pre-factibilidad (incluido de forma general en este capítulo)
- Factibilidad
- Estudios Ambientales
- Interconexión con la red eléctrica
- Concesión e incentivos fiscales
- Diseño Final
- Cierre Financiero

CONCLUSIONES

- Para que los proyectos de energías renovables accedan al mecanismo NAMA es indispensable el apoyo y participación del estado, ya que una iniciativa NAMA puede ser registrada únicamente por el representante del gobierno del país; para el caso de El Salvador el punto focal de la Convención Mundial de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) es el Ministro de Medio Ambiente.
- La mejor manera de búsqueda y obtención de financiamiento para un proyecto NAMA, es ir directamente a una asociación global financiera o Fondo para el Medio Ambiente Mundial (por ejemplo el GEF), en la cual la NAMA debe ser respaldada por el país y la entidad designada como punto focal.
- Este tipo de iniciativa NAMA formulada es muy relevante ya que tiene dos beneficios principales, Aporta generación de energía limpia al sistema desplazando generación térmica que emite GEI y además reduce pérdidas técnicas de energía del sistema.
- El porcentaje de ahorro en pérdidas técnicas de energía con respecto a la energía generada resulta ser 23% para el caso de proyectos Solar Fotovoltaicos y 7% para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, este resultado indica que se reducen más pérdidas técnicas de energía en proyectos fotovoltaicos.
- El ahorro en pérdidas técnicas en la red de distribución es mayor para los sistemas fotovoltaicos por estar más cerca de los centros de carga, ya que se ubicaron a menos de 200m de las subestaciones. En el caso de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se requiere de una línea de interconexión más extensa debido que ya está definido el potencial hídrico para las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en un punto geográfico determinado.
- Mediante la implementación de las iniciativas NAMAs del portafolio de proyectos de energía renovable se espera mitigar 90.4 MTon de CO₂ al año a partir de un ahorro de energía de 10.78 GWh/año y una generación de energía de 116.6 GWh/año.
- De acuerdo a los resultados obtenidos en ahorro en pérdidas y comparando con la línea base, al implementar la iniciativa NAMA se espera reducir un 4% anual de las pérdidas técnicas de la red de distribución de AES El Salvador y una reducción de 0.3% con respecto a la compra de energía.

- De acuerdo al precio promedio de la energía establecido para los proyectos hidroeléctricos (80.9 \$/MWh) y para proyectos solar fotovoltaicos (200 \$/MWh), el portafolio de proyectos de generación resulto rentable (TIR 12% y VAN positiva). Sin embargo, este cálculo fue realizado únicamente como referencia para el inversionista; ya que el objetivo de las iniciativas NAMAs no es buscar maximizar recursos, sino más bien, mitigar los gases de efecto invernadero en los países en desarrollo y aportar al beneficio social.

RECOMENDACIONES

Para los sistemas fotovoltaico se debe considerar para las plantas de generación, el terreno donde estará instalado, para proporcionar los ahorros por pérdidas técnicas ya planteadas, pues de no ser así podrían no obtenerse los resultados planteados

Para los sistemas Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se deben de considerar los estudios de pre-factibilidad de los terrenos donde estarán montados las plantas Pequeñas Centrales Hidroeléctricas,

La implementación de este portafolio de los proyectos de energías renovables debe de considerarse proyectos de ayuda social para no tener retrasos en el proceso de implementación de los proyectos de energías renovables

GLOSARIO

AVR Automatic Voltage Regulator

B T Baja Tensión

BUR Reporte bienal de actualización

CAI Consultas y análisis internacionales

CdS Sulfuro de cadmio

CEL Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa

CLESA Empresa eléctrica que sirve a la zona Occidental del País

CMNUCC Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático

CO₂ Dióxido De Carbono

Cu₂S Sulfuro cuproso

DEUSEM Distribuidora Eléctrica de Usulután

DGA Dirección de Gestión Ambiental

EEO Empresa Eléctrica de Oriente

ELC *Electronic Load Controller*

EPC Engineering, Procurement and Construction

Equipo de interconexión: Dispositivo individual o múltiple utilizado en un sistema de interconexión.

ETESAL Empresa Transmisora de El Salvador

Factor de capacidad: Es la cantidad total de energía generada en un periodo de tiempo dividido por la cantidad máxima de energía de generación en ese periodo de tiempo. La cantidad máxima de energía de generación se define como la tasa del rendimiento de unidades multiplicado por el periodo de tiempo.

Factor de carga: Es el valor promedio de energía consumida durante un periodo de tiempo dividido por la máxima energía consumida durante ese periodo.

FMAM Fondo para el Medio Ambiente Mundial

FV Fotovoltaico

GaAs arseniuro de galio

GD Generación Distribuida

GEF Global Environment Fund

GEI Gases de Efecto Invernadero Climático

Generación distribuida GD: un concepto general dice que la generación distribuida es una fuente distribuida a pequeña escala que está conectada directamente a la red.

GWp GigaWatt Pico

IEA Agencia Internacional de la Energía

IGC Induction Generator Controller

Interconexión: Es el resultado del proceso de la adición de una unidad de generación distribuida al sistema eléctrico de potencia.

Isla: Es la posibilidad de que la GD proporcione energía eléctrica a las cargas locales y que está aislada del sistema eléctrico de potencia.

KVA Kilo Volteo Amperio

M T Media Tensión

MARN Ministerio De Medio Ambiente Y Recurso Naturales

MDL Mecanismo para un Desarrollo Limpio

MH Ministerio de Hacienda

MINSAL Ministerio de Salud

MRV Plan Monitoreo, Reporte y Verificación

MWh Mega Watts Hora

NAMA Acciones Nacionales de Mitigación Apropriadas (National Appropriate Mitigation Actions)

PCH Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

PIB Producto Interno Bruto

PNUD *Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo*

Punto de acoplamiento: Es el punto donde la GD está conectado con el sistema eléctrico de potencia.

SIGET Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

SNET Estudio Nacional de Estudio Territoriales

tCO₂ Toneladas de Dióxido de Carbono

TIR Tasa Interna de Retorno

UCA Universidad Centroamericana Simeón Cañas

UNFCCC, United Nations Framework Convention on Climate Change

UT Unidad de Transacción

VAN Valor Actual Neto

VCS Estándar de Verificación de Carbono (Verified Carbon Standard) **VER** Reducción de Emisiones Verificadas

VMVDU Viceministerio de Vivienda y Desarrollo Urbano

VPN Valor Presente Neto

WBCS World Business Council for Sustainable

WBCSD Consejo Mundial Empresarial para el Desarrollo Sustentable

WINDMILL Es un software que permite diseñar un sistema distribución eléctrica bajo las condiciones de consumo reales

WRI Instituto Mundial de Recursos(World Resources Institute)

BIBLIOGRAFIA

- [1]Bases de datos de red de distribución AES El Salvador.
- [2] Página web United Nations:<http://unfccc.int/2860>.
From Nationally Appropriate Mitigation Actions (NAMAs)
- [3]Proyecto ARECA El Salvador:
<http://www.proyectoareca.org/?lang=es>
- [4]Ministerio de Medio Ambiente y Recursos naturales (MARN),
- [5]Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET/MARN),
- [6]Documento Swera: Determinación del potencial solar y eólico en El Salvador.
- [7]Plan Maestro de energías renovables en El Salvador
- [8] Norma técnica de interconexión de eléctrica y acceso de usuarios finales a la red de transmisión.

ANEXOS

ANEXO A: FORMATOS DE REGISTRO NAMAS

ANEXO B: FACTIBILIDAD DE PROYECTOS SOLAR FOTOVOLTAICO Y PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

ANEXO C: RESULTADOS DE SIMULACION DE PORTAFOLIO DE PROYECTOS

ANEXO D: FLUJOS DE CAJA DE PORTAFOLIO DE PROYECTOS

ANEXO F: CAPITULO 4 PLAN MAESTRO DE ENERGÍAS RENOVABLES DE EL SALVADOR

ANEXO G: MAPA DE RED DE SUBTRANSMISION AES EL SALVADOR

ANEXO H: PERDIDAS TÉCNICAS EN LA RED DE AES EL SALVADOR

ANEXO A: FORMATOS DE REGISTRO NAMAS



NAMA Seeking Support for Preparation

A.1 Party <Pls enter Name of the Party here>

A.2 Title of Mitigation Action <Pls enter Title of Mitigation action here>

A.3 Description of mitigation action <Pls enter Description of Mitigation Action here>

A.4 Sector ☐ Energy supply ☐ Transport and its Infrastructure
☐ Residential and Commercial buildings ☐ Industry
☐ Agriculture ☐ Forestry
☐ Waste management ☐ Other <Pls enter Other text here>

A.5 Technology ☐ Bioenergy ☐ Cleaner Fuels
☐ Energy Efficiency ☐ Geothermal energy
☐ Hydropower ☐ Solar energy
☐ Wind energy ☐ Ocean energy
☐ Carbon Capture and Storage ☐ Low till / No till
☐ Land fill gas collection ☐ Other: <Pls enter Other text here>

A.6 Type of action ☐ National/Sectoral goal
☐ Strategy
☐ National/Sectoral policy or program
☐ Project: Investment in machinery
☐ Project: Investment in infrastructure
☐ Project: Other
☐ Other: <Pls enter Other text here>

A.7 Greenhouse gases covered by the action
☐ CO₂ ☐ CH₄
☐ N₂O ☐ HFCs
☐ PFCs ☐ SF₆
☐ Other <Pls add in text here>

B National Implementing Entity

B.1.0 Name <Pls enter NAME of National implementing Entity here>

B.1.1 Address <Pls enter Address here>

B.1.2 Contact Person <Pls enter name of Contact Person here>

Alternative Contact Person <Pls enter Alternative Contact Person here>

B.1.3 Phone <Pls enter Phone Number here>

Alternative Phone <Pls enter Alternative Phone Number here>

B.1.4 Email <Pls enter Email Address here>

Alternative Email <Pls enter Alternative Email Address here>

+ Add Additional entity



C. Expected timeframe for the preparation of the mitigation action

C.1 Number of months for completion 0

D.1 Used Currency <Pls enter used currency here>

Conversion to USD <to be filled automatically>

E Cost

E.1.1 Estimated full cost of preparation 0.00

Conversion to USD <to be filled automatically>

E.1.2 Comments on full cost of preparation

<Pls enter Comments here>

F Support required to prepare the mitigation action

F.1.1 Amount of financial support 0.00

Conversion to USD <to be filled automatically>

F.1.2 Type of required financial support

☐ Grant

☐ Loan (sovereign)

☐ Loan (Private)

☐ Concessional loan

☐ Guarantee

☐ Equity

☐ Carbon finance

☐ Other <Pls enter Other text here>

F.1.3 Comments on Financial Support <Pls enter Comments here>

F.2.1 Amount of Technical support 0.00

Conversion to USD <to be filled automatically>

F.2.3 Comments on Technical support <Pls enter Comments here>

F.3.1 Amount of capacity building support 0.00

☐ \$ (Dollars) ☐ man/hours

Conversion to USD <to be filled automatically>

F.3.2 Type of required capacity building support ☐ Individual level

☐ Institutional level

☐ Systemic level

☐ Other <Pls enter Other text here>

F.3.3 Comments on Capacity Building Support

<Pls enter comments here>



G Relevant National Policies strategies, plans and programmes and/or other mitigation action

G.1 Relevant National Policies <Pls enter relevant national policies here>

G.2 Links to other mitigation actions <Pls enter/select NAMA ID>

H Attachment

H.1 Attachment description <Pls enter attachment description>

H.2 File [Browse](#)



NAMA Seeking Support for Implementation

A.1 Party <Pls enter Name of the Party here>

A.2 Title of Mitigation Action <Pls enter Title of Mitigation Action here>

A.3 Description of mitigation action <Pls enter Description of Mitigation Action here>

A.4 Sector ☐ Energy supply ☐ Transport and its Infrastructure
☐ Residential and Commercial buildings ☐ Industry
☐ Agriculture ☐ Forestry
☐ Waste management ☐ Other <Pls enter Other text here>

A.5 Technology ☐ Bioenergy ☐ Cleaner Fuels
☐ Energy Efficiency ☐ Geothermal energy
☐ Hydropower ☐ Solar energy
☐ Wind energy ☐ Ocean energy
☐ Carbon Capture and Storage ☐ Low till / No till
☐ Land fill gas collection ☐ Other <Pls enter Other text here>

A.6 Type of action ☐ National/ Sectoral goal
☐ Strategy
☐ National/Sectoral policy or program
☐ Project: Investment in machinery
☐ Project: Investment in infrastructure
☐ Project: Other
☐ Other: <Pls enter Other text here>

A.7 Greenhouse gases covered by the action
☐ CO₂ ☐ CH₄
☐ N₂O ☐ HFCs
☐ PFCs ☐ SF₆
☐ Other <Pls add in text here>

B National Implementing Entity

B.1.0 Name <Pls enter NAME of National implementing Entity here>

B.1.1 Address <Pls enter Address here>

B.1.2 Contact Person <Pls enter name of Contact Person here>
Alternative Contact Person <Pls enter Alternative Contact Person here>

B.1.3 Phone <Pls enter Phone Number here>
Alternative Phone <Pls enter Alternative Phone Number here>

B.1.4 Email <Pls enter Email Address here>
Alternative Email <Pls enter Alternative Email Address here>

+ Add Additional entity



C. Expected timeframe for the implementation of the mitigation action

C.1 Number of years for completion <0>

C.2 Expected start year of implementation <Pls enter Year here >

D.1 Used Currency <Pls enter used currency here>

Conversion to USD <to be filled automatically>

E Cost

E.1.1 Estimated full cost of implementation 0.00

Conversion to USD <to be filled automatically>

E.1.2 Comments on full cost of implementation

<Pls enter Comments here>

E.2.1 Estimated incremental cost of implementation 0.00

Conversion to USD <to be filled automatically>

E.2.2 Comments on estimated incremental cost of implementation

<Pls enter Comments here>

F Support required for the implementation of the mitigation action

F.1.1 Amount of financial support 0.00

Conversion to USD <to be filled automatically>

F.1.2 Type of required financial support

☐ Grant

☐ Carbon finance

☐ Loan (sovereign)

☐ Other <Pls enter Other text here>

☐ Loan (Private)

☐ Concessional loan

☐ Guarantee

☐ Equity

F.1.3 Comments on Financial Support <Pls enter Comments on Financial Support here>

F.2.1 Amount of Technological Support 0.00

Conversion to USD <to be filled automatically>

F.2.2 Comments on Technological Support <Pls enter Comments here>

F.3.1 Amount of capacity building support 0.00 ☐ \$ (Dollars) ☐ man/hours

Conversion to USD <to be filled automatically>

F.3.2 Type of required capacity building support ☐ Individual level

☐ Institutional level

☐ Systemic level

☐ Other <Pls enter Other text here>



F.3.3 Comments on Capacity Building Support <Pls enter Comments here>

G Estimated emission reductions

G.1 Amount t.00

G.2 Unit MtCO₂e

G.3 Additional information (e.g. if available, information on the methodological approach followed):
<Pls enter additional information for estimated emission reductions here>

H.1 Other indicators of implementation <Pls enter Comments here>

I.1 Other relevant information including benefits for local sustainable development
<Pls enter Comments here>

J Relevant National Policies strategies, plans and programmes and/or other mitigation action

J.1 Relevant National Policies <Pls enter relevant national policies here>

J.2 Links to other mitigation actions <Pls enter/select NAMA ID>

K Attachments

K.1 Attachment description

K.2 File [Browse](#)



NAMA for Recognition

A.1 Party <Pls enter Name of the Party here>

A.2 Title of Mitigation Action <Pls enter Title of Mitigation action>

A.3 Description of mitigation action <Pls enter Description of Mitigation Action>

A.4 Sector ☐ Energy supply ☐ Transport and its Infrastructure
☐ Residential and Commercial buildings ☐ Industry
☐ Agriculture ☐ Forestry
☐ Waste management ☐ Other <Pls enter Other text here>

A.5 Technology ☐ Bioenergy ☐ Cleaner Fuels
☐ Energy Efficiency ☐ Geothermal energy
☐ Hydropower ☐ Solar energy
☐ Wind energy ☐ Ocean energy
☐ Carbon Capture and Storage ☐ Low till / No till
☐ Land fill gas collection ☐ Other <Pls enter Other text here>

A.6 Type of action ☐ National/ Sectoral goal
☐ Strategy
☐ National/Sectoral policy or program
☐ Project: Investment in machinery
☐ Project: Investment in infrastructure
☐ Project: Other
☐ Others: <Pls enter Other text here>

A.7 Greenhouse gases covered by the action
☐ CO₂ ☐ CH₄
☐ N₂O ☐ HFCs
☐ PFCs ☐ SF₆
☐ Other <Pls add in text here>

B National Implementing entity

B.1.0 Name <Pls enter NAME of National implementing Entity here>

B.1.1 Address <Pls enter Address here>

B.1.2 Contact Person <Pls enter name of Contact Person here>

Alternative Contact Person <Pls enter Alternative Contact Person here>

B.1.3 Phone <Pls enter Phone Number here>

Alternative Phone <Pls enter Alternative Phone Number here>

B.1.4 Email <Pls enter Email Address here>

Alternative Email <Pls enter Alternative Email Address here>

+ Add Additional entity



C. Expected timeframe for the implementation of the mitigation action

C.1 Number of years for completion 0

C.2 Expected start year of implementation <Pls enter Year here >

D.1 Used Currency <Pls enter Used currency here>

E Cost

E.1.1 Estimated full cost of preparation 0.00

Conversion to USD <to be filled automatically>

E.1.2 Comments on estimated full cost of preparation

<Pls enter comments here>

E.2.1 Estimated full cost of implementation 0.00

Conversion to USD <to be filled automatically>

E.2.2 Comments on estimated full cost of implementation

<Pls enter comments here>

E.3.1 Estimated incremental cost of implementation 0.00

Conversion to USD <to be filled automatically>

E.3.2 Comments on estimated incremental cost of implementation

<Pls enter comments here>

F Estimated emission reductions

F.1 Amount t.00

F.2 Unit MtCO₂e

F.3 Additional information (e.g. if available, information on the methodological approach followed):

<Pls enter additional information here>

G.1 Other indicators of implementation <Pls enter comments here>

H.1 Other relevant information including co-benefits for local sustainable development

<Pls enter comments here>

I Relevant National Policies strategies, plans and programmes and/or other mitigation action

I.1 Relevant National Policies <Pls enter relevant national policies here>

I.2 Links to other mitigation actions <Pls enter/select NAMA ID>



J Attachments

J.1 Attachment description <Pls enter attachment description here>

J.2 File [Browse](#)

Information on Support Available

A. Source of Support

A.1 Support title <Pls enter Support Title Here>

A.2 Support description <Pls enter Support Description Here>

A.3 Parties <Pls enter name of the Party or Parties here>

A.4 Government entity providing the resources

<Pls enter Government entity here>

Note: If the support is provided through an intermediary, please leave section A.4 empty

A.4.1 Address <Pls enter Address Here>

A.4.2 Contact Person <Pls enter Contact Person here>

Alternative Contact Person <Pls enter Alternative Contact Person here>

A.4.3 Phone <Pls enter Phone number here>

Alternative Phone <Pls enter Alternative Phone number here>

A.4.4 Email <Pls enter Email address here>

Alternative Email <Pls enter Alternative Email address here>

B.1 Organization channelling the resources

<Pls enter the Organisation here>

Note: If the support is provided directly by a government agency, please leave section B empty

B.1.0 Contact information

B.1.1 Address <Pls enter Address Here>

B.1.2 Contact Person <Pls enter Contact Person here>

Alternative Contact Person <Pls enter Alternative Contact Person here>

B.1.3 Phone <Pls enter Phone number here>

Alternative Phone <Pls enter Alternative Phone number here>

B.1.4 Email <Pls enter Email address here>

Alternative Email <Pls enter Alternative Email address here>

B.1.5 Type of organisation <Please enter Type of Organisation here>

C.1 Used currency <Pls enter used currency here>

D. Support available

D.1 Support available for

☐ Preparation of NAMAs

☐ Implementation of NAMAs



D.1.1 Regional scope	☐ Africa	☐ Latin America and the Caribbean
	☐ Asia	☐ East Europe
	☐ Central Asia	☐ Middle East and North Africa
	☐ LDCs	☐ SIDS
	☐ Other <Pls enter Other text here>	
D.1.2 Comments (provide further details on regional scope)		
<Pls enter comments for Regional scope here>		
D.1.2 Target country (if any) : <please select one>		
D.2.1 Amount of Financial Support t.00		
Conversion to USD <u><to be filled automatically></u>		
D.2.2 Type of financial support	☐ Grant	☐ Carbon finance
	☐ Loan (sovereign)	☐ Other <Pls enter Other text here>
	☐ Loan (Private)	
	☐ Concessional loan	
	☐ Guarantee	
	☐ Equity	
D.2.3 Comments on financial support		
<Pls enter Financial Support Comments Here>		
D.3.1 Amount of Technological Support t.00		
Conversion to USD <u><to be filled automatically></u>		
D.3.2 Type of Technology	☐ Bioenergy	☐ Cleaner fuels
	☐ Energy Efficiency	☐ Geothermal
	☐ Hydropower	☐ Solar
	☐ Wind	☐ Ocean Energy
	☐ Carbon Capture and Storage	☐ Energy end use
	☐ Low till / No till	☐ Land fill gas collection
	☐ Other <Pls enter Other text here>	
D.3.3 Comments on Technological Support		
<Pls enter Financial Support Comments Here>		
D.4.1 Amount of Capacity Building Support	t.00	☐ \$ (Dollars) ☐ man/hours
Conversion to USD <u><to be filled automatically></u>		
D.4.2 Type of capacity building support	☐ Individual level	
	☐ Institutional level	
	☐ Systemic level	
	☐ Other <Pls enter Other text here>	



D.4.3 Comments on Capacity Building Support

<Pls enter Comments on Capacity Building Support here>

E. Types of action that may be supported

- E.1 Sector
- | | |
|---|--|
| ☐ Energy supply | ☐ Transport and its Infrastructure |
| ☐ Residential and Commercial buildings | ☐ Industry |
| ☐ Agriculture | ☐ Forestry |
| ☐ Waste management | ☐ Other <Pls enter Other text here> |

- E.2 Type of action
- ☐ National/ Sectoral goal
 - ☐ Strategy
 - ☐ National/Sectoral policy or program
 - ☐ Project: Investment in machinery
 - ☐ Project: Investment in infrastructure
 - ☐ Project : other
 - ☐ Others: <Pls enter Other text here>

F. Process for the provision of support

F.1 Description <Pls. enter Description here>

F.2 Link <Pls. enter Link here>

G. Information on support already provided:

<Pls. enter information on support already provided here>

H Attachments

H.1 Attachment description

H.2 File [Browse](#)

ANEXO B : PORTAFOLIO DE PROYECTOS PCH Y SOLAR FOTOVOLTAICOS

PCH 1 MIRAZALCO

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH MIRAZALCO Grande de Sonsonate
Potencia [MW]	2
Circuito	416-1-12
Subestacion	Sub Metalio
Transformador (ref)	T56338
Tipo de Conductor trifasico	397.5 MCM AAC

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
3	-	\$50,000	Construir 3 FASES 13.2 k	\$150,000.00



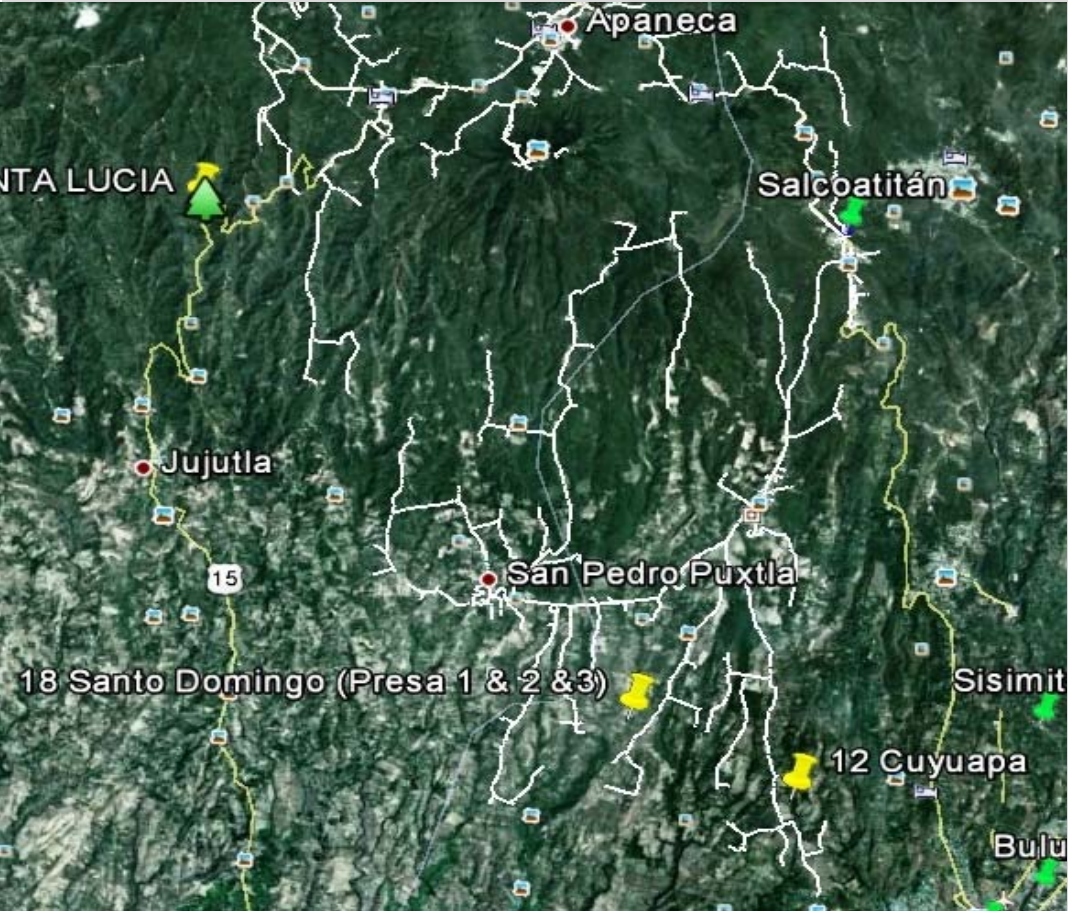
RESULTADOS DE SIMULACION

Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
367	152	144	ok		Es necesario reducir capacidad ya que para 3.4MW se tienen problemas de alto voltaje, la potencia del 8 generador se reduce a 300KW

PCH 18 SANTO DOMINGO

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH 18 SANTO DOMINGO
Potencia [MW]	1
Circuito	409-1-11
Subestacion	SALCUATITAN
Transformador (ref)	
Tipo de Conductor trifasico	

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
0.26		\$50,000	3 FASES 2ACSR	\$13,000.00

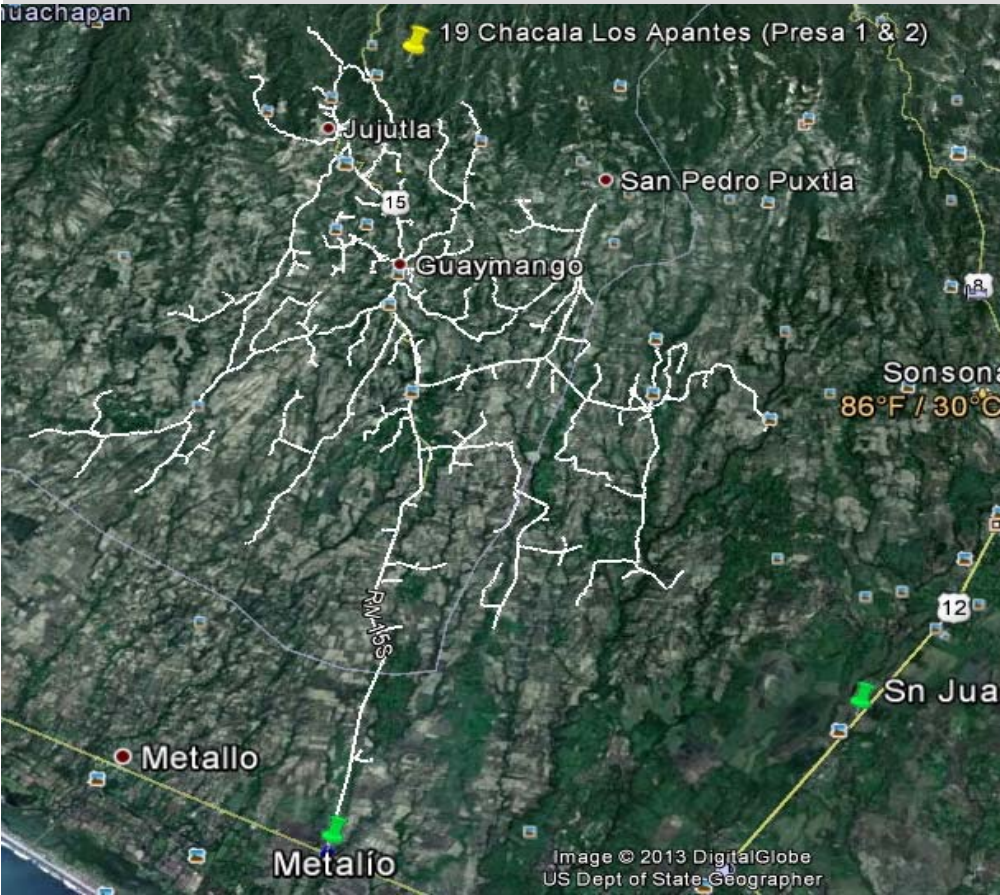


RESULTADOS DE SIMULACION					
Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
2311	234	218	OK	16	

PCH 19 CHACALA LOS APANTES

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH CHACALA LOS APANTES
Potencia [MW]	1.5
Circuito	416-1-11
Subestacion	METALIO
Transformador (ref)	
Tipo de Conductor trifasico	

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
12		\$50,000	3 FASES 2ACSR	\$600,000.00

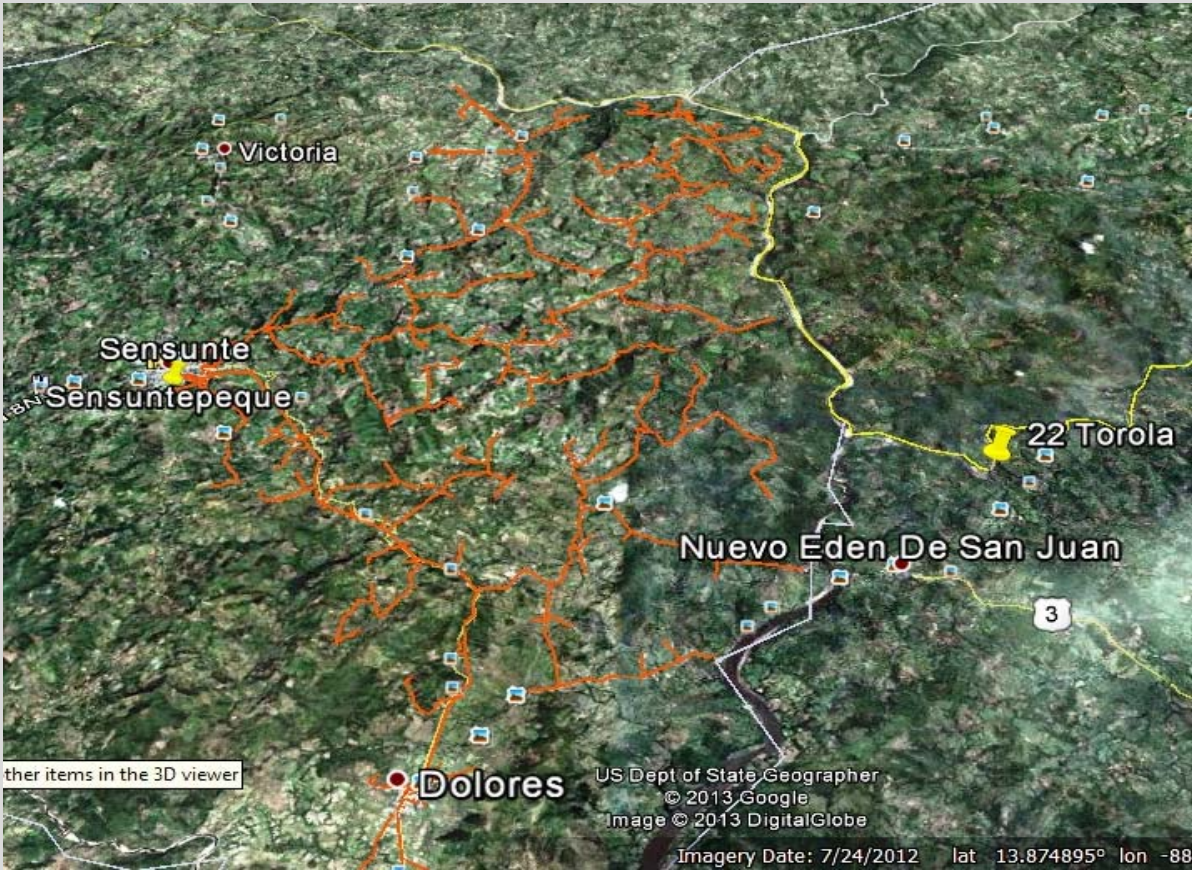


RESULTADOS DE SIMULACION					
Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
1879	338	178	para el -60% de demanda exite problema de sobre voltaje con 1.5MW	160	es necesario reducir la potencia del generador a 1.1MW para evitar problemas de sobre voltaje en demanda min, ademas las perdias se reducen mas.

PCH 22 TOROLA

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH TOROLA
Potencia [MW]	4
Circuito	163-1-12
Subestacion	SENSUNTEPEQUE
Transformador (ref)	
Tipo de Conductor trifasico	

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
5		\$50,000	3 FASES 2ACSR	\$250,000.00
5		\$3,300.00	2 FASES 2ACSR	\$16,500.00



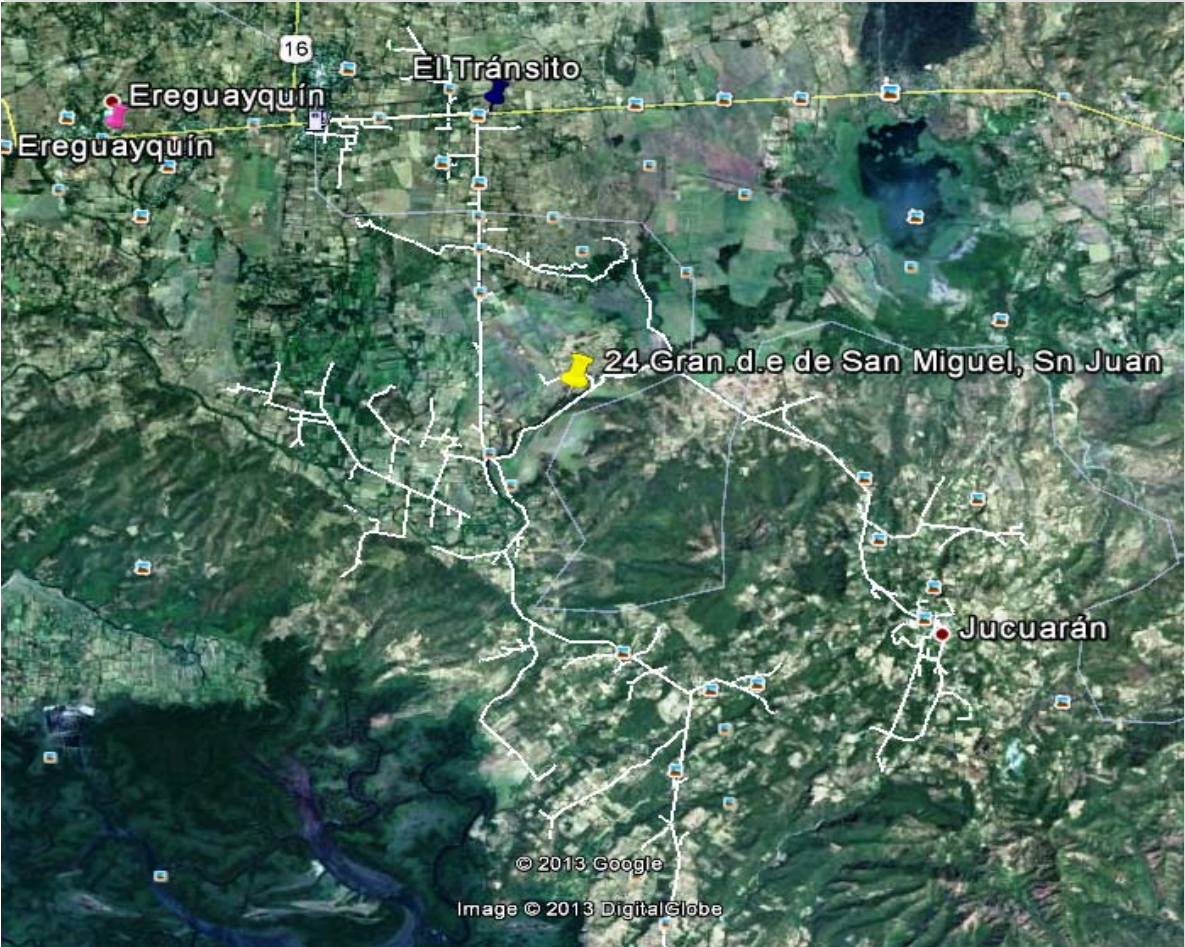
RESULTADOS DE SIMULACION

Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
4564	568	537			Es necesario reducir capacidad a 500kw para reducir perdida, evitar sobre voltajes tanto en dema max y min

PCH 24 GRANDE DE SAN MIGUEL SAN JUAN

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH GRANDE DE SAN MIGUEL SAN JUAN
Potencia [MW]	4.5
Circuito	321-1-41
Subestacion	TRANSITO
Transformador (ref)	
Tipo de Conductor trifasico	

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
2.3		\$50,000	3 FASES 2ACSR	\$115,000.00



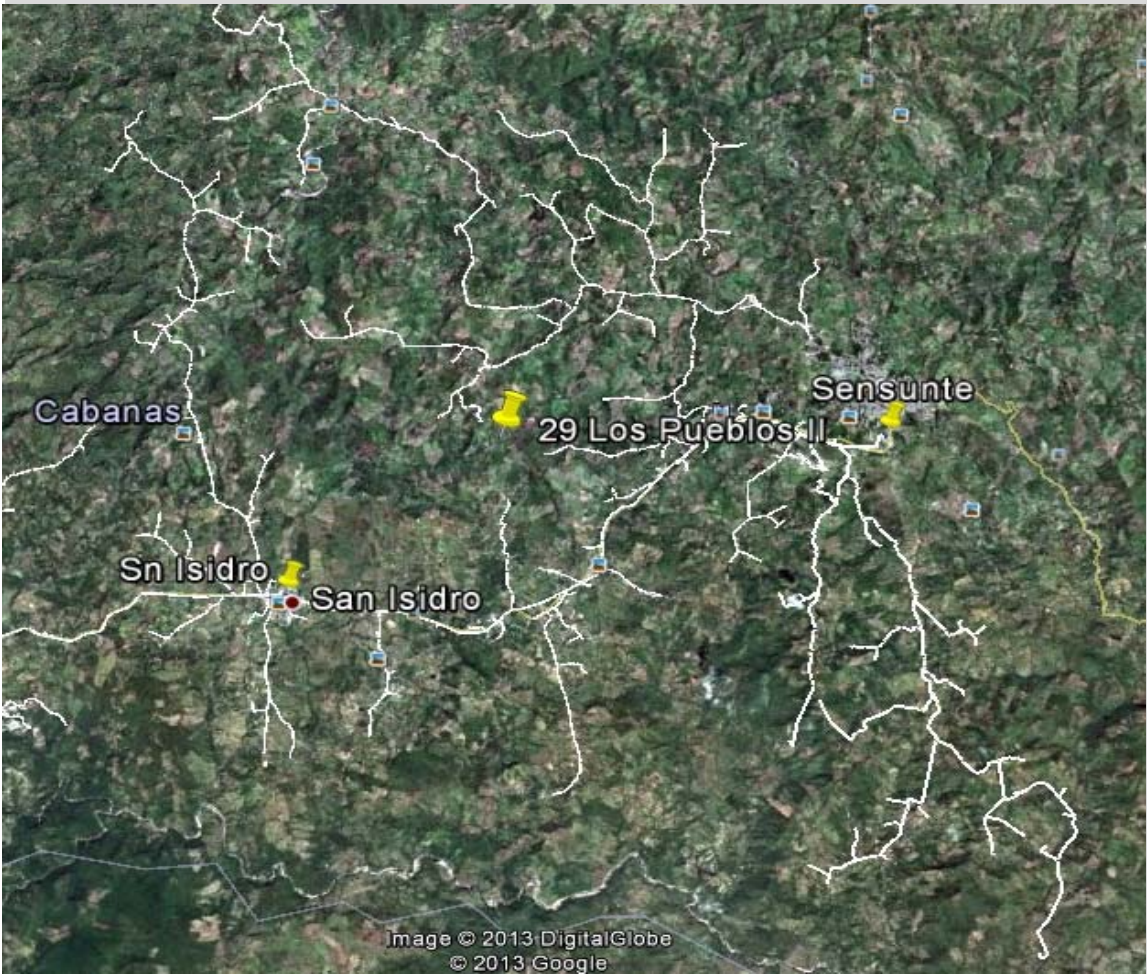
RESULTADOS DE SIMULACION

Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
1603	253	178	103 KW PERDIDA EN DAMANDA MIN	75	Es necesario reducir la capacidad del generador, para capacidad mayor a 1MW se da problema de sobre voltajes en demanda max y para capacidades mayores a 500KW en demanda minima, por lo que se reducira la capacidad a 500KW.

PCH 29 LOS PUEBLOS II

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH LOS PUEBLOS II
Potencia [MW]	1.2
Circuito	166-1-11
Subestacion	SAN ISIDRO
Transformador (ref)	
Tipo de Conductor trifasico	

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
1.2		\$50,000	3 FASES 2ACSR	\$60,000.00
2.1		\$33,000.00	2 FASES 2ACSR	\$69,300.00

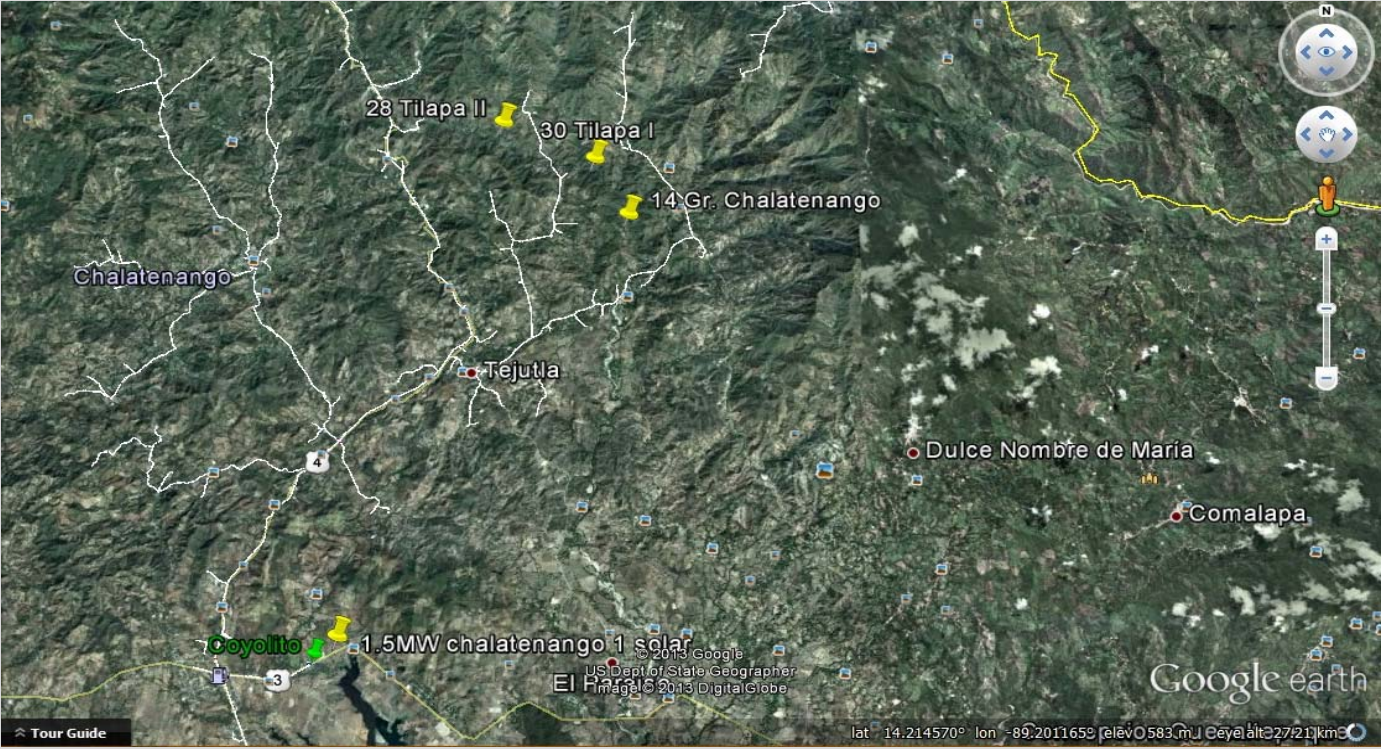


RESULTADOS DE SIMULACION					
Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
1598	454	378	OK	76	

PCH 14 GRANDE CHALATENANGO,28TILAPAI,30TILAPA1

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH GRANDE CHALATENANGO,TILAPAI,TILAPA1
Potencia [MW]	1.6
Potencia [MW]	1.9
Potencia [MW]	1
POTENCIA TOTAL	4.5
Circuito	140-2-13
Subestacion	COYOLITO
Transformador (ref)	
Tipo de Conductor trifasico	

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
9		\$50,000	3 FASES 2ACSR	\$450,000.00
9		\$50,000	3 FASES 2ACSR	\$450,000.00
9		\$50,000	3 FASES 2ACSR	\$450,000.00



RESULTADOS DE SIMULACION

Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
9430	1825	1583	reducir capacidad del conjunto a 1.3MW		La suma total de los tres generadores es de 4.5MW, esta capacidad resulta en sobre voltajes en la red de distribucion por lo que es necesario recudir la potencia de los generadores a un total de 2.2MW para no tener problema de sobre tensiones en situacion de demanda maxima, en situacion de deman min se debe reducir la capacidad del conjunto a 1.3MW.

PCH 1 GUALPUCA

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH GUALPUCA
Potencia [MW]	1
Circuito	309-1-42 MT
Subestacion	CIUDAD BARRIOS
Transformador (ref)	
Tipo de Conductor trifasico	2ACSR

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
6.7		\$33,000	2 FASES 2ACSR	\$221,100.00
2.35		\$50,000	3 FASES 2ACSR	\$117,500.00



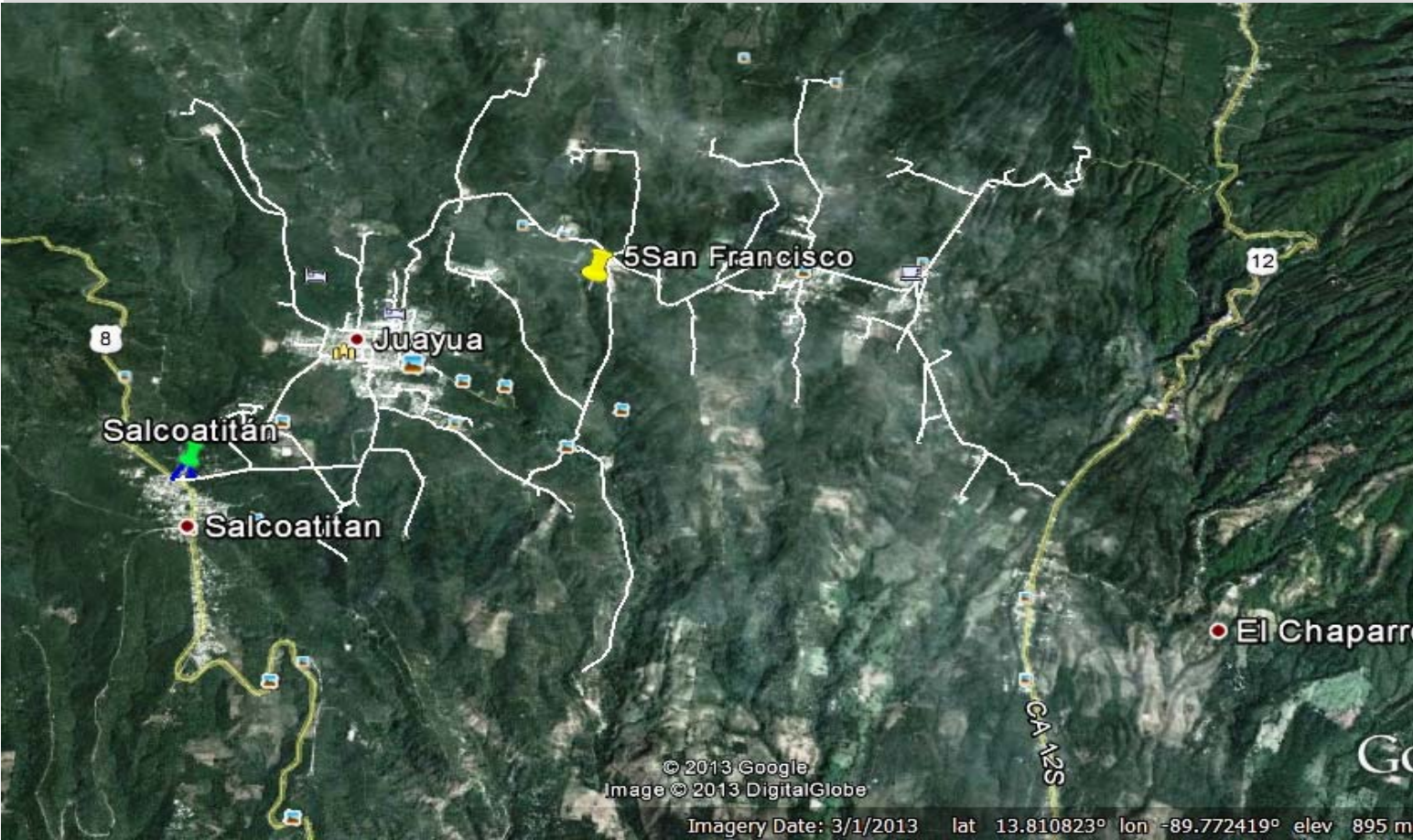
RESULTADOS DE SIMULACION

Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
2152	425	375	ok	50	

PCH 5 SAN FRANCISCO

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH SAN FRANCISCO
Potencia [MW]	1
Circuito	409-1-12
Subestacion	SALCUATITAN
Transformador (ref)	
Tipo de Conductor trifasico	

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
0.19	-	\$50,000	3 FASES 2ACSR	\$9,500.00

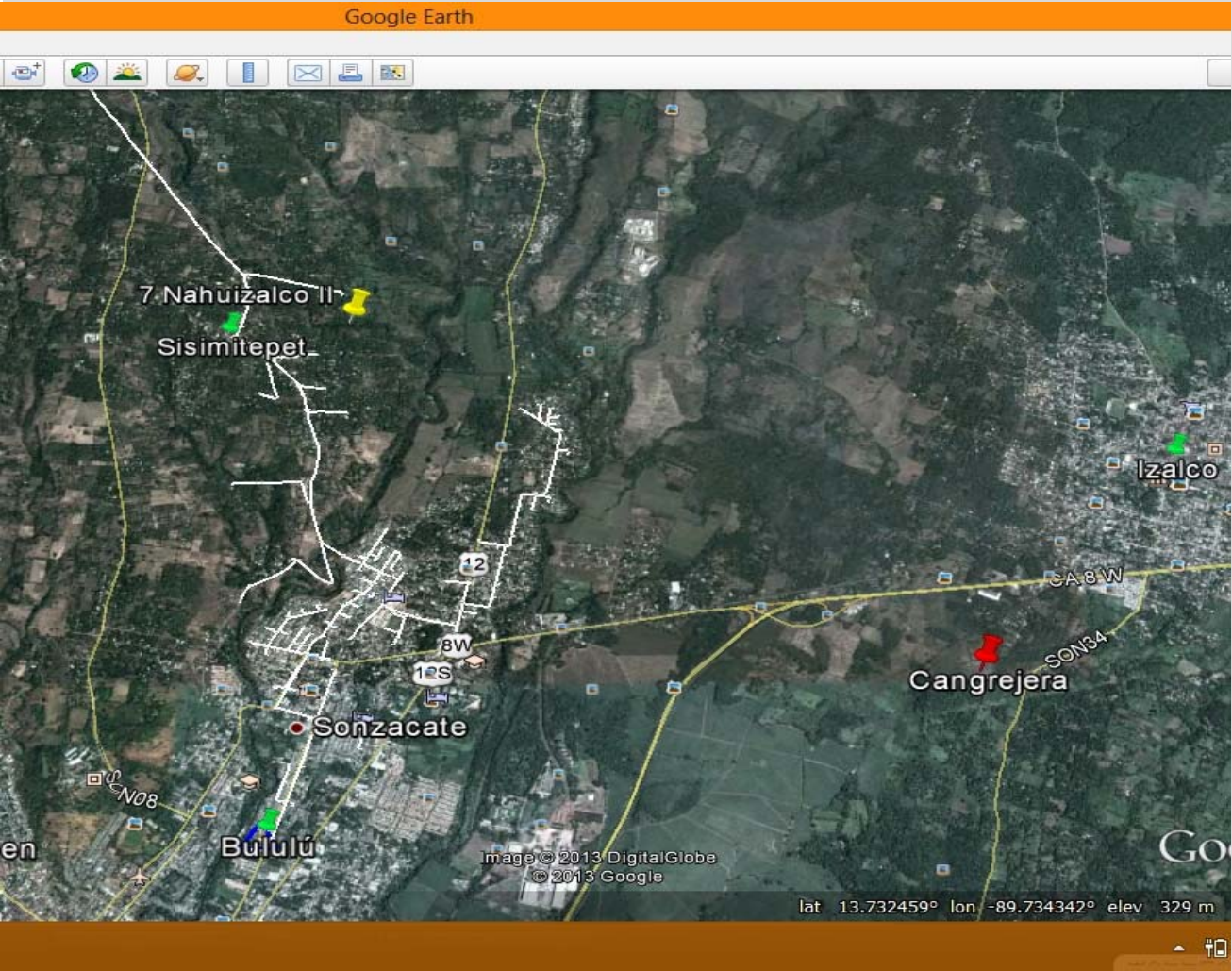


RESULTADOS DE SIMULACION					
Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
2076	145	91	OK	54	

PCH 7 SONZACATE NAHUIZALCO II

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH SONZACATE NAHUIZALCO
Potencia [MW]	3.8
Circuito	408-1-12
Subestacion	BULULU
Transformador (ref)	
Tipo de Conductor trifasico	

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
0.561		\$16,600	1 FASES 2ACSR	\$9,312.60
0.23		\$50,000.00	3 FASES 2ACSR	\$11,500.00



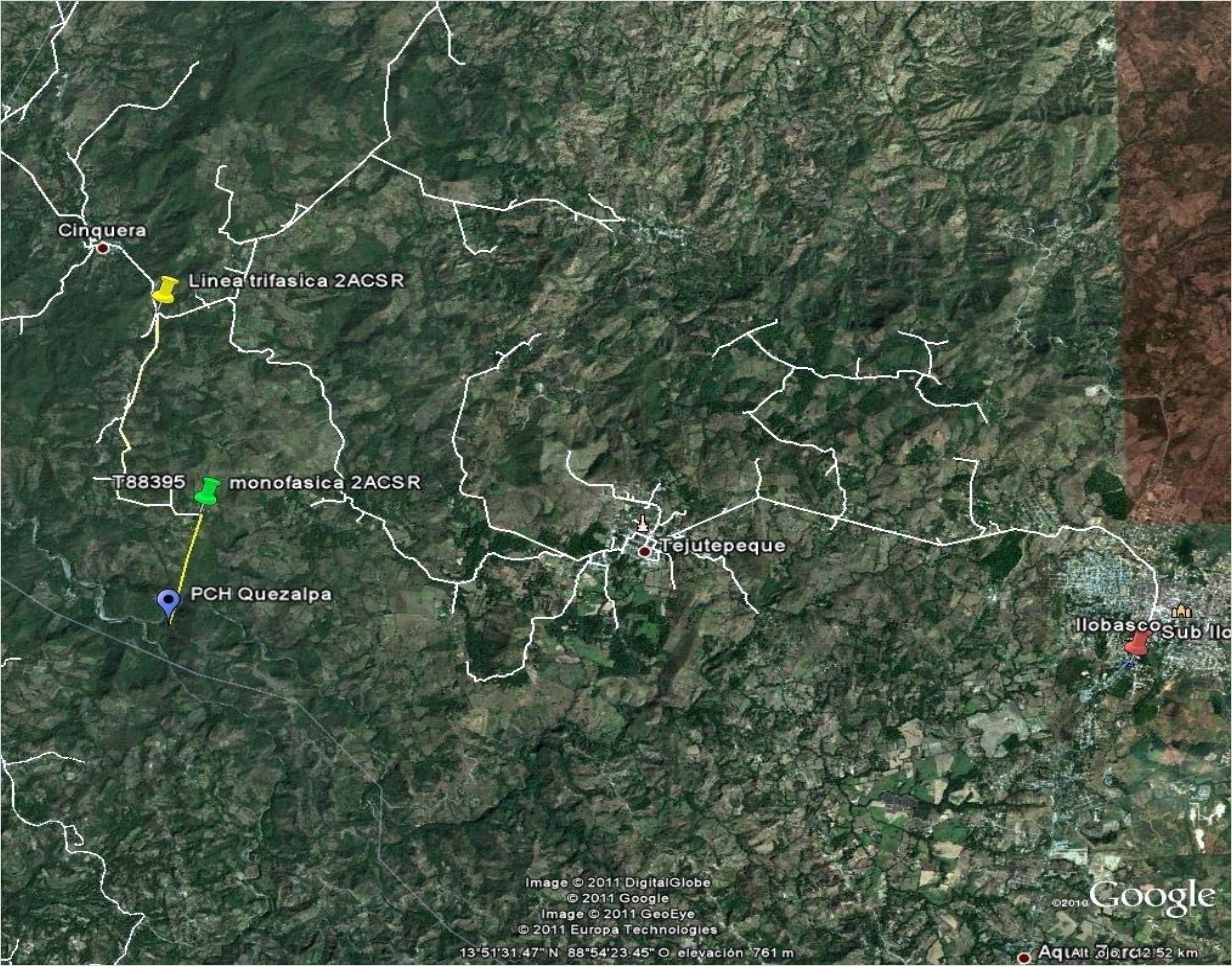
RESULTADOS DE SIMULACION

Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
706	383	338	OK	45	es necesario reducir la capacidad de generador a 700kw para reducir las perdidas y satisfacer la demanda de 706.1kw

PCH 8 QUEZALAPA

ID	
Nombre	PCH Quezalpa
Potencia [MW]	1
Circuito	164-2-12
Subestacion	Sub-Ilobasco
Transformador (ref)	T88395
Tipo de Conductor trifasico	2ACSR

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
5 -		\$50,000.00	Construir 3 FASES 13.2 kv ACSR #2	\$250,000.00



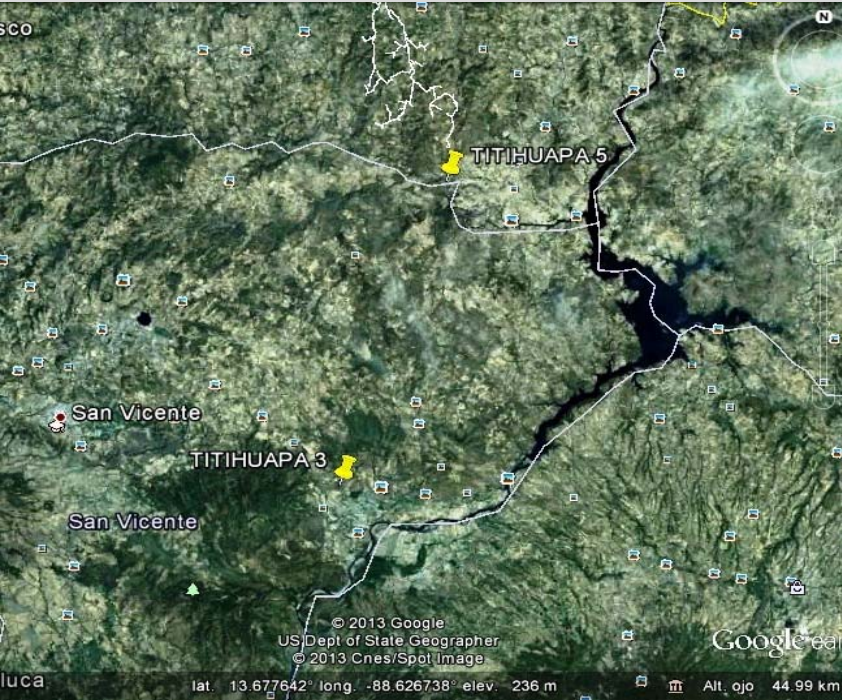
RESULTADOS DE SIMULACION

Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
416	396	370	ok	26	

PCH 10 TITIHUAPA 3

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH TITIHUAPA 3
Potencia [MW]	2
Circuito	163-1-13
Subestacion	SENSUNTEPEQUE
Transformador (ref)	
Tipo de Conductor trifasico	

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
22		\$50,000.00	3 FASES 2ACSR	\$1,100,000.00



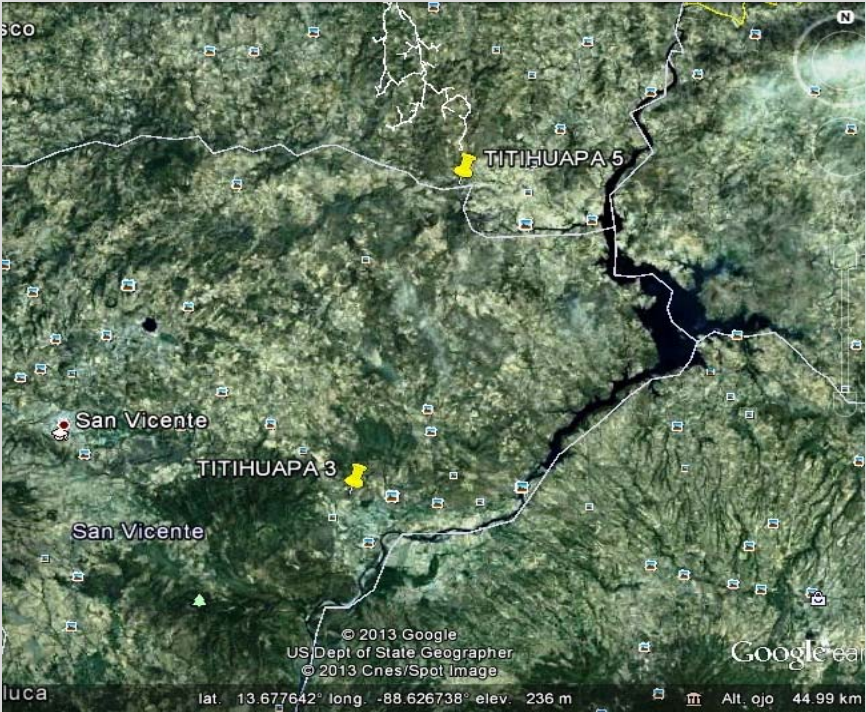
RESULTADOS DE SIMULACION

Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
500	394				Para Titihuapa 3 se hace necesario 22km de linea 3hilos para llegar hasta el punto de conexion de Titihuapa 5, y tomando como referencia la simulacion de Titihupa 5 en el que fue necesario reducir la capacidad a 500KW, Titihuapa 3 se descarta para este analisis.

PCH 11 TITIHUAPA 5

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH TITIHUAPA 5
Potencia [MW]	1.4
Circuito	163-1-13
Subestacion	SENSUNTEPEQUE
Transformador (ref)	
Tipo de Conductor trifasico	

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
2.8		\$16,600	1 FASES 2ACSR	\$46,480.00
10		\$50,000.00	3 FASES 2ACSR	\$500,000.00



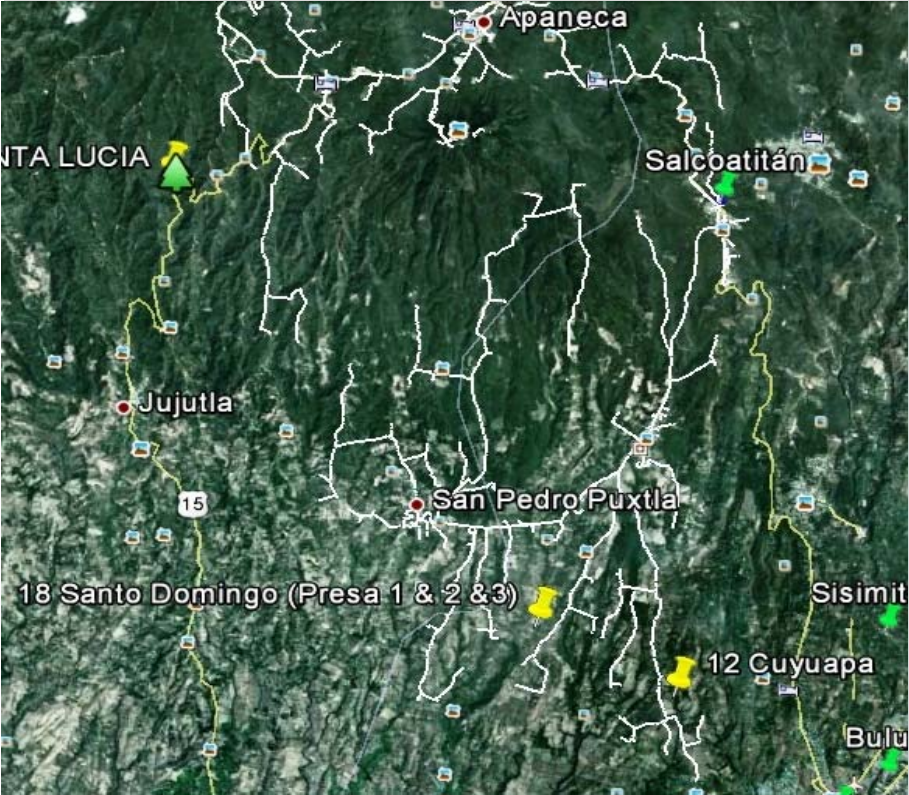
RESULTADOS DE SIMULACION

Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
500	394	367	OK	27	para poder reducir laas perdidas en este circuito es necesario reducir la capacidad del generador a 500kw

PCH 12 CUYUAPA

DATOS GENERALES	
Nombre	PCH CUYUAPA
Potencia [MW]	1
Circuito	408-1-13
Subestacion	BULULU
Transformador (ref)	
Tipo de Conductor trifasico	

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
2		\$50,000	3 FASES 2ACSR	\$100,000.00



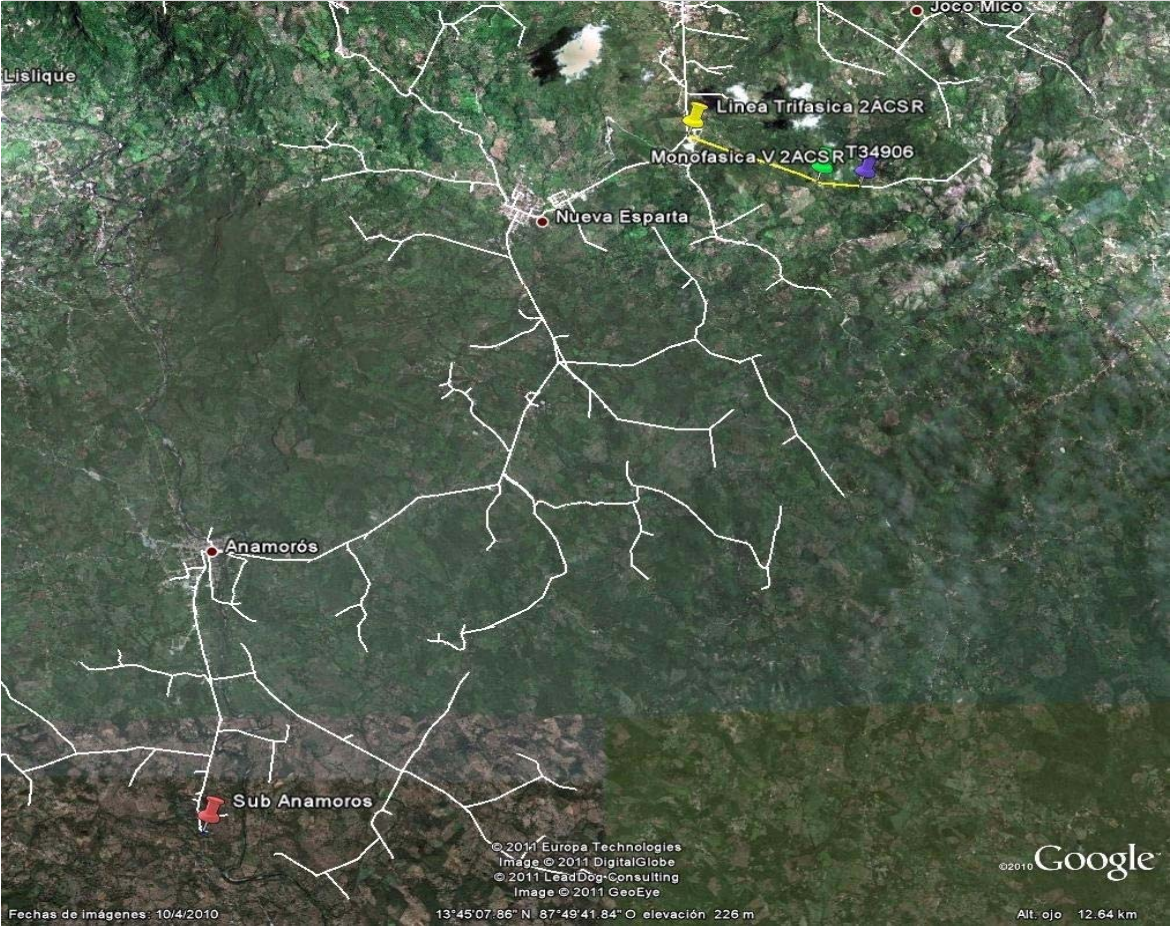
RESULTADOS DE SIMULACION

Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
4827	943	818	OK	125	se obtiene mas reduccion de perdidas conectando con circuito 408-1-13, el costo de la linea de interconexion es mayor, sin embargo se tiene la otro generador en el ciruito 409-1-11 ref:Santo domingo 1&2&3

PCH 16 POLOROS

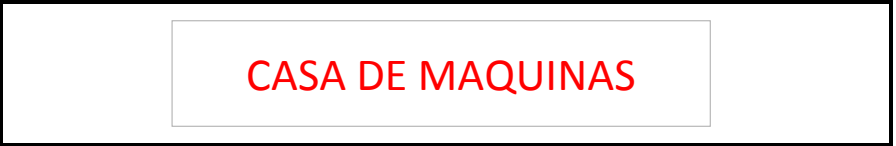
DATOS GENERALES	
Nombre	PCH Poloros
Potencia [MW]	sin dato
Circuito	320-1-41
Subestacion	Sub Anamoros
Transformador (ref)	T34906
Tipo de Conductor trifasico	2 ACSR

Detalle de linea (desde Pto. Inyector a linea trifasica)				
longitud [Km]	Construido	costo unitario	Descripcion	costo
3.2		\$50,000	3 FASES 2ACSR	\$160,000.00



RESULTADOS DE SIMULACION

Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario
1665	1361	847	OK	514	La capacidad para demanda maxima debe ser reducida a 1MW y para demanda minima no exite problemas de sobre tensiones para potencia de 1MW



CALCULO DE ENERGIA PARA UNA PLANTA DE: 500 kWp

Características del Modulo Fotovoltaico		
Capacidad del Módulo:	280	W
Corriente de Régimen de Módulo:	7.81	A
Voltaje de Régimen del Módulo:	36.6	V
Marca:	BIO ENERGY	
Modelo:	BIO 280	
Dimensiones Largo	1.956	Metros
Dimensiones Ancho	0.992	Metros
Espesor:	0.045	Metros
Peso:	23	Kg
Area:	1.94	M2

Características del Inversor		
Marca:	GAMESA	
Modelo:	Central inverters 500 kW TL PLUS	
Capacidad del Inversor	500	KW
Imax:	1,200	A AC
Rango Voltaje:		
Minimo:	450	Voltaje
Maximo:	900	Voltaje
Dimensiones Largo	2.246	METROS
Dimensiones Ancho	2.286	METROS
Espesor:	1.26	METROS
Area:	5.13	M2
Peso:	1587	Kg

	14.29	
Numero paneles	1,785.71	1,800
N° serie min	12.30	13
N° serie Max	24.59	25

Arreglo de los Modulos fotovoltaicos		
Número de Modulos Paralelos:	72	unidades
Número de Módulos en Serie:	25.0	unidades
Cantidad de Módulos	1,800	unidades

Capacidad Total del Sistema Generador:	504	KW
--	-----	----

AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	3,492.63	M2
-----------------------------	----------	----

Casa de Maquinas	287	m2
Area Total Asignados para la planta Fotovoltaica	3,780	m2
Largo del area donde estara la planta fotovoltaica	70	Metros
Ancho del area donde estara la planta fotovoltaica	54	Metros

Proyecto:	PROYECTO Metapan 500 kWp	
Generacion (Watts):	500.00	kWp
Ubicado:	Metapan	
Latitud	14.325	Grados
Longitud	-89.446	Grados

Capacidad Total del Sistema Generador:	504.00	KW
--	---------------	-----------

ARREGLO DE LOS MODULOS FV 500 kWp		
Número de Modulos Paralelos:	72	UNIDADES
Número de Módulos en Serie:	25	UNIDADES
Cantidad de Módulos	1,800	UNIDADES

AREA REQUERIDA PARA PLANTA FOTOLTAICA DE 500 kWp		
AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	3,493	M2
CASA DE MAQUINAS	287	M2
TOTAL DE AREA REQUERIDA	3,780	M2

AREA PROYECTO Metapan 500 kWp

TOTAL DE AREA REQUERIDA 3779.6336 M2

70 Metros



54 Metros

CALCULO DE ENERGIA PARA UNA PLANTA DE: 1000 kWp		
---	--	--

Características del Modulo Fotovoltaico		
Capacidad del Módulo:	280	W
Corriente de Régimen de Módulo:	7.81	A
Voltaje de Régimen del Módulo:	36.6	V
Marca:	BIO ENERGY	
Modelo:	BIO 280	
Dimensiones Largo	1.956	Metros
Dimensiones Ancho	0.992	Metros
Espesor:	0.045	Metros
Peso:	23	Kg
Area:	1.94	M2

Características del Inversor		
Marca:	GAMESA	
Modelo:	Central inverters 500 kW TL PLUS	
Capacidad del Inversor	500	KW
Imax:	1,200	A AC
Rango Voltaje:		
Mínimo:	450	Voltaje
Maximo:	900	Voltaje
Dimensiones Largo	2.246	METROS
Dimensiones Ancho	2.286	METROS
Espesor:	1.26	METROS
Area:	5.13	M2
Peso:	1587	Kg

Numero paneles	1,785.71	1,800
N° serie min	12.30	13
N° serie Max	24.59	25

Arreglo de los Modulos fotovoltaicos		
Número de Modulos Paralelos:	72	unidades
Número de Módulos en Serie:	25.0	unidades
Cantidad de Módulos	1,800	unidades

Capacidad Total del Sistema Generador:	504	KW
--	-----	----

AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	3,492.63	M2
-----------------------------	----------	----

Casa de Maquinas	287	m2
Area Total Asignados para la planta Fotovoltaica	3,780	m2
Largo del area donde estara la planta fotovoltaica	70	Metros
Ancho del area donde estara la planta fotovoltaica	54	Metros

70 Metros

Proyecto:	PROYECTO AHUACHAPAN 1000 kWp	
Generacion (Watts):	1,000.00	kWp
Ubicado:	AHUACHAPAN	
Latitud	13.766	Grados
Longitud	-90.025	Grados

Capacidad Total del Sistema Generador:	1,008.00	KW
--	-----------------	-----------

ARREGLO DE LOS MODULOS FV 1000 kWp		
Número de Modulos Paralelos:	144	UNIDADES
Número de Módulos en Serie:	50	UNIDADES
Cantidad de Módulos	3,600	UNIDADES

AREA REQUERIDA PARA PLANTA FOTOLTAICA DE 1000 kWp		
AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	6,985	M2
CASA DE MAQUINAS	287	M2
TOTAL DE AREA REQUERIDA	7,272	M2

Largo del area donde estara la planta foto	100	Metros
Ancho del area donde estara la planta foto	73	Metros

AREA PROYECTO AHUACHAPAN 1000 kWp

TOTAL DE AREA REQUERIDA 7272.2672 M2

100 Metros



73 Metros

54 Metros

CALCULO DE ENERGIA PARA UNA PLANTA DE: 1000 kWp		
---	--	--

Características del Modulo Fotovoltaico		
Capacidad del Módulo:	280	W
Corriente de Régimen de Módulo:	7.81	A
Voltaje de Régimen del Módulo:	36.6	V
Marca:	BIO ENERGY	
Modelo:	BIO 280	
Dimensiones Largo	1.956	Metros
Dimensiones Ancho	0.992	Metros
Espesor:	0.045	Metros
Peso:	23	Kg
Area:	1.94	M2

Características del Inversor		
Marca:	GAMESA	
Modelo:	Central inverters 500 kW TL PLUS	
Capacidad del Inversor	500	KW
Imax:	1,200	A AC
Rango Voltaje:		
Minimo:	450	Voltaje
Maximo:	900	Voltaje
Dimensiones Largo	2.246	METROS
Dimensiones Ancho	2.286	METROS
Espesor:	1.26	METROS
Area:	5.13	M2
Peso:	1587	Kg

Numero paneles	1,785.71	1,800
N° serie min	12.30	13
N° serie Max	24.59	25

Arreglo de los Modulos fotovoltaicos		
Número de Modulos Paralelos:	72	unidades
Número de Módulos en Serie:	25.0	unidades
Cantidad de Módulos	1,800	unidades

Capacidad Total del Sistema Generador:	504	KW
--	-----	----

AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	3,492.63	M2
-----------------------------	----------	----

Casa de Maquinas	287	m2
Area Total Asignados para la planta Fotovoltaica	3,780	m2
Largo del area donde estara la planta fotovoltaica	70	Metros
Ancho del area donde estara la planta fotovoltaica	54	Metros

70 Metros

Proyecto:	PROYECTO LA UNION 2 1000 kWp	
Generacion (Watts):	1,000.00	kWp
Ubicado:	LA UNION 2	
Latitud	13.198	Grados
Longitud	-88.060	Grados

Capacidad Total del Sistema Generador:	1,008.00	KW
--	-----------------	-----------

ARREGLO DE LOS MODULOS FV 1000 kWp		
Número de Modulos Paralelos:	144	UNIDADES
Número de Módulos en Serie:	50	UNIDADES
Cantidad de Módulos	3,600	UNIDADES

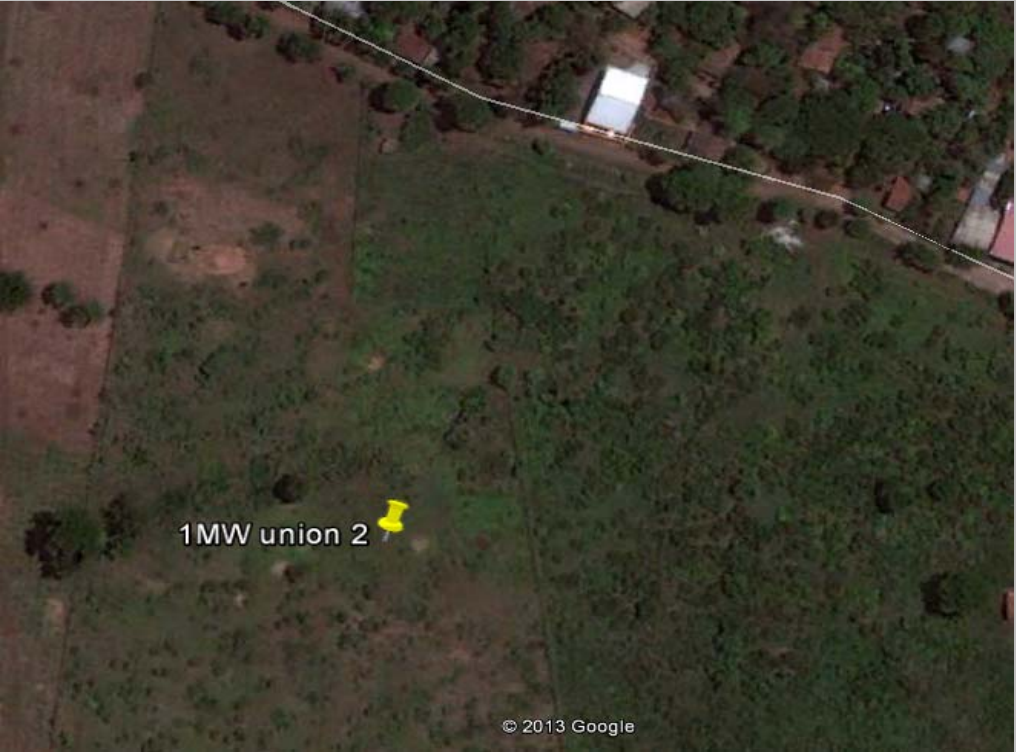
AREA REQUERIDA PARA PLANTA FOTOLTAICA DE 1000 kWp		
AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	6,985	M2
CASA DE MAQUINAS	287	M2
TOTAL DE AREA REQUERIDA	7,272	M2

Largo del area donde estara la planta foto	100	Metros
Ancho del area donde estara la planta foto	73	Metros

AREA PROYECTO LA UNION 2 1000 kWp

TOTAL DE AREA REQUERIDA 7272.2672 M2

100 Metros



73 Metros

54 Metros

CALCULO DE ENERGIA PARA UNA PLANTA DE: 1000 kWp		
Características del Modulo Fotovoltaico		
Capacidad del Módulo:	280	W
Corriente de Régimen de Módulo:	7.81	A
Voltaje de Régimen del Módulo:	36.6	V
Marca:	BIO ENERGY	
Modelo:	BIO 280	
Dimensiones Largo	1.956	Metros
Dimensiones Ancho	0.992	Metros
Espesor:	0.045	Metros
Peso:	23	Kg
Area:	1.94	M2
Características del Inversor		
Marca:	GAMESA	
Modelo:	Central inverters 500 kW TL PLUS	
Capacidad del Inversor	500	KW
Imax:	1,200	A AC
Rango Voltaje:		
Minimo:	450	Voltaje
Maximo:	900	Voltaje
Dimensiones Largo	2.246	METROS
Dimensiones Ancho	2.286	METROS
Espesor:	1.26	METROS
Area:	5.13	M2
Peso:	1587	Kg
Numero paneles		
N° serie min	1,785.71	1,800
N° serie Max	12.30	13
N° serie Max	24.59	25
Arreglo de los Modulos fotovoltaicos		
Número de Modulos Paralelos:	72	unidades
Número de Módulos en Serie:	25.0	unidades
Cantidad de Módulos	1,800	unidades
Capacidad Total del Sistema Generador:		
Area DE PLANTA FOTOVOLTAICA	3,492.63	M2
Casa de Maquinas		
Area Total Asignados para la planta Fotovoltaica	287	m2
Largo del area donde estara la planta fotovoltaica	3,780	m2
Ancho del area donde estara la planta fotovoltaica	70	Metros
Ancho del area donde estara la planta fotovoltaica	54	Metros
70 Metros		

Proyecto:	PROYECTO USULUTAN 1000 kWp	
Generacion (Watts):	1,000.00	kWp
Ubicado:	USULUTAN	
Latitud	13.349	Grados
Longitud	-88.319	Grados
Capacidad Total del Sistema Generador:		
ARREGLO DE LOS MODULOS FV 1000 kWp		
Número de Modulos Paralelos:	144	UNIDADES
Número de Módulos en Serie:	50	UNIDADES
Cantidad de Módulos	3,600	UNIDADES
AREA REQUERIDA PARA PLANTA FOTOLTAICA DE 1000 kWp		
AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	6,985	M2
CASA DE MAQUINAS	287	M2
TOTAL DE AREA REQUERIDA	7,272	M2
Largo del area donde estara la planta foto		
Ancho del area donde estara la planta foto	100	Metros
Ancho del area donde estara la planta foto	73	Metros
AREA PROYECTO USULUTAN 1000 kWp		
TOTAL DE AREA REQUERIDA 7272.2672 M2		
100 Metros		
73 Metros		
54 Metros		



CALCULO DE ENERGIA PARA UNA PLANTA DE: 1500 kWp		
Características del Modulo Fotovoltaico		
Capacidad del Módulo:	280	W
Corriente de Régimen de Módulo:	7.81	A
Voltaje de Régimen del Módulo:	36.6	V
Marca:	BIO ENERGY	
Modelo:	BIO 280	
Dimensiones Largo	1.956	Metros
Dimensiones Ancho	0.992	Metros
Espesor:	0.045	Metros
Peso:	23	Kg
Area:	1.94	M2
Características del Inversor		
Marca:	GAMESA	
Modelo:	Central inverters 500 kW TL PLUS	
Capacidad del Inversor	500	KW
Imax:	1,200	A AC
Rango Voltaje:		
Mínimo:	450	Voltaje
Máximo:	900	Voltaje
Dimensiones Largo	2.246	METROS
Dimensiones Ancho	2.286	METROS
Espesor:	1.26	METROS
Area:	5.13	M2
Peso:	1587	Kg
Numero paneles	1,785.71	1,800
N° serie min	12.30	13
N° serie Max	24.59	25
Arreglo de los Modulos fotovoltaicos		
Número de Modulos Paralelos:	72	unidades
Número de Módulos en Serie:	25.0	unidades
Cantidad de Módulos	1,800	unidades
Capacidad Total del Sistema Generador:	504	KW
AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	3,492.63	M2
Casa de Maquinas	287	m2
Area Total Asignados para la planta Fotovoltaica	3,780	m2
Largo del area donde estara la planta fotovoltaica	70	Metros
Ancho del area donde estara la planta fotovoltaica	54	Metros
70 Metros		54 Metros

Proyecto:	PROYECTO CHALATENANGO 2 1500 kWp	
Generacion (Watts):	1,500.00	kWp
Ubicado:	CHALATENANGO 2	
Latitud	14.035	Grados
Longitud	-88.933	Grados

Capacidad Total del Sistema Generador:	1,512.00	KW
--	----------	----

ARREGLO DE LOS MODULOS FV 1500 kWp		
Número de Modulos Paralelos:	216	UNIDADES
Número de Módulos en Serie:	75	UNIDADES
Cantidad de Módulos	5,400	UNIDADES

AREA REQUERIDA PARA PLANTA FOLTALICA DE 1500 kWp		
AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	10,478	M2
CASA DE MAQUINAS	287	M2
TOTAL DE AREA REQUERIDA	10,765	M2

Largo del area donde estara la planta foto	100	Metros
Ancho del area donde estara la planta foto	108	Metros

AREA PROYECTO CHALATENANGO 2 1500 kWp

TOTAL DE AREA REQUERIDA 10764.9008 M2

100 Metros



108 Metros

CALCULO DE ENERGIA PARA UNA PLANTA DE: 1500 kWp

Características del Modulo Fotovoltaico		
Capacidad del Módulo:	280	W
Corriente de Régimen de Módulo:	7.81	A
Voltaje de Régimen del Módulo:	36.6	V
Marca:	BIO ENERGY	
Modelo:	BIO 280	
Dimensiones Largo	1.956	Metros
Dimensiones Ancho	0.992	Metros
Espesor:	0.045	Metros
Peso:	23	Kg
Area:	1.94	M2

Características del Inversor		
Marca:	GAMESA	
Modelo:	Central inverters 500 kW TL PLUS	
Capacidad del Inversor	500	KW
Imax:	1,200	A AC
Rango Voltaje:		
Minimo:	450	Voltaje
Maximo:	900	Voltaje
Dimensiones Largo	2.246	METROS
Dimensiones Ancho	2.286	METROS
Espesor:	1.26	METROS
Area:	5.13	M2
Peso:	1587	Kg

Numero paneles	1,785.71	1,800
N° serie min	12.30	13
N° serie Max	24.59	25

Arreglo de los Modulos fotovoltaicos		
Número de Modulos Paralelos:	72	unidades
Número de Módulos en Serie:	25.0	unidades
Cantidad de Módulos	1,800	unidades

Capacidad Total del Sistema Generador:	504	KW
--	-----	----

AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	3,492.63	M2
-----------------------------	----------	----

Casa de Maquinas	287	m2
Area Total Asignados para la planta Fotovoltaica	3,780	m2
Largo del area donde estara la planta fotovoltaica	70	Metros
Ancho del area donde estara la planta fotovoltaica	54	Metros

70 Metros

54 Metros

Proyecto:	PROYECTO CHALATENANGO 1 1500 kWp	
Generacion (Watts):	1,500.00	kWp
Ubicado:	CHALATENANGO 1	
Latitud	14.110	Grados
Longitud	-89.130	Grados

Capacidad Total del Sistema Generador:	1,512.00	kW
--	----------	----

ARREGLO DE LOS MODULOS FV 1500 kWp		
Número de Modulos Paralelos:	216	UNIDADES
Número de Módulos en Serie:	75	UNIDADES
Cantidad de Módulos	5,400	UNIDADES

AREA REQUERIDA PARA PLANTA FOTOLTAICA DE 1500 kWp		
AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	10,478	M2
CASA DE MAQUINAS	287	M2
TOTAL DE AREA REQUERIDA	10,765	M2

Largo del area donde estara la planta foto	100	Metros
Ancho del area donde estara la planta fot	108	Metros

AREA PROYECTO CHALATENANGO 1 1500 kWp

TOTAL DE AREA REQUERIDA 10764.9008 M2

100 Metros

108 Metros



CALCULO DE ENERGIA PARA UNA PLANTA DE: 1500 kWp

Características del Modulo Fotovoltaico		
Capacidad del Módulo:	280	W
Corriente de Régimen de Módulo:	7.81	A
Voltaje de Régimen del Módulo:	36.6	V
Marca:	BIO ENERGY	
Modelo:	BIO 280	
Dimensiones Largo	1.956	Metros
Dimensiones Ancho	0.992	Metros
Espesor:	0.045	Metros
Peso:	23	Kg
Area:	1.94	M2

Características del Inversor		
Marca:	GAMESA	
Modelo:	Central inverters 500 kW TL PLUS	
Capacidad del Inversor	500	KW
Imax:	1,200	A AC
Rango Voltaje:		
Mínimo:	450	Voltaje
Máximo:	900	Voltaje
Dimensiones Largo	2.246	METROS
Dimensiones Ancho	2.286	METROS
Espesor:	1.26	METROS
Area:	5.13	M2
Peso:	1587	Kg

Numero paneles	1,785.71	1,800
N° serie min	12.30	13
N° serie Max	24.59	25

Arreglo de los Modulos fotovoltaicos		
Número de Modulos Paralelos:	72	unidades
Número de Módulos en Serie:	25.0	unidades
Cantidad de Módulos	1,800	unidades

Capacidad Total del Sistema Generador:	504	KW
--	-----	----

AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	3,492.63	M2
-----------------------------	----------	----

Casa de Maquinas	287	m2
Area Total Asignados para la planta Fotovoltaica	3,780	m2
Largo del area donde estara la planta fotovoltaica	70	Metros
Ancho del area donde estara la planta fotovoltaica	54	Metros

70 Metros

54 Metros

Proyecto:	PROYECTO SONSONATE 1500 kWp	
Generacion (Watts):	1,500.00	kWp
Ubicado:	SONSONATE	
Latitud	13.552	Grados
Longitud	-89.672	Grados

Capacidad Total del Sistema Generador:	1,512.00	KW
--	-----------------	-----------

ARREGLO DE LOS MODULOS FV 1500 kWp		
Número de Modulos Paralelos:	216	UNIDADES
Número de Módulos en Serie:	75	UNIDADES
Cantidad de Módulos	5,400	UNIDADES

AREA REQUERIDA PARA PLANTA FOTOLTAICA DE 1500 kWp		
AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	10,478	M2
CASA DE MAQUINAS	287	M2
TOTAL DE AREA REQUERIDA	10,765	M2

Largo del area donde estara la planta foto	100	Metros
Ancho del area donde estara la planta fot	108	Metros

AREA PROYECTO SONSONATE 1500 kWp

TOTAL DE AREA REQUERIDA 10764.9008 M2
--

100 Metros

108 Metros



CALCULO DE ENERGIA PARA UNA PLANTA DE: 1500 kWp

Características del Modulo Fotovoltaico		
Capacidad del Módulo:	280	W
Corriente de Régimen de Módulo:	7.81	A
Voltaje de Régimen del Módulo:	36.6	V
Marca:	BIO ENERGY	
Modelo:	BIO 280	
Dimensiones Largo	1.956	Metros
Dimensiones Ancho	0.992	Metros
Espesor:	0.045	Metros
Peso:	23	Kg
Area:	1.94	M2

Características del Inversor		
Marca:	GAMESA	
Modelo:	Central inverters 500 kW TL PLUS	
Capacidad del Inversor	500	KW
Imax:	1,200	A AC
Rango Voltaje:		
Minimo:	450	Voltaje
Maximo:	900	Voltaje
Dimensiones Largo	2.246	METROS
Dimensiones Ancho	2.286	METROS
Espesor:	1.26	METROS
Area:	5.13	M2
Peso:	1587	Kg

Numero paneles	1,785.71	1,800
N° serie min	12.30	13
N° serie Max	24.59	25

Arreglo de los Modulos fotovoltaicos		
Número de Modulos Paralelos:	72	unidades
Número de Módulos en Serie:	25.0	unidades
Cantidad de Módulos	1,800	unidades

Capacidad Total del Sistema Generador:	504	KW
Area DE PLANTA FOTOVOLTAICA	3,492.63	M2

Casa de Maquinas	287	m2
Area Total Asignados para la planta Fotovoltaica	3,780	m2
Largo del area donde estara la planta fotovoltaica	70	Metros
Ancho del area donde estara la planta fotovoltaica	54	Metros

70 Metros

Proyecto:	PROYECTO SAN MIGUEL 1 1500 kWp	
Generacion (Watts):	1,500.00	kWp
Ubicado:	SAN MIGUEL 1	
Latitud	13.332	Grados
Longitud	-88.148	Grados

Capacidad Total del Sistema Generador:	1,512.00	KW
--	----------	----

ARREGLO DE LOS MODULOS FV 1500 kWp		
Número de Modulos Paralelos:	216	UNIDADES
Número de Módulos en Serie:	75	UNIDADES
Cantidad de Módulos	5,400	UNIDADES

AREA REQUERIDA PARA PLANTA FOTOLTAICA DE 1500 kWp		
AREA DE PLANTA FOTOVOLTAICA	10,478	M2
CASA DE MAQUINAS	287	M2
TOTAL DE AREA REQUERIDA	10,765	M2

Largo del area donde estara la planta foto	100	Metros
Ancho del area donde estara la planta foto	108	Metros

AREA PROYECTO SAN MIGUEL 1 1500 kWp

TOTAL DE AREA REQUERIDA 10764.9008 M2

100 Metros



108 Metros

ANEXO C: RESULTADOS DE SIMULACION DE PORTAFOLIO DE PORYECTOS

RESULTADOS DE SIMULACION PROYECTOS PCH																	
NOMBRE PROYECTO	Inversion, \$	COTO/KW	CAPACIDAD DE GENERACION OPTIMA kw	Numero de circuito	Factor de carga del circuito	Factor de perdida	Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario	Ahorro Energia MWH	Ahorro en perdidas,\$	CO2 MTon reduction (Perdidas)	Energia generada MWh	CO2 Mton Reduction (Generacion)
MIRAZALCO	\$ 887,400	\$ 2,958	300	416-1-12	0.399	0.570	367	152	144	OK	8	Es necesario reducir capacidad ya que para 3.4MW se tienen problemas de alto voltaje, la potencia del generador se reduce a 300KW	40	7,195	0.0	2,365.2	1.7
GUALPUCA	\$ 1,475,000	\$ 1,475	1,000	309-1-42	0.342	0.517	2152	425	375	OK	50		227	40,775	0.2	7,884.0	5.6
SAN FRANCISCO	\$ 3,000,000	\$ 3,000	1,000	409-1-12	0.436	0.603	2076	145	91	OK	54		285	51,371	0.2	7,884.0	5.6
NAHUIZALCO II	\$ 1,722,700	\$ 2,461	700	408-1-12	0.312	0.487	706	383	338	OK	45	es necesario reducir la capacidad de generador a 700kw para reducir las perdidas y satisfacer la demanda de 706.1kw	192	34,566	0.1	5,518.8	3.9
QUEZALAPA	\$ 3,000,000	\$ 3,000	1,000	164-2-12	0.312	0.487	416	396	370	OK	26		111	19,960	0.1	7,884.0	5.6
TITIHUAPA 5	\$ 1,500,000	\$ 3,000	500	163-1-13	0.327	0.502	500	394	367	OK	27	para poder reducir laas perdidas en este circuito es necesario reducir la capacidad del generador a 500kw	119	21,379	0.1	3,942.0	2.8
CUYUAPA	\$ 3,000,000	\$ 3,000	1,000	408-1-13	0.199	0.360	4827	943	818	OK	125	se obtiene mas reduccion de perdidas conectando con circuito 408-1-13 en linea 41-4-82.	395	71,032	0.3	7,884.0	5.6
GRANDE CHALATENANGO + TILAPA II + TILAP I							9430	1825	1583	reducir capacidad del conjunto a 1.3MW		La suma total de los tres generadores es de 4.5MW, esta capacidad resulta en sobre voltajes en la red de distribucion por lo que es necesario recudir la potencia de los generadores a un total de 2.2MW para no tener problema de sobre tensiones en situacion de demanda maxima, en situacion de deman min se debe reducir la capacidad del conjunto a 1.3MW.					
	\$ 14,899,300	\$ 11,461	1,300	140-2-13	0.385	0.558					242		1,182	212,797	0.8	10,249.2	7.3
POLOROS	\$ 3,000,000	\$ 3,000	1,000	320-1-41	0.427	0.596	1665	1361	847	OK	514	La capacidad para demanda maxima debe ser reducida a 1MW y para demanda minima no exite problemas de sobre tensiones para potencia de 1MW	2,682	482,713	1.9	7,884.0	5.6
SANTO DOMINGO	\$ 4,321,500	\$ 2,881	1,500	409-1-11	0.374	0.548	2311	234	218	OK	16		77	13,816	0.1	11,826.0	8.4
CHACALA APANTES	\$ 3,436,400	\$ 3,124	1,100	416-1-11	0.303	0.477	1879	338	178	para el -60% de demanda exite problema de sobre voltaje con 1.5MW	160	es necesario reducir la potencia del generador a 1.1MW para evitar problemas de sobre voltaje en demanda min.	669	120,388	0.5	8,672.4	6.2
GRANDE DE SAN MIGUEL SAN JUAN	\$ 1,500,000	\$ 3,000	500	321-1-41	0.351	0.526	1603	253	178	OK	75	Es necesario reducir la capacidad del generador, para capacidad mayor a 1MW se da problema de sobre voltajes en demanda max y para capacidades mayores a 500KW en demanda minima, por lo que se reducira la capacidad a 500KW.	345	62,173	0.2	3,942.0	2.8
TOROLA	\$ 545,000	\$ 1,090	500	163-1-12	0.481	0.642	4564	568	537		31	Es necesario reducir capacidad a 500kw para reducir perdida, evitar sobre voltajes tanto en dema max y min	174	31,359	0.1	3,942.0	2.8
PUEBLOS II	\$ 3,920,400	\$ 3,267	1,200	166-1-11	0.416	0.586	1598	454	378	OK	76		390	70,244	0.3	9,460.8	6.7
													6,888	\$ 1,239,768.40	4.89	\$99,338.40	70.53

TOTAL DE GENERACION PCH KW	12600
TOTAL DE AHORRO EN PERDIDAS TECNICAS	\$1,239,768.40

RESULTADOS DE SIMULACION PROYECTOS PCH															
NOMBRE PROYECTO	CAPACIDAD DE GENERACION OPTIMA kw	Numero de circuito	Factor de carga del circuito	Factor de perdida	Demanda del circuito	Perdida kw actual	Perdida kw en Demanda max	Problema tension demanda min	Diferencia de reduccion perdida	Comentario	Energia MWH	Ahorro en perdidas	C02 MTon reduction	Energia generada MWh	CO2 Mton Reduction (Generacion)
ahuachapan	2,000	13-4-81, 420-1-11	0.502	0.659	2597	290	192	NO SE PRESENTA	98	la capacidad prodria estar en tre 1000 y 7000kw, la restriccion es el terreno	565.7	\$ 101,833	0.4	2,803.2	2.0
metapan	500	418-1-11	0.703	0.811	1721	112	94	NO SE PRESENTA	18	la capacidad prodria estar entre 500 y 1700kw, la restriccion es el terreno	67.8	\$ 12,204	0.0	700.8	0.5
sonsonate	1,500	13-4-81	0.505	0.330	1860	207	166	NO SE PRESENTA	41	la capacidad prodria estar entre 1500 y 2000kw, la restriccion es el terreno	154.4	\$ 27,799	0.1	2,102.4	1.5
chalatenango 1	1,500	17-4-81	0.588	0.418	1663	1234	949	NO SE PRESENTA	285		1,073.5	\$ 193,237	0.8	2,102.4	1.5
chalatenango 2	2,000	17-4-82	0.588	0.418	2320	1207	1033	NO SE PRESENTA	174	la capacidad prodria estar entre 1500 y 2500kw, la restriccion es el terreno	655.4	\$ 117,976	0.5	2,803.2	2.0
san miguel	1,000	34-4-85	0.562	0.390	1165	226	165	NO SE PRESENTA	61	la capacidad prodria estar entre 1000 y 1500kw, la restriccion es el terreno	229.8	\$ 41,359	0.2	1,401.6	1.0
morazan 1	1,000	314-4-12	0.501	0.658	4335	723	646	NO SE PRESENTA	77	la capacidad prodria estar entre 1000 y 2500kw, la restriccion es el terreno	290.0	\$ 52,208	0.2	1,401.6	1.0
morazan 2		314-4-12	0.501	0.658				NO SE PRESENTA			-	\$ -	-	-	-
morazan 3	500	315-4-12	0.622	0.458	308	404	358	NO SE PRESENTA	46		173.3	\$ 31,189	0.1	700.8	0.5
usulután	300	321-1-41	0.351	0.526	385	180	158	NO SE PRESENTA	22		82.9	\$ 14,917	0.1	420.5	0.3
union 1	1,000	323-1-41	0.351	0.526	1667	1069	922	NO SE PRESENTA	147		553.7	\$ 99,670	0.4	1,401.6	1.0
union 2	1,000	320-1-42	0.413	0.583	26452	192	179	NO SE PRESENTA	13		49.0	\$ 8,814	0.0	1,401.6	1.0
12,300											3895.588905	\$701,206.00	2.77	\$17,239.68	12.24

ANEXO D: FLUJOS DE CAJA DE PORTAFOLIO DE PROYECTOS

EVALUACION ECONOMICA MIRAZALCO														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/M	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año	Corporativo	Descuento
0.300	1,839.60	70%	4%	\$ 1,037	\$ 150	20.6	5.1	50%	518.70	10.00	8%	10%	25%	10%
				(x1000 US\$)	(x1000 US\$)				(x1000 US\$)					

TIR	12%
NPV	103 (x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes	
Ingenieros	1	1800	1800
Operadores	2	500	1000
Guardias	2	400	800
Resident manager	1	500	500
			4100

Año	Precio unitario	Generación	Ingresos Operación	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciación	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0													
0	4.0%			\$ (518.7)									
1	86.00	1,840	158.2		6.2	1.5	\$ 65.01	72.7	85.5	49.2	2.24	0.94	0.119
2	89.44	1,840	164.5		6.2	1.5	\$ 65.01	72.7	91.8	51.2	2.24	0.94	0.119
3	93.02	1,840	171.1		6.2	1.5	\$ 65.01	72.7	98.4	53.2	2.24	0.94	0.119
4	96.74	1,840	178.0		6.2	1.5	\$ 65.01	72.7	105.2	55.3	2.24	0.94	0.119
5	100.61	1,840	185.1		6.2	1.5	\$ 65.01	72.7	112.4	57.6	2.24	0.94	0.119
6	104.63	1,840	192.5		6.2	1.5	\$ 65.01	72.7	119.8	59.9	2.24	0.94	0.119
7	108.82	1,840	200.2		6.2	1.5	\$ 65.01	72.7	127.5	62.3	2.24	0.94	0.119
8	113.17	1,840	208.2		6.2	1.5	\$ 65.01	72.7	135.5	64.7	2.24	0.94	0.119
9	117.70	1,840	216.5		6.2	1.5	\$ 65.01	72.7	143.8	67.3	2.24	0.94	0.119
10	122.40	1,840	225.2		6.2	1.5	\$ 65.01	72.7	152.5	70.0	2.24	0.94	0.119
11	127.30	1,840	234.2		6.2	1.5	\$ 45.06	52.8	181.4	72.8	2.24	0.94	0.119
12	132.39	1,840	243.6		6.2	1.5	\$ 45.06	52.8	190.8	75.7	2.24	0.94	0.119
13	137.69	1,840	253.3		6.2	1.5	\$ 45.06	52.8	200.5	78.8	2.24	0.94	0.119
14	143.20	1,840	263.4		6.2	1.5	\$ 45.06	52.8	210.7	81.9	2.24	0.94	0.119
15	148.92	1,840	274.0		6.2	1.5	\$ 45.06	52.8	221.2	85.2	2.24	0.94	0.119
16	154.88	1,840	284.9		6.2	1.5	\$ 13.10	20.8	264.1	88.6	2.24	0.94	0.119
17	161.08	1,840	296.3		6.2	1.5	\$ 13.10	20.8	275.5	92.2	2.24	0.94	0.119
18	167.52	1,840	308.2		6.2	1.5	\$ 13.10	20.8	287.4	95.8	2.24	0.94	0.119
19	174.22	1,840	320.5		6.2	1.5	\$ 13.10	20.8	299.7	99.7	2.24	0.94	0.119
20	181.19	1,840	333.3		6.2	1.5	\$ 13.10	20.8	312.5	103.7	2.24	0.94	0.119
		36,792	4,711.1	\$ (518.7)	6.2	1.5		1,095.0					2.371

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0											\$ -	-		-
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ (518.7)	(518.7)		518.70
1	52.50	125.2	33.0	41	(8.5)	(2.1)	\$ (6.38)	58.6	-	51.87	6.76	(511.9)	158.2	151.44
2	54.47	127.2	37.4	37	0.0	0.0	\$ 0.00	65.0	-	51.87	13.15	(498.8)	164.5	151.39
3	56.51	129.2	41.9	33	8.7	2.2	\$ 6.52	71.5	-	51.87	19.66	(479.1)	171.1	151.46
4	58.64	131.4	46.6	29	17.6	4.4	\$ 13.17	78.2	-	51.87	26.31	(452.8)	178.0	151.65
5	60.85	133.6	51.5	25	26.6	6.7	\$ 19.96	85.0	-	51.87	33.10	(419.7)	185.1	151.98
6	63.16	135.9	56.6	21	35.9	9.0	\$ 26.90	91.9	-	51.87	40.04	(379.7)	192.5	152.44
7	65.55	138.3	61.9	17	45.3	11.3	\$ 33.99	99.0	-	51.87	47.13	(332.6)	200.2	153.05
8	68.04	140.8	67.4	12	55.0	13.7	\$ 41.24	106.2	-	51.87	54.38	(278.2)	208.2	153.81
9	70.63	143.3	73.2	8	64.9	16.2	\$ 48.65	113.7	-	51.87	61.79	(216.4)	216.5	154.72
10	73.32	146.0	79.1	4	75.0	18.7	\$ 56.24	121.3	-	51.87	69.38	(147.0)	225.2	155.79
11	76.13	128.9	105.3	-	105.3	26.3	\$ 78.97	124.0	-		124.03	(23.0)	234.2	110.15
12	79.04	131.8	111.7		111.7	27.9	\$ 83.81	128.9	-		128.87	105.9	243.6	114.68
13	82.07	134.8	118.5		118.5	29.6	\$ 88.84	133.9	-		133.91	239.8	253.3	119.39
14	85.22	138.0	125.4		125.4	31.4	\$ 94.08	139.1	-		139.14	378.9	263.4	124.28
15	88.50	141.3	132.7		132.7	33.2	\$ 99.52	144.6	-		144.59	523.5	274.0	129.37
16	91.90	112.7	172.2		172.2	43.1	\$ 129.16	142.3	-		142.26	665.8	284.9	142.66
17	95.45	116.3	180.1		180.1	45.0	\$ 135.05	148.1	-		148.15	813.9	296.3	148.17
18	99.13	119.9	188.2		188.2	47.1	\$ 141.17	154.3	-		154.27	968.2	308.2	153.90
19	102.97	123.8	196.7		196.7	49.2	\$ 147.54	160.6	-		160.64	1,128.9	320.5	159.85
20	106.95	127.8	205.6		205.6	51.4	\$ 154.17	167.3	622.4		789.71	1,918.6	955.8	166.05

TIR	12%
NPV	\$102.96 (x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA SANTO DOMINGO														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año	Corporativo	Descuento
	1.5	9,198.00	70%	4%	\$ 4,335	\$ 13	102.9	25.5	50%	2,167.25	10.00	8%	10%	25%
					(x1000 US\$)	(x1000 US\$)			(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	469	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes
Ingenieros	1	1800
Operadores	2	500
Guardias	2	400
Resident manager	1	500

1800
1000
800
500
4100

Año	Precio unitario	Generaciòn	Ingresos Operaciòn	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciacion	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0													
0	4.0%			\$ (2,167.3)									
1	69.00	9,198	634.7		154.4	38.3	\$ 244.85	437.5	197.2	49.2	9.36	4.69	0.495
2	71.76	9,198	660.0		154.4	38.3	\$ 244.85	437.5	222.6	51.2	9.36	4.69	0.495
3	74.63	9,198	686.5		154.4	38.3	\$ 244.85	437.5	249.0	53.2	9.36	4.69	0.495
4	77.62	9,198	713.9		154.4	38.3	\$ 244.85	437.5	276.5	55.3	9.36	4.69	0.495
5	80.72	9,198	742.5		154.4	38.3	\$ 244.85	437.5	305.0	57.6	9.36	4.69	0.495
6	83.95	9,198	772.2		154.4	38.3	\$ 244.85	437.5	334.7	59.9	9.36	4.69	0.495
7	87.31	9,198	803.0		154.4	38.3	\$ 244.85	437.5	365.6	62.3	9.36	4.69	0.495
8	90.80	9,198	835.2		154.4	38.3	\$ 244.85	437.5	397.7	64.7	9.36	4.69	0.495
9	94.43	9,198	868.6		154.4	38.3	\$ 244.85	437.5	431.1	67.3	9.36	4.69	0.495
10	98.21	9,198	903.3		154.4	38.3	\$ 244.85	437.5	465.9	70.0	9.36	4.69	0.495
11	102.14	9,198	939.5		154.4	38.3	\$ 219.46	412.1	527.4	72.8	9.36	4.69	0.495
12	106.22	9,198	977.0		154.4	38.3	\$ 219.46	412.1	565.0	75.7	9.36	4.69	0.495
13	110.47	9,198	1,016.1		154.4	38.3	\$ 219.46	412.1	604.1	78.8	9.36	4.69	0.495
14	114.89	9,198	1,056.8		154.4	38.3	\$ 219.46	412.1	644.7	81.9	9.36	4.69	0.495
15	119.49	9,198	1,099.0		154.4	38.3	\$ 219.46	412.1	687.0	85.2	9.36	4.69	0.495
16	124.27	9,198	1,143.0		154.4	38.3	\$ 63.79	256.4	886.6	88.6	9.36	4.69	0.495
17	129.24	9,198	1,188.7		154.4	38.3	\$ 63.79	256.4	932.3	92.2	9.36	4.69	0.495
18	134.41	9,198	1,236.3		154.4	38.3	\$ 63.79	256.4	979.9	95.8	9.36	4.69	0.495
19	139.78	9,198	1,285.7		154.4	38.3	\$ 63.79	256.4	1,029.3	99.7	9.36	4.69	0.495
20	145.37	9,198	1,337.1		154.4	38.3	\$ 63.79	256.4	1,080.7	103.7	9.36	4.69	0.495
		183,960	18,899.0	\$ (2,167.3)	154.4	38.3		7,716.7					9.909

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0											\$ -	-		-
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ (2,167.3)	(2,167.3)		2,167.25
1	63.75	501.2	133.5	173	(39.9)	(10.0)	\$ (29.94)	214.9	-	216.725	(1.81)	(2,169.1)	634.7	636.47
2	65.72	503.2	156.9	156	0.8	0.2	\$ 0.63	245.5	-	216.725	28.76	(2,140.3)	660.0	631.29
3	67.76	505.2	181.2	139	42.5	10.6	\$ 31.90	276.8	-	216.725	60.03	(2,080.3)	686.5	626.43
4	69.89	507.3	206.6	121	85.2	21.3	\$ 63.90	308.8	-	216.725	92.03	(1,988.3)	713.9	621.88
5	72.11	509.6	232.9	104	128.9	32.2	\$ 96.66	341.5	-	216.725	124.79	(1,863.5)	742.5	617.68
6	74.41	511.9	260.3	87	173.6	43.4	\$ 130.21	375.1	-	216.725	158.34	(1,705.1)	772.2	613.83
7	76.80	514.3	288.8	69	219.4	54.9	\$ 164.58	409.4	-	216.725	192.71	(1,512.4)	803.0	610.34
8	79.29	516.7	318.4	52	266.4	66.6	\$ 199.81	444.7	-	216.725	227.94	(1,284.5)	835.2	607.24
9	81.88	519.3	349.2	35	314.6	78.6	\$ 235.93	480.8	-	216.725	264.05	(1,020.4)	868.6	604.53
10	84.58	522.0	381.3	17	364.0	91.0	\$ 272.97	517.8	-	216.725	301.09	(719.3)	903.3	602.23
11	87.38	499.4	440.0	-	440.0	110.0	\$ 330.02	549.5	-		549.47	(169.9)	939.5	389.98
12	90.29	502.3	474.7		474.7	118.7	\$ 356.02	575.5	-		575.47	405.6	977.0	401.56
13	93.32	505.4	510.7		510.7	127.7	\$ 383.05	602.5	-		602.51	1,008.1	1,016.1	413.60
14	96.47	508.5	548.2		548.2	137.1	\$ 411.17	630.6	-		630.63	1,638.7	1,056.8	426.13
15	99.75	511.8	587.2		587.2	146.8	\$ 440.42	659.9	-		659.88	2,298.6	1,099.0	439.15
16	103.16	359.5	783.4		783.4	195.9	\$ 587.59	651.4	-		651.37	2,950.0	1,143.0	491.62
17	106.70	363.1	825.6		825.6	206.4	\$ 619.22	683.0	-		683.00	3,633.0	1,188.7	505.71
18	110.39	366.8	869.5		869.5	217.4	\$ 652.11	715.9	-		715.90	4,348.9	1,236.3	520.36
19	114.22	370.6	915.1		915.1	228.8	\$ 686.33	750.1	-		750.11	5,099.0	1,285.7	535.59
20	118.21	374.6	962.5		962.5	240.6	\$ 721.91	785.7	2,600.7		3,386.40	8,485.4	3,937.8	551.44

TIR	12%	
NPV	\$469.14	(x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA CHACALA APANTES														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año	Corporativo	Descuento
	1.1	6,745.20	70%	4%	\$ 4,036	\$ 600	75.5	18.7	50%	2,018.20	10.00	8%	10%	25%
					(x1000 US\$)	(x1000 US\$)			(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	435	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes	
Ingenieros	1	1800	1800
Operadores	2	500	1000
Guardias	2	400	800
Resident manager	1	500	500
			4100

Año	Precio unitario	Generaciòn	Ingresos Operaciòn	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciacion	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0													
0	4.0%			\$ (2,018.2)									
1	79.00	6,745	532.9		83.0	20.6	\$ 253.67	357.2	175.6	49.2	8.72	3.44	0.461
2	82.16	6,745	554.2		83.0	20.6	\$ 253.67	357.2	196.9	51.2	8.72	3.44	0.461
3	85.45	6,745	576.4		83.0	20.6	\$ 253.67	357.2	219.1	53.2	8.72	3.44	0.461
4	88.86	6,745	599.4		83.0	20.6	\$ 253.67	357.2	242.2	55.3	8.72	3.44	0.461
5	92.42	6,745	623.4		83.0	20.6	\$ 253.67	357.2	266.1	57.6	8.72	3.44	0.461
6	96.12	6,745	648.3		83.0	20.6	\$ 253.67	357.2	291.1	59.9	8.72	3.44	0.461
7	99.96	6,745	674.3		83.0	20.6	\$ 253.67	357.2	317.0	62.3	8.72	3.44	0.461
8	103.96	6,745	701.2		83.0	20.6	\$ 253.67	357.2	344.0	64.7	8.72	3.44	0.461
9	108.12	6,745	729.3		83.0	20.6	\$ 253.67	357.2	372.0	67.3	8.72	3.44	0.461
10	112.44	6,745	758.4		83.0	20.6	\$ 253.67	357.2	401.2	70.0	8.72	3.44	0.461
11	116.94	6,745	788.8		83.0	20.6	\$ 174.51	278.1	510.7	72.8	8.72	3.44	0.461
12	121.62	6,745	820.3		83.0	20.6	\$ 174.51	278.1	542.2	75.7	8.72	3.44	0.461
13	126.48	6,745	853.1		83.0	20.6	\$ 174.51	278.1	575.1	78.8	8.72	3.44	0.461
14	131.54	6,745	887.3		83.0	20.6	\$ 174.51	278.1	609.2	81.9	8.72	3.44	0.461
15	136.80	6,745	922.8		83.0	20.6	\$ 174.51	278.1	644.7	85.2	8.72	3.44	0.461
16	142.27	6,745	959.7		83.0	20.6	\$ 50.72	154.3	805.4	88.6	8.72	3.44	0.461
17	147.97	6,745	998.1		83.0	20.6	\$ 50.72	154.3	843.8	92.2	8.72	3.44	0.461
18	153.88	6,745	1,038.0		83.0	20.6	\$ 50.72	154.3	883.7	95.8	8.72	3.44	0.461
19	160.04	6,745	1,079.5		83.0	20.6	\$ 50.72	154.3	925.2	99.7	8.72	3.44	0.461
20	166.44	6,745	1,122.7		83.0	20.6	\$ 50.72	154.3	968.4	103.7	8.72	3.44	0.461
		134,904	15,867.9	\$ (2,018.2)	83.0	20.6		5,734.4					9.227

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0											\$ -	-		-
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ (2,018.2)	(2,018.2)		2,018.20
1	61.82	419.1	113.8	161	(47.7)	(11.9)	\$ (35.74)	217.9	-	201.82	16.11	(2,002.1)	532.9	516.76
2	63.79	421.0	133.2	145	(12.2)	(3.0)	\$ (9.12)	244.6	-	201.82	42.73	(1,959.4)	554.2	511.45
3	65.83	423.1	153.3	129	24.1	6.0	\$ 18.08	271.8	-	201.82	69.93	(1,889.4)	576.4	506.42
4	67.96	425.2	174.2	113	61.2	15.3	\$ 45.88	299.6	-	201.82	97.73	(1,791.7)	599.4	501.67
5	70.18	427.4	196.0	97	99.1	24.8	\$ 74.32	328.0	-	201.82	126.16	(1,665.5)	623.4	497.22
6	72.48	429.7	218.6	81	137.9	34.5	\$ 103.40	357.1	-	201.82	155.25	(1,510.3)	648.3	493.07
7	74.87	432.1	242.1	65	177.6	44.4	\$ 133.16	386.8	-	201.82	185.01	(1,325.3)	674.3	489.24
8	77.36	434.6	266.6	48	218.2	54.5	\$ 163.63	417.3	-	201.82	215.48	(1,109.8)	701.2	485.74
9	79.95	437.2	292.1	32	259.8	64.9	\$ 194.84	448.5	-	201.82	246.68	(863.1)	729.3	482.59
10	82.65	439.9	318.5	16	302.4	75.6	\$ 226.80	480.5	-	201.82	278.65	(584.5)	758.4	479.79
11	85.45	363.5	425.2	0.00	425.2	106.3	\$ 318.93	493.4	-		493.44	(91.0)	788.8	295.34
12	88.36	366.4	453.9		453.9	113.5	\$ 340.41	514.9	-		514.92	423.9	820.3	305.41
13	91.39	369.5	483.7		483.7	120.9	\$ 362.75	537.3	-		537.26	961.2	853.1	315.88
14	94.54	372.6	514.6		514.6	128.7	\$ 385.98	560.5	-		560.49	1,521.7	887.3	326.78
15	97.82	375.9	546.9		546.9	136.7	\$ 410.14	584.7	-		584.65	2,106.3	922.8	338.11
16	101.23	255.5	704.1		704.1	176.0	\$ 528.11	578.8	-		578.83	2,685.1	959.7	380.84
17	104.77	259.1	739.0		739.0	184.7	\$ 554.24	605.0	-		604.96	3,290.1	998.1	393.09
18	108.46	262.8	775.2		775.2	193.8	\$ 581.42	632.1	-		632.14	3,922.3	1,038.0	405.84
19	112.29	266.6	812.9		812.9	203.2	\$ 609.68	660.4	-		660.41	4,582.7	1,079.5	419.09
20	116.28	270.6	852.1		852.1	213.0	\$ 639.08	689.8	2,421.8		3,111.64	7,694.3	3,544.5	432.88

TIR	12%	
NPV	\$434.60	(x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA GRANDE SAN MIGUEL														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año)	Corporativo	Descuento
0.500	3,066.00	70%	4%	\$ 1,615	\$ 115	34.3	8.5	50%	807.50	10.00	8%	10%	25%	10%
				(x1000 US\$)	(x1000 US\$)				(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	162	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes	
Ingenieros	1	1800	1800
Operadores	2	500	1000
Guardias	2	400	800
Resident manager	1	500	500
			4100

Año	Precio unitario	Generaciòn	Ingresos Operaciòn	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciacion	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0													
0	4.0%			\$ (807.5)									
1	74.00	3,066	226.9		17.2	4.3	\$ 96.04	117.4	109.4	49.2	3.49	1.56	0.185
2	76.96	3,066	236.0		17.2	4.3	\$ 96.04	117.4	118.5	51.2	3.49	1.56	0.185
3	80.04	3,066	245.4		17.2	4.3	\$ 96.04	117.4	128.0	53.2	3.49	1.56	0.185
4	83.24	3,066	255.2		17.2	4.3	\$ 96.04	117.4	137.8	55.3	3.49	1.56	0.185
5	86.57	3,066	265.4		17.2	4.3	\$ 96.04	117.4	148.0	57.6	3.49	1.56	0.185
6	90.03	3,066	276.0		17.2	4.3	\$ 96.04	117.4	158.6	59.9	3.49	1.56	0.185
7	93.63	3,066	287.1		17.2	4.3	\$ 96.04	117.4	169.6	62.3	3.49	1.56	0.185
8	97.38	3,066	298.6		17.2	4.3	\$ 96.04	117.4	181.1	64.7	3.49	1.56	0.185
9	101.27	3,066	310.5		17.2	4.3	\$ 96.04	117.4	193.1	67.3	3.49	1.56	0.185
10	105.33	3,066	322.9		17.2	4.3	\$ 96.04	117.4	205.5	70.0	3.49	1.56	0.185
11	109.54	3,066	335.8		17.2	4.3	\$ 76.17	97.6	238.3	72.8	3.49	1.56	0.185
12	113.92	3,066	349.3		17.2	4.3	\$ 76.17	97.6	251.7	75.7	3.49	1.56	0.185
13	118.48	3,066	363.2		17.2	4.3	\$ 76.17	97.6	265.7	78.8	3.49	1.56	0.185
14	123.22	3,066	377.8		17.2	4.3	\$ 76.17	97.6	280.2	81.9	3.49	1.56	0.185
15	128.14	3,066	392.9		17.2	4.3	\$ 76.17	97.6	295.3	85.2	3.49	1.56	0.185
16	133.27	3,066	408.6		17.2	4.3	\$ 22.14	43.5	365.1	88.6	3.49	1.56	0.185
17	138.60	3,066	424.9		17.2	4.3	\$ 22.14	43.5	381.4	92.2	3.49	1.56	0.185
18	144.14	3,066	441.9		17.2	4.3	\$ 22.14	43.5	398.4	95.8	3.49	1.56	0.185
19	149.91	3,066	459.6		17.2	4.3	\$ 22.14	43.5	416.1	99.7	3.49	1.56	0.185
20	155.91	3,066	478.0		17.2	4.3	\$ 22.14	43.5	434.5	103.7	3.49	1.56	0.185
		61,320	6,756.2	\$ (807.5)	17.2	4.3		1,879.9					3.692

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0											\$ -	-		-
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ (807.5)	(807.5)		807.50
1	54.44	171.9	55.0	65	(9.6)	(2.4)	\$ (7.19)	88.8	-	80.75	8.09	(799.4)	226.9	218.79
2	56.40	173.8	62.1	58	4.0	1.0	\$ 2.98	99.0	-	80.75	18.27	(781.1)	236.0	217.69
3	58.45	175.9	69.5	52	17.8	4.5	\$ 13.37	109.4	-	80.75	28.66	(752.5)	245.4	216.74
4	60.58	178.0	77.2	45	32.0	8.0	\$ 23.98	120.0	-	80.75	39.27	(713.2)	255.2	215.94
5	62.79	180.2	85.2	39	46.4	11.6	\$ 34.82	130.9	-	80.75	50.11	(663.1)	265.4	215.31
6	65.10	182.5	93.5	32	61.2	15.3	\$ 45.90	141.9	-	80.75	61.19	(601.9)	276.0	214.85
7	67.49	184.9	102.2	26	76.3	19.1	\$ 57.23	153.3	-	80.75	72.52	(529.4)	287.1	214.56
8	69.98	187.4	111.1	19	91.8	22.9	\$ 68.82	164.9	-	80.75	84.11	(445.3)	298.6	214.45
9	72.57	190.0	120.5	13	107.6	26.9	\$ 80.68	176.7	-	80.75	95.97	(349.3)	310.5	214.53
10	75.26	192.7	130.2	6	123.8	30.9	\$ 92.82	188.9	-	80.75	108.11	(241.2)	322.9	214.82
11	78.06	175.6	160.2	-	160.2	40.1	\$ 120.15	196.3	-		196.33	(44.9)	335.8	139.52
12	80.98	178.6	170.7		170.7	42.7	\$ 128.04	204.2	-		204.22	159.4	349.3	145.06
13	84.01	181.6	181.7		181.7	45.4	\$ 136.25	212.4	-		212.42	371.8	363.2	150.82
14	87.16	184.7	193.0		193.0	48.3	\$ 144.79	221.0	-		220.96	592.7	377.8	156.82
15	90.44	188.0	204.9		204.9	51.2	\$ 153.66	229.8	-		229.83	822.6	392.9	163.06
16	93.84	137.4	271.2		271.2	67.8	\$ 203.42	225.6	-		225.56	1,048.1	408.6	183.05
17	97.39	140.9	284.0		284.0	71.0	\$ 213.02	235.2	-		235.16	1,283.3	424.9	189.79
18	101.07	144.6	297.3		297.3	74.3	\$ 223.00	245.1	-		245.14	1,528.4	441.9	196.81
19	104.91	148.4	311.2		311.2	77.8	\$ 233.38	255.5	-		255.52	1,784.0	459.6	204.10
20	108.89	152.4	325.6		325.6	81.4	\$ 244.18	266.3	969.0		1,235.32	3,019.3	1,447.0	211.69

TIR	12%	
NPV	\$161.53	(x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA TOROLA														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año)	Corporativo	Descuento
0.500	3,066.00	70%	4%	\$ 812	\$ 267	34.3	8.5	50%	405.75	10.00	8%	10%	25%	10%
				(x1000 US\$)	(x1000 US\$)				(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	91	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes
Ingenieros	1	1800
Operadores	2	500
Guardias	2	400
Resident manager	1	500

1800
1000
800
500
4100

Año	Precio unitario	Generación	Ingresos Operación	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciación	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0													
0	4.0%			\$ (405.8)									
1	48.00	3,066	147.2		17.2	4.3	\$ 57.37	78.8	68.4	49.2	1.75	1.56	0.093
2	49.92	3,066	153.1		17.2	4.3	\$ 57.37	78.8	74.3	51.2	1.75	1.56	0.093
3	51.92	3,066	159.2		17.2	4.3	\$ 57.37	78.8	80.4	53.2	1.75	1.56	0.093
4	53.99	3,066	165.5		17.2	4.3	\$ 57.37	78.8	86.8	55.3	1.75	1.56	0.093
5	56.15	3,066	172.2		17.2	4.3	\$ 57.37	78.8	93.4	57.6	1.75	1.56	0.093
6	58.40	3,066	179.1		17.2	4.3	\$ 57.37	78.8	100.3	59.9	1.75	1.56	0.093
7	60.74	3,066	186.2		17.2	4.3	\$ 57.37	78.8	107.4	62.3	1.75	1.56	0.093
8	63.16	3,066	193.7		17.2	4.3	\$ 57.37	78.8	114.9	64.7	1.75	1.56	0.093
9	65.69	3,066	201.4		17.2	4.3	\$ 57.37	78.8	122.6	67.3	1.75	1.56	0.093
10	68.32	3,066	209.5		17.2	4.3	\$ 57.37	78.8	130.7	70.0	1.75	1.56	0.093
11	71.05	3,066	217.8		17.2	4.3	\$ 27.68	49.1	168.8	72.8	1.75	1.56	0.093
12	73.89	3,066	226.6		17.2	4.3	\$ 27.68	49.1	177.5	75.7	1.75	1.56	0.093
13	76.85	3,066	235.6		17.2	4.3	\$ 27.68	49.1	186.5	78.8	1.75	1.56	0.093
14	79.92	3,066	245.0		17.2	4.3	\$ 27.68	49.1	196.0	81.9	1.75	1.56	0.093
15	83.12	3,066	254.8		17.2	4.3	\$ 27.68	49.1	205.8	85.2	1.75	1.56	0.093
16	86.45	3,066	265.0		17.2	4.3	\$ 8.04	29.4	235.6	88.6	1.75	1.56	0.093
17	89.90	3,066	275.6		17.2	4.3	\$ 8.04	29.4	246.2	92.2	1.75	1.56	0.093
18	93.50	3,066	286.7		17.2	4.3	\$ 8.04	29.4	257.2	95.8	1.75	1.56	0.093
19	97.24	3,066	298.1		17.2	4.3	\$ 8.04	29.4	268.7	99.7	1.75	1.56	0.093
20	101.13	3,066	310.1		17.2	4.3	\$ 8.04	29.4	280.6	103.7	1.75	1.56	0.093
		61,320	4,382.4	\$ (405.8)	17.2	4.3		1,180.3					1.855

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0											\$ -	-		-
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ (405.8)	(405.8)		405.75
1	52.61	131.4	15.8	32	(16.7)	(4.2)	\$ (12.50)	44.9	-	40.575	4.29	(401.5)	147.2	142.88
2	54.58	133.3	19.7	29	(9.5)	(2.4)	\$ (7.13)	50.2	-	40.575	9.66	(391.8)	153.1	143.39
3	56.62	135.4	23.8	26	(2.2)	(0.5)	\$ (1.64)	55.7	-	40.575	15.15	(376.6)	159.2	144.02
4	58.75	137.5	28.0	23	5.3	1.3	\$ 3.98	61.3	-	40.575	20.77	(355.9)	165.5	144.78
5	60.97	139.7	32.4	19	13.0	3.2	\$ 9.72	67.1	-	40.575	26.51	(329.4)	172.2	145.66
6	63.27	142.0	37.0	16	20.8	5.2	\$ 15.59	73.0	-	40.575	32.38	(297.0)	179.1	146.67
7	65.66	144.4	41.8	13	28.8	7.2	\$ 21.60	79.0	-	40.575	38.39	(258.6)	186.2	147.82
8	68.15	146.9	46.7	10	37.0	9.3	\$ 27.76	85.1	-	40.575	44.55	(214.0)	193.7	149.12
9	70.74	149.5	51.9	6	45.4	11.4	\$ 34.06	91.4	-	40.575	50.85	(163.2)	201.4	150.56
10	73.44	152.2	57.3	3	54.0	13.5	\$ 40.51	97.9	-	40.575	57.30	(105.9)	209.5	152.16
11	76.24	125.3	92.5	0.00	92.5	23.1	\$ 69.40	97.1	-		97.07	(8.8)	217.8	120.77
12	79.15	128.2	98.3		98.3	24.6	\$ 73.75	101.4	-		101.43	92.6	226.6	125.13
13	82.18	131.3	104.4		104.4	26.1	\$ 78.27	105.9	-		105.95	198.6	235.6	129.67
14	85.33	134.4	110.6		110.6	27.7	\$ 82.98	110.7	-		110.66	309.2	245.0	134.39
15	88.61	137.7	117.2		117.2	29.3	\$ 87.87	115.5	-		115.55	424.8	254.8	139.30
16	92.02	121.5	143.6		143.6	35.9	\$ 107.69	115.7	-		115.73	540.5	265.0	149.31
17	95.56	125.0	150.6		150.6	37.7	\$ 112.98	121.0	-		121.02	661.5	275.6	154.62
18	99.25	128.7	158.0		158.0	39.5	\$ 118.48	126.5	-		126.53	788.0	286.7	160.14
19	103.08	132.5	165.6		165.6	41.4	\$ 124.21	132.3	-		132.25	920.3	298.1	165.88
20	107.07	136.5	173.6		173.6	43.4	\$ 130.16	138.2	486.9		625.11	1,545.4	797.0	171.85

TIR	12%	
NPV	\$90.85	(x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA PUEBLOSII														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año	Corporativo	Descuento
1.200	7,358.40	70%	4%	\$ 4,050	\$ 129	82.3	20.4	50%	2,024.85	10.00	8%	10%	25%	10%
				(x1000 US\$)	(x1000 US\$)				(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	436	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes	
Ingenieros	1	1800	1800
Operadores	2	500	1000
Guardias	2	400	800
Resident manager	1	500	500
			4100

Año	Precio unitario	Generaciòn	Ingresos Operaciòn	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciacion	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0													
0	4.0%			\$ (2,024.9)									
1	75.00	7,358	551.9		98.8	24.5	\$ 233.88	357.1	194.7	49.2	8.75	3.75	0.463
2	78.00	7,358	574.0		98.8	24.5	\$ 233.88	357.1	216.8	51.2	8.75	3.75	0.463
3	81.12	7,358	596.9		98.8	24.5	\$ 233.88	357.1	239.8	53.2	8.75	3.75	0.463
4	84.36	7,358	620.8		98.8	24.5	\$ 233.88	357.1	263.6	55.3	8.75	3.75	0.463
5	87.74	7,358	645.6		98.8	24.5	\$ 233.88	357.1	288.5	57.6	8.75	3.75	0.463
6	91.25	7,358	671.4		98.8	24.5	\$ 233.88	357.1	314.3	59.9	8.75	3.75	0.463
7	94.90	7,358	698.3		98.8	24.5	\$ 233.88	357.1	341.2	62.3	8.75	3.75	0.463
8	98.69	7,358	726.2		98.8	24.5	\$ 233.88	357.1	369.1	64.7	8.75	3.75	0.463
9	102.64	7,358	755.3		98.8	24.5	\$ 233.88	357.1	398.1	67.3	8.75	3.75	0.463
10	106.75	7,358	785.5		98.8	24.5	\$ 233.88	357.1	428.4	70.0	8.75	3.75	0.463
11	111.02	7,358	816.9		98.8	24.5	\$ 199.09	322.4	494.6	72.8	8.75	3.75	0.463
12	115.46	7,358	849.6		98.8	24.5	\$ 199.09	322.4	527.2	75.7	8.75	3.75	0.463
13	120.08	7,358	883.6		98.8	24.5	\$ 199.09	322.4	561.2	78.8	8.75	3.75	0.463
14	124.88	7,358	918.9		98.8	24.5	\$ 199.09	322.4	596.6	81.9	8.75	3.75	0.463
15	129.88	7,358	955.7		98.8	24.5	\$ 199.09	322.4	633.3	85.2	8.75	3.75	0.463
16	135.07	7,358	993.9		98.8	24.5	\$ 199.09	322.4	671.1	88.6	8.75	3.75	0.463
17	140.47	7,358	1,033.7		98.8	24.5	\$ 199.09	322.4	709.9	92.2	8.75	3.75	0.463
18	146.09	7,358	1,075.0		98.8	24.5	\$ 199.09	322.4	749.7	95.8	8.75	3.75	0.463
19	151.94	7,358	1,118.0		98.8	24.5	\$ 199.09	322.4	790.5	99.7	8.75	3.75	0.463
20	158.01	7,358	1,162.7		98.8	24.5	\$ 199.09	322.4	832.3	103.7	8.75	3.75	0.463
		147,168	16,433.9	\$ (2,024.9)	98.8	24.5		6,088.8					9.258

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0											\$ -	-		-
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ (2,024.9)	(2,024.9)		2,024.85
1	62.16	419.3	132.6	162	(29.4)	(7.4)	\$ (22.06)	211.8	-	202.485	9.33	(2,015.5)	551.9	542.55
2	64.13	421.3	152.7	146	6.9	1.7	\$ 5.17	239.0	-	202.485	36.56	(1,979.0)	574.0	537.39
3	66.18	423.3	173.6	130	44.0	11.0	\$ 33.00	266.9	-	202.485	64.40	(1,914.6)	596.9	532.52
4	68.31	425.4	195.3	113	82.0	20.5	\$ 61.46	295.3	-	202.485	92.86	(1,821.7)	620.8	527.93
5	70.52	427.7	218.0	97	120.8	30.2	\$ 90.58	324.5	-	202.485	121.97	(1,699.7)	645.6	523.65
6	72.82	430.0	241.5	81	160.5	40.1	\$ 120.37	354.2	-	202.485	151.76	(1,548.0)	671.4	519.69
7	75.22	432.4	265.9	65	201.2	50.3	\$ 150.86	384.7	-	202.485	182.26	(1,365.7)	698.3	516.05
8	77.71	434.8	291.4	49	242.8	60.7	\$ 182.09	416.0	-	202.485	213.49	(1,152.2)	726.2	512.75
9	80.30	437.4	317.8	32	285.5	71.4	\$ 214.09	448.0	-	202.485	245.48	(906.8)	755.3	509.81
10	82.99	440.1	345.4	16	329.2	82.3	\$ 246.88	480.8	-	202.485	278.27	(628.5)	785.5	507.23
11	85.79	408.1	408.8	-	408.8	102.2	\$ 306.58	505.7	-		505.67	(122.8)	816.9	311.25
12	88.70	411.1	438.5		438.5	109.6	\$ 328.90	528.0	-		527.99	405.2	849.6	321.60
13	91.73	414.1	469.5		469.5	117.4	\$ 352.12	551.2	-		551.21	956.4	883.6	332.37
14	94.88	417.2	501.7		501.7	125.4	\$ 376.26	575.4	-		575.35	1,531.7	918.9	343.57
15	98.16	420.5	535.2		535.2	133.8	\$ 401.37	600.5	-		600.46	2,132.2	955.7	355.22
16	101.57	282.7	711.2		711.2	177.8	\$ 533.40	591.3	-		591.27	2,723.5	993.9	402.63
17	105.11	286.2	747.4		747.4	186.9	\$ 560.56	618.4	-		618.43	3,341.9	1,033.7	415.23
18	108.80	289.9	785.1		785.1	196.3	\$ 588.81	646.7	-		646.67	3,988.6	1,075.0	428.33
19	112.63	293.8	824.2		824.2	206.1	\$ 618.18	676.0	-		676.05	4,664.6	1,118.0	441.96
20	116.62	297.8	865.0		865.0	216.2	\$ 648.73	706.6	2,429.8		3,136.42	7,801.0	3,592.5	456.13

TIR	12%	
NPV	\$436.04	(x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA AHUACHAPAN

Capacidad de planta (MW)	Rendimiento SFV KWh/KWp/año	inflacion	Costo Planta 1x1000	Costo Interconexion	Costo O&M \$/MWh	% de credito	Monto de prestamo 1x1000	Periodo de pestamo años	% de interes	exemption impuestos años	tasa de impuestos			
2	1650	4%	6605		4	70%	4623.5	10	8%	5	10%	NPVx1000	670	
												TIR	12.0%	
d) Costo Capital						g) Financiamiento								
Años	a) Precio unitario	b) Generacion (MWh)	c) Operacion	Power Plant	e) Costo O/M	f) Sub total Costo (d+e)	Amortizacion	Interes	h) Total costo (f+g)	i)Beneficio Despues de impuestos (c- h)	j) Corporate tax 25%	k) net income (i-j)	Accumulated income	Depreciation
0			0	990.75		991			991	-991		-991	-991	
0			0	990.75		991		184.94	1176	-1176		-1176	-2166	
1	200	3300	660		13	13	462.35	369.88	845	-185		-185	-2352	
2	208	3300	686		14	14	462.35	333	809	-123		-123	-2474	132
3	216	3300	714		14	14	462.35	296	773	-59		-59	-2533	132
4	225	3300	742		15	15	462.35	259	736	6		6	-2527	132
5	234	3300	772		15	15	462.35	222	700	72		72	-2454	132
6	243	3300	803		16	16	462.35	185	663	140		140	-2315	132
7	253	3300	835		17	17	462.35	148	627	208		208	-2107	122
8	263	3300	869		17	17	462.35	111	591	278		278	-1829	122
9	274	3300	903		18	18	462.35	74	554	349		349	-1480	122
10	285	3300	939		19	19	462.35	37	518	421		421	-1059	122
11	296	3300	977		20	20			20	957		957	-101	122
12	308	3300	1016		20	20			20	996		996	894	275
13	320	3300	1057		21	21			21	1036		1036	1930	275
14	333	3300	1099		22	22			22	1077		1077	3007	275
15	346	3300	1143		23	23			23	1120		1120	4127	275
16	360	3300	1189		24	24			24	1165		1165	5292	
17	375	3300	1236		25	25			25	1211		1211	6503	
18	390	3300	1286		26	26			26	1260		1260	7763	
19	405	3300	1337		27	27			27	1310		1310	9073	
20	421	3300	1391		28	28			28	1363		1363	10436	
Total		66000	19654	1982	393	2375	4623.5	2219.28	9217.35064	10436	0	10436	24638	

EVALUACION ECONOMICA METAPAN

Capacidad de planta	Rendimiento SFV	inflacion	Costo Planta	Costo Interconexion	Costo O&M	% de credito	Monto de prestamo	Periodo de pestamo	% de interes	exemption impuestos	tasa de impuestos			
(MW)	KWh/KWp/año		1x1000		\$/MWh		1x1000	años		años				
0.5	1650	4%	1655		4	70%	1158.5	10	8%	5	10%	NPVx1000	164	
												TIR	12.0%	
												B/C		
d) Costo Capital						g) Financiamiento								
Años	a) Precio unitario	b) Generacion (MWh)	c) Operacion	Power Plant	e) Costo O/M	f) Sub total Costo (d+e)	Amortizacion	Interes	h) Total costo (f+g)	i)Beneficio Despues de impuestos (c-h)	j) Corporate tax 25%	k) net income (i-j)	Accumulated income	Depreciation
0			0	248.25		248			248	-248		-248	-248	
0			0	248.25		248		46.34	295	-295		-295	-543	
1	200	825	165		3	3	115.85	92.68	212	-47		-47	-590	
2	208	825	172		3	3	115.85	83	203	-31		-31	-621	33
3	216	825	178		4	4	115.85	74	194	-15		-15	-636	33
4	225	825	186		4	4	115.85	65	184	1		1	-635	33
5	234	825	193		4	4	115.85	56	175	18		18	-617	33
6	243	825	201		4	4	115.85	46	166	35		35	-582	33
7	253	825	209		4	4	115.85	37	157	52		52	-531	122
8	263	825	217		4	4	115.85	28	148	69		69	-462	122
9	274	825	226		5	5	115.85	19	139	87		87	-375	122
10	285	825	235		5	5	115.85	9	130	105		105	-270	122
11	296	825	244		5	5			5	239		239	-30	122
12	308	825	254		5	5			5	249		249	219	275
13	320	825	264		5	5			5	259		259	477	275
14	333	825	275		5	5			5	269		269	747	275
15	346	825	286		6	6			6	280		280	1027	275
16	360	825	297		6	6			6	291		291	1318	
17	375	825	309		6	6			6	303		303	1621	
18	390	825	321		6	6			6	315		315	1936	
19	405	825	334		7	7			7	328		328	2263	
20	421	825	348		7	7			7	341		341	2604	
Total		16500	4913	497	98	595	1158.5	556.08	2309.34766	2604	0	2604	6073	

EVALUACION ECONOMICA SONSONATE

Capacidad de planta	Rendimiento SFV	inflacion	Costo Planta	Costo Interconexion	Costo O&M	% de credito	Monto de prestamo	Periodo de pestamo	% de interes	exemption impuestos	tasa de impuestos			
(MW)	KWh/KWp/año		1x1000		\$/MWh		1x1000	años		años				
1.5	1650	4%	4955		4	70%	3468.5	10	8%	5	10%	NPVx1000	501	
												TIR	12.0%	
												B/C		
Años	a) Precio unitario	b) Generacion (MWh)	c) Operacion	Power Plant	e) Costo O/M	f) Sub total Costo (d+e)	Amortizacion	Interes	h) Total costo (f+g)	i)Beneficio Despues de impuestos (c-h)	j) Corporate tax 25%	k) net income (i-j)	Accumulated income	Depreciation
0			0	743.25		743			743	-743		-743	-743	
0			0	743.25		743		138.74	882	-882		-882	-1625	
1	200	2475	495		10	10	346.85	277.48	634	-139		-139	-1764	
2	208	2475	515		10	10	346.85	250	607	-92		-92	-1857	99
3	216	2475	535		11	11	346.85	222	580	-44		-44	-1901	99
4	225	2475	557		11	11	346.85	194	552	5		5	-1896	99
5	234	2475	579		12	12	346.85	166	525	54		54	-1842	99
6	243	2475	602		12	12	346.85	139	498	105		105	-1737	99
7	253	2475	626		13	13	346.85	111	470	156		156	-1581	92
8	263	2475	651		13	13	346.85	83	443	208		208	-1373	92
9	274	2475	677		14	14	346.85	55	416	262		262	-1112	92
10	285	2475	705		14	14	346.85	28	389	316		316	-796	92
11	296	2475	733		15	15			15	718		718	-78	92
12	308	2475	762		15	15			15	747		747	669	206
13	320	2475	793		16	16			16	777		777	1446	206
14	333	2475	824		16	16			16	808		808	2254	206
15	346	2475	857		17	17			17	840		840	3094	206
16	360	2475	891		18	18			18	874		874	3967	
17	375	2475	927		19	19			19	909		909	4876	
18	390	2475	964		19	19			19	945		945	5821	
19	405	2475	1003		20	20			20	983		983	6803	
20	421	2475	1043		21	21			21	1022		1022	7825	
Total		49500	14740	1487	295	1781	3468.5	1664.88	6914.68298	7825	0	7825	18450	

EVALUACION ECONOMICA CHALATENANGO

Capacidad de planta	Rendimiento SFV	inflacion	Costo Planta	Costo Interconexion	Costo O&M	% de credito	Monto de prestamo	Periodo de pestamo	% de interes	exemption impuestos	tasa de impuestos			
(MW)	KWh/KWp/año		1x1000		\$/MWh		1x1000	años		años				
1.5	1650	4%	4955		4	70%	3468.5	10	8%	5	10%	NPVx1000	501	
												TIR	12.0%	
												B/C		
Años	a) Precio unitario	b) Generacion (MWh)	c) Operacion	Power Plant	e) Costo O/M	f) Sub total Costo (d+e)	Amortizacion	Interes	h) Total costo (f+g)	i)Beneficio Despues de impuestos (c-h)	j) Corporate tax 25%	k) net income (i-j)	Accumulated income	Depreciation
0			0	743.25		743			743	-743		-743	-743	
0			0	743.25		743		138.74	882	-882		-882	-1625	
1	200	2475	495		10	10	346.85	277.48	634	-139		-139	-1764	
2	208	2475	515		10	10	346.85	250	607	-92		-92	-1857	99
3	216	2475	535		11	11	346.85	222	580	-44		-44	-1901	99
4	225	2475	557		11	11	346.85	194	552	5		5	-1896	99
5	234	2475	579		12	12	346.85	166	525	54		54	-1842	99
6	243	2475	602		12	12	346.85	139	498	105		105	-1737	99
7	253	2475	626		13	13	346.85	111	470	156		156	-1581	92
8	263	2475	651		13	13	346.85	83	443	208		208	-1373	92
9	274	2475	677		14	14	346.85	55	416	262		262	-1112	92
10	285	2475	705		14	14	346.85	28	389	316		316	-796	92
11	296	2475	733		15	15			15	718		718	-78	92
12	308	2475	762		15	15			15	747		747	669	206
13	320	2475	793		16	16			16	777		777	1446	206
14	333	2475	824		16	16			16	808		808	2254	206
15	346	2475	857		17	17			17	840		840	3094	206
16	360	2475	891		18	18			18	874		874	3967	
17	375	2475	927		19	19			19	909		909	4876	
18	390	2475	964		19	19			19	945		945	5821	
19	405	2475	1003		20	20			20	983		983	6803	
20	421	2475	1043		21	21			21	1022		1022	7825	
Total		49500	14740	1487	295	1781	3468.5	1664.88	6914.68298	7825	0	7825	18450	

EVALUACION ECONOMICA SAN MIGUEL

Capacidad de planta (MW)	Rendimiento SFV KWh/KWp/año	inflacion	Costo Planta 1x1000	Costo Interconexion	Costo O&M \$/MWh	% de credito	Monto de prestamo 1x1000	Periodo de pestamo años	% de interes	exemption impuestos años	tasa de impuestos				
1	1650	4%	3305		4	70%	2313.5	10	8%	5	10%		NPVx1000	333	
												TIR	12.0%		
												B/C			
d) Costo Capital						g) Financiamiento									
Años	a) Precio unitario	b) Generacion (MWh)	c) Operacion	Power Plant	e) Costo O/M	f) Sub total Costo (d+e)	Amortizacion	Interes	h) Total costo (f+g)	i)Beneficio Despues de impuestos (c-h)	j) Corporate tax 25%	k) net income (i-j)	Accumulated income	Depreciation	
0			0	495.75		496			496	-496		-496	-496		
0			0	495.75		496		92.54	588	-588		-588	-1084		
1	200	1650	330		7	7	231.35	185.08	423	-93		-93	-1177		
2	208	1650	343		7	7	231.35	167	405	-62		-62	-1239	66	
3	216	1650	357		7	7	231.35	148	387	-30		-30	-1268	66	
4	225	1650	371		7	7	231.35	130	368	3		3	-1265	66	
5	234	1650	386		8	8	231.35	111	350	36		36	-1229	66	
6	243	1650	401		8	8	231.35	93	332	70		70	-1160	66	
7	253	1650	418		8	8	231.35	74	314	104		104	-1056	61	
8	263	1650	434		9	9	231.35	56	296	139		139	-917	61	
9	274	1650	452		9	9	231.35	37	277	174		174	-743	61	
10	285	1650	470		9	9	231.35	19	259	210		210	-533	61	
11	296	1650	488		10	10			10	479		479	-54	61	
12	308	1650	508		10	10			10	498		498	444	137	
13	320	1650	528		11	11			11	518		518	962	137	
14	333	1650	549		11	11			11	538		538	1500	137	
15	346	1650	571		11	11			11	560		560	2060	137	
16	360	1650	594		12	12			12	582		582	2643		
17	375	1650	618		12	12			12	606		606	3248		
18	390	1650	643		13	13			13	630		630	3878		
19	405	1650	669		13	13			13	655		655	4533		
20	421	1650	695		14	14			14	681		681	5215		
Total		33000	9827	992	197	1188	2313.5	1110.48	4612.01532	5215	0	5215	12261		

EVALUACION ECONOMICA GUALPUCA														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año	Corporativo	Descuento
	1	6,132.00	70%	4%	\$ 1,813	\$ 338	68.6	17	50%	906.50	10.00	8%	10%	25%
					(x1000 US\$)	(x1000 US\$)			(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	225	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes
Ingenieros	1	1800
Operadores	2	500
Guardias	2	400
Resident manager	1	500

1800
1000
800
500
4100

Año	Precio unitario	Generaciòn	Ingresos Operaciòn	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciacion	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0	4.0%			\$ (906.5)									
1	49.00	6,132	300.5		68.6	17.0	\$ 116.93	202.5	97.9	49.2	3.92	3.13	0.207
2	50.96	6,132	312.5		68.6	17.0	\$ 116.93	202.5	110.0	51.2	3.92	3.13	0.207
3	53.00	6,132	325.0		68.6	17.0	\$ 116.93	202.5	122.5	53.2	3.92	3.13	0.207
4	55.12	6,132	338.0		68.6	17.0	\$ 116.93	202.5	135.5	55.3	3.92	3.13	0.207
5	57.32	6,132	351.5		68.6	17.0	\$ 116.93	202.5	149.0	57.6	3.92	3.13	0.207
6	59.62	6,132	365.6		68.6	17.0	\$ 116.93	202.5	163.0	59.9	3.92	3.13	0.207
7	62.00	6,132	380.2		68.6	17.0	\$ 116.93	202.5	177.7	62.3	3.92	3.13	0.207
8	64.48	6,132	395.4		68.6	17.0	\$ 116.93	202.5	192.9	64.7	3.92	3.13	0.207
9	67.06	6,132	411.2		68.6	17.0	\$ 116.93	202.5	208.7	67.3	3.92	3.13	0.207
10	69.74	6,132	427.7		68.6	17.0	\$ 116.93	202.5	225.1	70.0	3.92	3.13	0.207
11	72.53	6,132	444.8		68.6	17.0	\$ 74.90	160.5	284.3	72.8	3.92	3.13	0.207
12	75.43	6,132	462.6		68.6	17.0	\$ 74.90	160.5	302.1	75.7	3.92	3.13	0.207
13	78.45	6,132	481.1		68.6	17.0	\$ 74.90	160.5	320.6	78.8	3.92	3.13	0.207
14	81.59	6,132	500.3		68.6	17.0	\$ 74.90	160.5	339.8	81.9	3.92	3.13	0.207
15	84.85	6,132	520.3		68.6	17.0	\$ 74.90	160.5	359.8	85.2	3.92	3.13	0.207
16	88.25	6,132	541.1		68.6	17.0	\$ 21.77	107.4	433.8	88.6	3.92	3.13	0.207
17	91.78	6,132	562.8		68.6	17.0	\$ 21.77	107.4	455.4	92.2	3.92	3.13	0.207
18	95.45	6,132	585.3		68.6	17.0	\$ 21.77	107.4	477.9	95.8	3.92	3.13	0.207
19	99.27	6,132	608.7		68.6	17.0	\$ 21.77	107.4	501.3	99.7	3.92	3.13	0.207
20	103.24	6,132	633.0		68.6	17.0	\$ 21.77	107.4	525.7	103.7	3.92	3.13	0.207
		122,640	8,947.4	\$ (906.5)	68.6	17.0		3,364.7					4.145

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ -	-		-
0											\$ (906.5)	(906.5)		906.50
1	56.45	259.0	41.5	73	(31.0)	(7.8)	\$ (23.27)	93.7	-	90.65	3.01	(903.5)	300.5	297.46
2	58.42	260.9	51.5	65	(13.7)	(3.4)	\$ (10.30)	106.6	-	90.65	15.98	(887.5)	312.5	296.50
3	60.47	263.0	62.0	58	4.0	2.98	\$ 2.98	119.9	-	90.65	29.26	(858.3)	325.0	295.73
4	62.59	265.1	72.9	51	22.1	5.5	\$ 16.57	133.5	-	90.65	42.85	(815.4)	338.0	295.13
5	64.81	267.3	84.2	44	40.7	10.2	\$ 30.49	147.4	-	90.65	56.77	(758.6)	351.5	294.73
6	67.11	269.6	95.9	36	59.7	14.9	\$ 44.75	161.7	-	90.65	71.03	(687.6)	365.6	294.54
7	69.50	272.0	108.2	29	79.1	19.8	\$ 59.36	176.3	-	90.65	85.64	(602.0)	380.2	294.55
8	71.99	274.5	120.9	22	99.1	24.8	\$ 74.34	191.3	-	90.65	100.62	(501.3)	395.4	294.78
9	74.58	277.1	134.1	15	119.6	29.9	\$ 89.70	206.6	-	90.65	115.97	(385.4)	411.2	295.24
10	77.28	279.8	147.9	7	140.6	35.2	\$ 105.45	222.4	-	90.65	131.73	(253.6)	427.7	295.93
11	80.08	240.6	204.2	-	204.2	51.0	\$ 153.14	228.0	-		228.04	(25.6)	444.8	216.72
12	82.99	243.5	219.1		219.1	54.8	\$ 164.30	239.2	-		239.20	213.6	462.6	223.36
13	86.02	246.5	234.5		234.5	58.6	\$ 175.90	250.8	-		250.80	464.4	481.1	230.25
14	89.17	249.7	250.6		250.6	62.7	\$ 187.97	262.9	-		262.87	727.3	500.3	237.43
15	92.45	253.0	267.4		267.4	66.8	\$ 200.52	275.4	-		275.42	1,002.7	520.3	244.89
16	95.86	203.2	337.9		337.9	84.5	\$ 253.42	275.2	-		275.19	1,277.9	541.1	265.93
17	99.40	206.8	356.0		356.0	89.0	\$ 267.00	288.8	-		288.77	1,566.7	562.8	274.00
18	103.09	210.5	374.8		374.8	93.7	\$ 281.12	302.9	-		302.89	1,869.6	585.3	282.39
19	106.92	214.3	394.4		394.4	98.6	\$ 295.80	317.6	-		317.57	2,187.1	608.7	291.12
20	110.91	218.3	414.8		414.8	103.7	\$ 311.07	332.8	1,087.8		1,420.64	3,607.8	1,720.8	300.20

TIR	12%	
NPV	\$225.44	(x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA MORAZAN 1&2

Capacidad de planta	Rendimiento SFV	inflacion	Costo Planta	Costo Interconexion	Costo O&M	% de credito	Monto de prestamo	Periodo de pestamo	% de interes	exemption impuestos	tasa de impuestos				
(MW)	KWh/KWp/año		1x1000		\$/MWh		1x1000	años		años					
1	1650	4%	3305		4	70%	2313.5	10	8%	5	10%	NPVx1000	333		
												TIR	12.0%		
												B/C			
d) Costo Capital												g) Financiamiento			
Años	a) Precio unitario	b) Generacion (MWh)	c) Operacion	Power Plant	e) Costo O/M	f) Sub total Costo (d+e)	Amortizacion	Interes	h) Total costo (f+g)	i)Beneficio Despues de impuestos (c-h)	j) Corporate tax 25%	k) net income (i-j)	Accumulated income	Depreciation	
0			0	495.75		496			496	-496		-496	-496		
0			0	495.75		496		92.54	588	-588		-588	-1084		
1	200	1650	330		7	7	231.35	185.08	423	-93		-93	-1177		
2	208	1650	343		7	7	231.35	167	405	-62		-62	-1239	66	
3	216	1650	357		7	7	231.35	148	387	-30		-30	-1268	66	
4	225	1650	371		7	7	231.35	130	368	3		3	-1265	66	
5	234	1650	386		8	8	231.35	111	350	36		36	-1229	66	
6	243	1650	401		8	8	231.35	93	332	70		70	-1160	66	
7	253	1650	418		8	8	231.35	74	314	104		104	-1056	61	
8	263	1650	434		9	9	231.35	56	296	139		139	-917	61	
9	274	1650	452		9	9	231.35	37	277	174		174	-743	61	
10	285	1650	470		9	9	231.35	19	259	210		210	-533	61	
11	296	1650	488		10	10			10	479		479	-54	61	
12	308	1650	508		10	10			10	498		498	444	137	
13	320	1650	528		11	11			11	518		518	962	137	
14	333	1650	549		11	11			11	538		538	1500	137	
15	346	1650	571		11	11			11	560		560	2060	137	
16	360	1650	594		12	12			12	582		582	2643		
17	375	1650	618		12	12			12	606		606	3248		
18	390	1650	643		13	13			13	630		630	3878		
19	405	1650	669		13	13			13	655		655	4533		
20	421	1650	695		14	14			14	681		681	5215		
Total		33000	9827	992	197	1188	2313.5	1110.48	4612.01532	5215	0	5215	12261		

EVALUACION ECONOMICA MORAZAN3

Capacidad de planta	Rendimiento SFV	inflacion	Costo Planta	Costo Interconexion	Costo O&M	% de credito	Monto de prestamo	Periodo de pestamo	% de interes	exemption impuestos	tasa de impuestos				
(MW)	KWh/KWp/año		1x1000		\$/MWh		1x1000	años		años					
0.5	1650	4%	\$1,655.00		4	70%	1158.5	10	8%	5	10%	NPVx1000	164		
												TIR	12.0%		
												B/C			
d) Costo Capital												g) Financiamiento			
Años	a) Precio unitario	b) Generacion (MWh)	c) Operacion	Power Plant	e) Costo O/M	f) Sub total Costo (d+e)	Amortizacion	Interes	h) Total costo (f+g)	i)Beneficio Despues de impuestos (c-h)	j) Corporate tax 25%	k) net income (i-j)	Accumulated income	Depreciation	
0			0	248.25		248			248	-248		-248	-248		
0			0	248.25		248		46.34	295	-295		-295	-543		
1	200	825	165		3	3	115.85	92.68	212	-47		-47	-590		
2	208	825	172		3	3	115.85	83	203	-31		-31	-621	33	
3	216	825	178		4	4	115.85	74	194	-15		-15	-636	33	
4	225	825	186		4	4	115.85	65	184	1		1	-635	33	
5	234	825	193		4	4	115.85	56	175	18		18	-617	33	
6	243	825	201		4	4	115.85	46	166	35		35	-582	33	
7	253	825	209		4	4	115.85	37	157	52		52	-531	31	
8	263	825	217		4	4	115.85	28	148	69		69	-462	31	
9	274	825	226		5	5	115.85	19	139	87		87	-375	31	
10	285	825	235		5	5	115.85	9	130	105		105	-270	31	
11	296	825	244		5	5			5	239		239	-30	31	
12	308	825	254		5	5			5	249		249	219	69	
13	320	825	264		5	5			5	259		259	477	69	
14	333	825	275		5	5			5	269		269	747	69	
15	346	825	286		6	6			6	280		280	1027	69	
16	360	825	297		6	6			6	291		291	1318		
17	375	825	309		6	6			6	303		303	1621		
18	390	825	321		6	6			6	315		315	1936		
19	405	825	334		7	7			7	328		328	2263		
20	421	825	348		7	7			7	341		341	2604		
Total		16500	4913	497	98	595	1158.5	556.08	2309.34766	2604	0	2604	6073		

EVALUACION ECONOMICA USULUTAN

Capacidad de planta	Rendimiento SFV	inflacion	Costo Planta	Costo Interconexion	Costo O&M	% de credito	Monto de prestamo	Periodo de pestamo	% de interes	exemption impuestos	tasa de impuestos				
(MW)	KWh/KWp/año		1x1000		\$/MWh		1x1000	años		años					
0.3	1650	4%	\$995.00		4	70%	696.5	10	8%	5	10%	NPVx1000	102		
												TIR	12.0%		
												B/C			
d) Costo Capital												g) Financiamiento			
Años	a) Precio unitario	b) Generacion (MWh)	c) Operacion	Power Plant	e) Costo O/M	f) Sub total Costo (d+e)	Amortizacion	Interes	h) Total costo (f+g)	i)Beneficio Despues de impuestos (c-h)	j) Corporate tax 25%	k) net income (i-j)	Accumulated income	Depreciation	
0			0	149.25		149			149	-149		-149	-149		
0			0	149.25		149		27.86	177	-177		-177	-326		
1	201	495	99.495		2	2	69.65	55.72	127	-28		-28	-354		
2	209	495	103		2	2	69.65	50	122	-18		-18	-373	20	
3	217	495	108		2	2	69.65	45	116	-9		-9	-381	20	
4	226	495	112		2	2	69.65	39	111	1		1	-380	20	
5	235	495	116		2	2	69.65	33	105	11		11	-369	20	
6	245	495	121		2	2	69.65	28	100	21		21	-348	20	
7	254	495	126		3	3	69.65	22	94	31		31	-317	19	
8	265	495	131		3	3	69.65	17	89	42		42	-275	19	
9	275	495	136		3	3	69.65	11	84	53		53	-222	19	
10	286	495	142		3	3	69.65	6	78	64		64	-159	19	
11	298	495	147		3	3			3	144		144	-14	19	
12	309	495	153		3	3			3	150		150	136	41	
13	322	495	159		3	3			3	156		156	292	41	
14	335	495	166		3	3			3	162		162	454	41	
15	348	495	172		3	3			3	169		169	623	41	
16	362	495	179		4	4			4	176		176	799		
17	376	495	186		4	4			4	183		183	982		
18	392	495	194		4	4			4	190		190	1171		
19	407	495	202		4	4			4	198		198	1369		
20	423	495	210		4	4			4	205		205	1574		
Total		9900	2963	299	59	357	696.5	334.32	1388.2806	1574	0	1574	3733		

EVALUACION ECONOMICA UNION1

Capacidad de planta (MW)	Rendimiento SFV KWh/KWp/año	inflacion	Costo Planta 1x1000	Costo Interconexion	Costo O&M \$/MWh	% de credito	Monto de prestamo 1x1000	Periodo de pestamo años	% de interes	exemption impuestos años	tasa de impuestos				
1	1650	4%	\$3,305.00		4	70%	2313.5	10	8%	5	10%	NPVx1000	1395		
												TIR	18.3%		
												B/C			
d) Costo Capital						g) Financiamiento									
Años	a) Precio unitario	b) Generacion (MWh)	c) Operacion	Power Plant	e) Costo O/M	f) Sub total Costo (d+e)	Amortizacion	Interes	h) Total costo (f+g)	i)Beneficio Despues de impuestos (c-h)	j) Corporate tax 25%	k) net income (i-j)	Accumulated income	Depreciation	
0			0	495.75		496			496	-496		-496	-496		
0			0	495.75		496		92.54	588	-588		-588	-1084		
1	263	1650	433.95		7	7	231.35	185.08	423	11		11	-1073		
2	274	1650	451		7	7	231.35	167	405	47		47	-1027	66	
3	284	1650	469		7	7	231.35	148	387	83		83	-944	66	
4	296	1650	488		7	7	231.35	130	368	120		120	-824	66	
5	308	1650	508		8	8	231.35	111	350	158		158	-666	66	
6	320	1650	528		8	8	231.35	93	332	196		196	-470	66	
7	333	1650	549		8	8	231.35	74	314	235		235	-235	61	
8	346	1650	571		9	9	231.35	56	296	275		275	40	61	
9	360	1650	594		9	9	231.35	37	277	316		316	357	61	
10	374	1650	618		9	9	231.35	19	259	358		358	715	61	
11	389	1650	642		10	10			10	633		633	1348	61	
12	405	1650	668		10	10			10	658		658	2006	137	
13	421	1650	695		11	11			11	684		684	2690	137	
14	438	1650	723		11	11			11	712		712	3402	137	
15	455	1650	751		11	11			11	740		740	4142	137	
16	474	1650	782		12	12			12	770		770	4911		
17	493	1650	813		12	12			12	800		800	5712		
18	512	1650	845		13	13			13	832		832	6544		
19	533	1650	879		13	13			13	866		866	7410		
20	554	1650	914		14	14			14	900		900	8310		
Total		33000	12922	992	197	1188	2313.5	1110.48	4612.01532	8310	0	8310	40767		

EVALUACION ECONOMICA UNION2

Capacidad de planta (MW)	Rendimiento SFV KWh/KWp/año	inflacion	Costo Planta 1x1000	Costo Interconexion	Costo O&M \$/MWh	% de credito	Monto de prestamo 1x1000	Periodo de pestamo años	% de interes	exemption impuestos años	tasa de impuestos			
1	1650	4%	\$3,305.00		4	70%	2313.5	10	8%	5	10%	NPVx1000	333	
												TIR	12.0%	
												B/C		
Años	a) Precio unitario	b) Generacion (MWh)	c) Operacion	Power Plant	e) Costo O/M	f) Sub total Costo (d+e)	Amortizacion	Interes	h) Total costo (f+g)	i)Beneficio Despues de impuestos (c- h)	j) Corporate tax 25%	k) net income (i-j)	Accumulated income	Depreciation
0			0	495.75		496			496	-496		-496	-496	
0			0	495.75		496		92.54	588	-588		-588	-1084	
1	200	1650	330		7	7	231.35	185.08	423	-93		-93	-1177	
2	208	1650	343		7	7	231.35	167	405	-62		-62	-1239	66
3	216	1650	357		7	7	231.35	148	387	-30		-30	-1268	66
4	225	1650	371		7	7	231.35	130	368	3		3	-1265	66
5	234	1650	386		8	8	231.35	111	350	36		36	-1229	66
6	243	1650	401		8	8	231.35	93	332	70		70	-1160	66
7	253	1650	418		8	8	231.35	74	314	104		104	-1056	61
8	263	1650	434		9	9	231.35	56	296	139		139	-917	61
9	274	1650	452		9	9	231.35	37	277	174		174	-743	61
10	285	1650	470		9	9	231.35	19	259	210		210	-533	61
11	296	1650	488		10	10			10	479		479	-54	61
12	308	1650	508		10	10			10	498		498	444	137
13	320	1650	528		11	11			11	518		518	962	137
14	333	1650	549		11	11			11	538		538	1500	137
15	346	1650	571		11	11			11	560		560	2060	137
16	360	1650	594		12	12			12	582		582	2643	
17	375	1650	618		12	12			12	606		606	3248	
18	390	1650	643		13	13			13	630		630	3878	
19	405	1650	669		13	13			13	655		655	4533	
20	421	1650	695		14	14			14	681		681	5215	
Total		33000	9827	992	197	1188	2313.5	1110.48	4612.01532	5215	0	5215	12261	

EVALUACION ECONOMICA SAN FRANCISCO														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año	Corporativo	Descuento
	1	6,132.00	70%	4%	\$ 3,010	\$ 10	68.6	17	50%	1,504.75	10.00	8%	10%	25%
					(x1000 US\$)	(x1000 US\$)			(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	463	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes
Ingenieros	1	1800
Operadores	2	500
Guardias	2	400
Resident manager	1	500

1800
1000
800
500
4100

Año	Precio unitario	Generaciòn	Ingresos Operaciòn	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciacion	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0													
0	4.0%			\$ (1,504.8)									
1	71.00	6,132	435.4		68.6	17.0	\$ 170.02	255.6	179.7	49.2	6.50	3.13	0.344
2	73.84	6,132	452.8		68.6	17.0	\$ 170.02	255.6	197.2	51.2	6.50	3.13	0.344
3	76.79	6,132	470.9		68.6	17.0	\$ 170.02	255.6	215.3	53.2	6.50	3.13	0.344
4	79.87	6,132	489.7		68.6	17.0	\$ 170.02	255.6	234.1	55.3	6.50	3.13	0.344
5	83.06	6,132	509.3		68.6	17.0	\$ 170.02	255.6	253.7	57.6	6.50	3.13	0.344
6	86.38	6,132	529.7		68.6	17.0	\$ 170.02	255.6	274.1	59.9	6.50	3.13	0.344
7	89.84	6,132	550.9		68.6	17.0	\$ 170.02	255.6	295.3	62.3	6.50	3.13	0.344
8	93.43	6,132	572.9		68.6	17.0	\$ 170.02	255.6	317.3	64.7	6.50	3.13	0.344
9	97.17	6,132	595.8		68.6	17.0	\$ 170.02	255.6	340.2	67.3	6.50	3.13	0.344
10	101.06	6,132	619.7		68.6	17.0	\$ 170.02	255.6	364.0	70.0	6.50	3.13	0.344
11	105.10	6,132	644.5		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	406.5	72.8	6.50	3.13	0.344
12	109.30	6,132	670.2		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	432.3	75.7	6.50	3.13	0.344
13	113.67	6,132	697.0		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	459.1	78.8	6.50	3.13	0.344
14	118.22	6,132	724.9		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	487.0	81.9	6.50	3.13	0.344
15	122.95	6,132	753.9		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	516.0	85.2	6.50	3.13	0.344
16	127.87	6,132	784.1		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	654.2	88.6	6.50	3.13	0.344
17	132.98	6,132	815.4		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	685.6	92.2	6.50	3.13	0.344
18	138.30	6,132	848.1		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	718.2	95.8	6.50	3.13	0.344
19	143.83	6,132	882.0		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	752.1	99.7	6.50	3.13	0.344
20	149.59	6,132	917.3		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	787.4	103.7	6.50	3.13	0.344
		122,640	12,964.5	\$ (1,504.8)	68.6	17.0		4,395.4					6.880

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0											\$ -	-		-
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ (1,504.8)	(1,504.8)		1,504.75
1	59.17	314.8	120.6	120	0.2	0.0	\$ 0.15	170.2	-	150.475	19.70	(1,485.1)	435.4	415.68
2	61.14	316.8	136.0	108	27.7	6.9	\$ 20.76	190.8	-	150.475	40.31	(1,444.7)	452.8	412.48
3	63.19	318.8	152.1	96	55.8	13.9	\$ 41.84	211.9	-	150.475	61.39	(1,383.4)	470.9	409.51
4	65.32	320.9	168.8	84	84.5	21.1	\$ 63.40	233.4	-	150.475	82.95	(1,300.4)	489.7	406.79
5	67.53	323.2	186.2	72	113.9	28.5	\$ 85.46	255.5	-	150.475	105.01	(1,195.4)	509.3	404.32
6	69.83	325.5	204.2	60	144.1	36.0	\$ 108.04	278.1	-	150.475	127.59	(1,067.8)	529.7	402.11
7	72.23	327.8	223.0	48	174.9	43.7	\$ 131.16	301.2	-	150.475	150.71	(917.1)	550.9	400.17
8	74.72	330.3	242.6	36	206.5	51.6	\$ 154.85	324.9	-	150.475	174.40	(742.7)	572.9	398.52
9	77.31	332.9	262.9	24	238.8	59.7	\$ 179.12	349.1	-	150.475	198.67	(544.0)	595.8	397.16
10	80.00	335.6	284.0	12	272.0	68.0	\$ 204.01	374.0	-	150.475	223.56	(320.5)	619.7	396.11
11	82.80	320.7	323.7	-	323.7	80.9	\$ 242.78	395.1	-		395.13	74.7	644.5	249.33
12	85.71	323.7	346.6		346.6	86.6	\$ 259.93	412.3	-		412.28	486.9	670.2	257.96
13	88.74	326.7	370.4		370.4	92.6	\$ 277.77	430.1	-		430.11	917.0	697.0	266.93
14	91.89	329.8	395.1		395.1	98.8	\$ 296.31	448.7	-		448.66	1,365.7	724.9	276.26
15	95.17	333.1	420.8		420.8	105.2	\$ 315.60	468.0	-		467.95	1,833.7	753.9	285.97
16	98.58	228.5	555.6		555.6	138.9	\$ 416.72	461.0	-		461.00	2,294.7	784.1	323.08
17	102.12	232.0	583.4		583.4	145.9	\$ 437.58	481.9	-		481.86	2,776.5	815.4	333.58
18	105.81	235.7	612.4		612.4	153.1	\$ 459.28	503.6	-		503.56	3,280.1	848.1	344.50
19	109.64	239.5	642.5		642.5	160.6	\$ 481.84	526.1	-		526.13	3,806.2	882.0	355.86
20	113.63	243.5	673.8		673.8	168.4	\$ 505.31	549.6	1,805.7		2,355.30	6,161.5	2,723.0	367.67

TIR	12%	
NPV	\$462.58	(x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA NAHUIZALCO														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año	Corporativo	Descuento
0.700	4,292.40	70%	4%	\$ 1,744	\$ 21	48.0	11.9	50%	871.76	10.00	8%	10%	25%	10%
				(x1000 US\$)	(x1000 US\$)				(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	258	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes	
Ingenieros	1	1800	1800
Operadores	2	500	1000
Guardias	2	400	800
Resident manager	1	500	500
			4100

Año	Precio unitario	Generaciòn	Ingresos Operaciòn	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciacion	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0	4.0%			\$ (871.8)									
1	62.00	4,292	266.1		33.6	8.3	\$ 99.17	141.1	125.0	49.2	3.77	2.19	0.199
2	64.48	4,292	276.8		33.6	8.3	\$ 99.17	141.1	135.7	51.2	3.77	2.19	0.199
3	67.06	4,292	287.8		33.6	8.3	\$ 99.17	141.1	146.7	53.2	3.77	2.19	0.199
4	69.74	4,292	299.4		33.6	8.3	\$ 99.17	141.1	158.2	55.3	3.77	2.19	0.199
5	72.53	4,292	311.3		33.6	8.3	\$ 99.17	141.1	170.2	57.6	3.77	2.19	0.199
6	75.43	4,292	323.8		33.6	8.3	\$ 99.17	141.1	182.7	59.9	3.77	2.19	0.199
7	78.45	4,292	336.7		33.6	8.3	\$ 99.17	141.1	195.6	62.3	3.77	2.19	0.199
8	81.59	4,292	350.2		33.6	8.3	\$ 99.17	141.1	209.1	64.7	3.77	2.19	0.199
9	84.85	4,292	364.2		33.6	8.3	\$ 99.17	141.1	223.1	67.3	3.77	2.19	0.199
10	88.25	4,292	378.8		33.6	8.3	\$ 99.17	141.1	237.7	70.0	3.77	2.19	0.199
11	91.78	4,292	393.9		33.6	8.3	\$ 87.48	129.4	264.5	72.8	3.77	2.19	0.199
12	95.45	4,292	409.7		33.6	8.3	\$ 87.48	129.4	280.3	75.7	3.77	2.19	0.199
13	99.26	4,292	426.1		33.6	8.3	\$ 87.48	129.4	296.7	78.8	3.77	2.19	0.199
14	103.23	4,292	443.1		33.6	8.3	\$ 87.48	129.4	313.7	81.9	3.77	2.19	0.199
15	107.36	4,292	460.8		33.6	8.3	\$ 87.48	129.4	331.4	85.2	3.77	2.19	0.199
16	111.66	4,292	479.3		33.6	8.3	\$ 25.43	67.4	411.9	88.6	3.77	2.19	0.199
17	116.12	4,292	498.5		33.6	8.3	\$ 25.43	67.4	431.1	92.2	3.77	2.19	0.199
18	120.77	4,292	518.4		33.6	8.3	\$ 25.43	67.4	451.0	95.8	3.77	2.19	0.199
19	125.60	4,292	539.1		33.6	8.3	\$ 25.43	67.4	471.8	99.7	3.77	2.19	0.199
20	130.62	4,292	560.7		33.6	8.3	\$ 25.43	67.4	493.3	103.7	3.77	2.19	0.199
		85,848	7,924.8	\$ (871.8)	33.6	8.3		2,395.1					3.986

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ -	-		-
0											\$ (871.8)	(871.8)		871.76
1	55.35	196.5	69.7	70	(0.1)	(0.0)	\$ (0.06)	99.1	-	87.1756	11.93	(859.8)	266.1	254.19
2	57.32	198.4	78.3	63	15.6	3.9	\$ 11.68	110.8	-	87.1756	23.67	(836.1)	276.8	253.10
3	59.37	200.5	87.4	56	31.6	7.9	\$ 23.68	122.8	-	87.1756	35.67	(800.5)	287.8	252.17
4	61.50	202.6	96.7	49	47.9	12.0	\$ 35.95	135.1	-	87.1756	47.94	(752.5)	299.4	251.42
5	63.71	204.8	106.5	42	64.7	16.2	\$ 48.50	147.7	-	87.1756	60.49	(692.0)	311.3	250.84
6	66.01	207.1	116.7	35	81.8	20.4	\$ 61.34	160.5	-	87.1756	73.34	(618.7)	323.8	250.45
7	68.41	209.5	127.2	28	99.3	24.8	\$ 74.49	173.7	-	87.1756	86.48	(532.2)	336.7	250.25
8	70.90	212.0	138.2	21	117.3	29.3	\$ 87.96	187.1	-	87.1756	99.95	(432.3)	350.2	250.26
9	73.49	214.6	149.6	14	135.7	33.9	\$ 101.75	200.9	-	87.1756	113.74	(318.5)	364.2	250.47
10	76.18	217.3	161.5	7	154.5	38.6	\$ 115.89	215.1	-	87.1756	127.88	(190.7)	378.8	250.90
11	78.98	208.4	185.5	-	185.5	46.4	\$ 139.14	226.6	-		226.63	36.0	393.9	167.31
12	81.90	211.3	198.4		198.4	49.6	\$ 148.78	236.3	-		236.26	272.2	409.7	173.43
13	84.93	214.4	211.7		211.7	52.9	\$ 158.80	246.3	-		246.28	518.5	426.1	179.80
14	88.08	217.5	225.6		225.6	56.4	\$ 169.22	256.7	-		256.70	775.2	443.1	186.43
15	91.35	220.8	240.1		240.1	60.0	\$ 180.05	267.5	-		267.53	1,042.7	460.8	193.31
16	94.76	162.1	317.2		317.2	79.3	\$ 237.86	263.3	-		263.29	1,306.0	479.3	215.99
17	98.31	165.7	332.8		332.8	83.2	\$ 249.58	275.0	-		275.01	1,581.0	498.5	223.44
18	101.99	169.4	349.0		349.0	87.3	\$ 261.77	287.2	-		287.20	1,868.2	518.4	231.19
19	105.82	173.2	365.9		365.9	91.5	\$ 274.45	299.9	-		299.88	2,168.1	539.1	239.25
20	109.81	177.2	383.5		383.5	95.9	\$ 287.63	313.1	1,046.1		1,359.17	3,527.3	1,606.8	247.63

TIR	12%	
NPV	\$257.83	(x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA QUEZALAPA														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año	Corporativo	Descuento
	1	6,132.00	70%	4%	\$ 3,250	\$ 250	68.6	17	50%	1,625.00	10.00	8%	10%	25%
					(x1000 US\$)	(x1000 US\$)			(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	347	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes
Ingenieros	1	1800
Operadores	2	500
Guardias	2	400
Resident manager	1	500

1800
1000
800
500
4100

Año	Precio unitario	Generación	Ingresos Operación	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciación	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0	4.0%			\$ (1,625.0)									
1	72.00	6,132	441.5		68.6	17.0	\$ 194.07	279.7	161.8	49.2	7.02	3.13	0.371
2	74.88	6,132	459.2		68.6	17.0	\$ 194.07	279.7	179.5	51.2	7.02	3.13	0.371
3	77.88	6,132	477.5		68.6	17.0	\$ 194.07	279.7	197.9	53.2	7.02	3.13	0.371
4	80.99	6,132	496.6		68.6	17.0	\$ 194.07	279.7	217.0	55.3	7.02	3.13	0.371
5	84.23	6,132	516.5		68.6	17.0	\$ 194.07	279.7	236.8	57.6	7.02	3.13	0.371
6	87.60	6,132	537.2		68.6	17.0	\$ 194.07	279.7	257.5	59.9	7.02	3.13	0.371
7	91.10	6,132	558.6		68.6	17.0	\$ 194.07	279.7	279.0	62.3	7.02	3.13	0.371
8	94.75	6,132	581.0		68.6	17.0	\$ 194.07	279.7	301.3	64.7	7.02	3.13	0.371
9	98.54	6,132	604.2		68.6	17.0	\$ 194.07	279.7	324.6	67.3	7.02	3.13	0.371
10	102.48	6,132	628.4		68.6	17.0	\$ 194.07	279.7	348.7	70.0	7.02	3.13	0.371
11	106.58	6,132	653.5		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	415.6	72.8	7.02	3.13	0.371
12	110.84	6,132	679.7		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	441.7	75.7	7.02	3.13	0.371
13	115.27	6,132	706.9		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	468.9	78.8	7.02	3.13	0.371
14	119.89	6,132	735.1		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	497.2	81.9	7.02	3.13	0.371
15	124.68	6,132	764.5		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	526.6	85.2	7.02	3.13	0.371
16	129.67	6,132	795.1		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	665.2	88.6	7.02	3.13	0.371
17	134.85	6,132	826.9		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	697.0	92.2	7.02	3.13	0.371
18	140.25	6,132	860.0		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	730.1	95.8	7.02	3.13	0.371
19	145.86	6,132	894.4		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	764.5	99.7	7.02	3.13	0.371
20	151.69	6,132	930.2		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	800.3	103.7	7.02	3.13	0.371
		122,640	13,147.1	\$ (1,625.0)	68.6	17.0		4,635.9					7.430

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ -	-		-
0							\$ (1,625.0)				(1,625.0)			1,625.00
1	59.72	339.4	102.1	130	(27.9)	(7.0)	\$ (20.92)	173.2	-	162.5	10.66	(1,614.3)	441.5	430.85
2	61.69	341.4	117.8	117	0.8	0.2	\$ 0.60	194.7	-	162.5	32.18	(1,582.2)	459.2	426.99
3	63.73	343.4	134.1	104	30.1	7.5	\$ 22.59	216.7	-	162.5	54.17	(1,528.0)	477.5	423.36
4	65.86	345.5	151.1	91	60.1	15.0	\$ 45.07	239.1	-	162.5	76.65	(1,451.4)	496.6	419.99
5	68.08	347.8	168.7	78	90.7	22.7	\$ 68.06	262.1	-	162.5	99.63	(1,351.7)	516.5	416.86
6	70.38	350.1	187.1	65	122.1	30.5	\$ 91.58	285.7	-	162.5	123.15	(1,228.6)	537.2	414.00
7	72.77	352.4	206.2	52	154.2	38.5	\$ 115.65	309.7	-	162.5	147.22	(1,081.3)	558.6	411.42
8	75.26	354.9	226.1	39	187.1	46.8	\$ 140.29	334.4	-	162.5	171.86	(909.5)	581.0	409.13
9	77.85	357.5	246.7	26	220.7	55.2	\$ 165.53	359.6	-	162.5	197.10	(712.4)	604.2	407.13
10	80.55	360.2	268.2	13	255.2	63.8	\$ 191.38	385.5	-	162.5	222.96	(489.4)	628.4	405.44
11	83.35	321.3	332.2	-	332.2	83.1	\$ 249.18	401.5	-		401.53	(87.9)	653.5	252.01
12	86.26	324.2	355.5		355.5	88.9	\$ 266.60	418.9	-		418.95	331.1	679.7	260.73
13	89.29	327.2	379.6		379.6	94.9	\$ 284.72	437.1	-		437.07	768.1	706.9	269.80
14	92.44	330.4	404.7		404.7	101.2	\$ 303.56	455.9	-		455.91	1,224.0	735.1	279.23
15	95.72	333.7	430.9		430.9	107.7	\$ 323.16	475.5	-		475.51	1,699.5	764.5	289.04
16	99.13	229.0	566.1		566.1	141.5	\$ 424.59	468.9	-		468.87	2,168.4	795.1	326.25
17	102.67	232.6	594.4		594.4	148.6	\$ 445.78	490.1	-		490.06	2,658.5	826.9	336.86
18	106.36	236.2	623.8		623.8	155.9	\$ 467.83	512.1	-		512.11	3,170.6	860.0	347.90
19	110.19	240.1	654.3		654.3	163.6	\$ 490.75	535.0	-		535.03	3,705.6	894.4	359.37
20	114.18	244.1	686.1		686.1	171.5	\$ 514.59	558.9	1,950.0		2,508.88	6,214.5	2,880.2	371.31

TIR	12%	
NPV	\$347.21	(x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA TITIHUAPAS														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año	Corporativo	Descuento
0.500	3,066.00	70%	4%	\$ 2,046	\$ 546	34.3	8.5	50%	1,023.24	10.00	8%	10%	25%	10%
				(x1000 US\$)	(x1000 US\$)				(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	200	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes
Ingenieros	1	1800
Operadores	2	500
Guardias	2	400
Resident manager	1	500

1800
1000
800
500
4100

Año	Precio unitario	Generación	Ingresos Operación	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciación	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0	4.0%			\$ (1,023.2)									
1	84.00	3,066	257.5		17.2	4.3	\$ 170.02	191.4	66.1	49.2	4.42	1.56	0.234
2	87.36	3,066	267.8		17.2	4.3	\$ 170.02	191.4	76.4	51.2	4.42	1.56	0.234
3	90.85	3,066	278.6		17.2	4.3	\$ 170.02	191.4	87.1	53.2	4.42	1.56	0.234
4	94.49	3,066	289.7		17.2	4.3	\$ 170.02	191.4	98.3	55.3	4.42	1.56	0.234
5	98.27	3,066	301.3		17.2	4.3	\$ 170.02	191.4	109.9	57.6	4.42	1.56	0.234
6	102.20	3,066	313.3		17.2	4.3	\$ 170.02	191.4	121.9	59.9	4.42	1.56	0.234
7	106.29	3,066	325.9		17.2	4.3	\$ 170.02	191.4	134.5	62.3	4.42	1.56	0.234
8	110.54	3,066	338.9		17.2	4.3	\$ 170.02	191.4	147.5	64.7	4.42	1.56	0.234
9	114.96	3,066	352.5		17.2	4.3	\$ 170.02	191.4	161.0	67.3	4.42	1.56	0.234
10	119.56	3,066	366.6		17.2	4.3	\$ 170.02	191.4	175.1	70.0	4.42	1.56	0.234
11	124.34	3,066	381.2		17.2	4.3	\$ 152.35	173.7	207.5	72.8	4.42	1.56	0.234
12	129.31	3,066	396.5		17.2	4.3	\$ 152.35	173.7	222.7	75.7	4.42	1.56	0.234
13	134.49	3,066	412.3		17.2	4.3	\$ 152.35	173.7	238.6	78.8	4.42	1.56	0.234
14	139.87	3,066	428.8		17.2	4.3	\$ 152.35	173.7	255.1	81.9	4.42	1.56	0.234
15	145.46	3,066	446.0		17.2	4.3	\$ 152.35	173.7	272.2	85.2	4.42	1.56	0.234
16	151.28	3,066	463.8		17.2	4.3	\$ 44.28	65.7	398.1	88.6	4.42	1.56	0.234
17	157.33	3,066	482.4		17.2	4.3	\$ 44.28	65.7	416.7	92.2	4.42	1.56	0.234
18	163.62	3,066	501.7		17.2	4.3	\$ 44.28	65.7	436.0	95.8	4.42	1.56	0.234
19	170.17	3,066	521.7		17.2	4.3	\$ 44.28	65.7	456.1	99.7	4.42	1.56	0.234
20	176.98	3,066	542.6		17.2	4.3	\$ 44.28	65.7	476.9	103.7	4.42	1.56	0.234
		61,320	7,669.2	\$ (1,023.2)	17.2	4.3		3,111.4					4.678

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ -	-		-
0											\$ (1,023.2)	(1,023.2)		1,023.24
1	55.42	246.8	10.7	82	(71.2)	(17.8)	\$ (53.37)	116.7	-	102.324	14.33	(1,008.9)	257.5	243.21
2	57.39	248.8	19.0	74	(54.6)	(13.7)	\$ (40.98)	129.0	-	102.324	26.72	(982.2)	267.8	241.12
3	59.43	250.9	27.7	65	(37.8)	(9.4)	\$ (28.34)	141.7	-	102.324	39.36	(942.8)	278.6	239.20
4	61.56	253.0	36.7	57	(20.6)	(5.1)	\$ (15.44)	154.6	-	102.324	52.26	(890.6)	289.7	237.44
5	63.78	255.2	46.1	49	(3.0)	(0.8)	\$ (2.27)	167.8	-	102.324	65.43	(825.1)	301.3	235.86
6	66.08	257.5	55.8	41	14.9	3.7	\$ 11.18	181.2	-	102.324	78.88	(746.2)	313.3	234.46
7	68.47	259.9	66.0	33	33.2	8.3	\$ 24.93	195.0	-	102.324	92.63	(653.6)	325.9	233.25
8	70.96	262.4	76.5	25	52.0	13.0	\$ 38.97	209.0	-	102.324	106.68	(546.9)	338.9	232.24
9	73.55	265.0	87.5	16	71.1	17.8	\$ 53.34	223.4	-	102.324	121.04	(425.9)	352.5	231.43
10	76.24	267.7	98.9	8	90.7	22.7	\$ 68.03	238.1	-	102.324	135.73	(290.2)	366.6	230.83
11	79.05	252.8	128.4	-	128.4	32.1	\$ 96.33	248.7	-		248.67	(41.5)	381.2	132.55
12	81.96	255.7	140.8		140.8	35.2	\$ 105.58	257.9	-		257.93	216.4	396.5	138.55
13	84.99	258.7	153.6		153.6	38.4	\$ 115.20	267.5	-		267.55	484.0	412.3	144.79
14	88.14	261.9	166.9		166.9	41.7	\$ 125.21	277.6	-		277.55	761.5	428.8	151.28
15	91.42	265.2	180.8		180.8	45.2	\$ 135.61	288.0	-		287.96	1,049.5	446.0	158.02
16	94.82	160.5	303.3		303.3	75.8	\$ 227.49	271.8	-		271.77	1,321.3	463.8	192.05
17	98.37	164.1	318.3		318.3	79.6	\$ 238.74	283.0	-		283.03	1,604.3	482.4	199.35
18	102.05	167.7	333.9		333.9	83.5	\$ 250.45	294.7	-		294.73	1,899.0	501.7	206.94
19	105.89	171.6	350.2		350.2	87.5	\$ 262.63	306.9	-		306.91	2,205.9	521.7	214.83
20	109.87	175.6	367.0		367.0	91.8	\$ 275.29	319.6	1,227.9		1,547.46	3,753.4	1,770.5	223.04

TIR	12%	
NPV	\$200.47	(x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA CUYAPA														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año	Corporativo	Descuento
	1	6,132.00	70%	4%	\$ 3,100	\$ 100	68.6	17	50%	1,550.00	10.00	8%	10%	25%
					(x1000 US\$)	(x1000 US\$)			(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	400	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes
Ingenieros	1	1800
Operadores	2	500
Guardias	2	400
Resident manager	1	500

1800
1000
800
500
4100

Año	Precio unitario	Generaciòn	Ingresos Operaciòn	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciacion	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0	4.0%			\$ (1,550.0)									
1	71.00	6,132	435.4		68.6	17.0	\$ 179.07	264.7	170.7	49.2	6.70	3.13	0.354
2	73.84	6,132	452.8		68.6	17.0	\$ 179.07	264.7	188.1	51.2	6.70	3.13	0.354
3	76.79	6,132	470.9		68.6	17.0	\$ 179.07	264.7	206.2	53.2	6.70	3.13	0.354
4	79.87	6,132	489.7		68.6	17.0	\$ 179.07	264.7	225.1	55.3	6.70	3.13	0.354
5	83.06	6,132	509.3		68.6	17.0	\$ 179.07	264.7	244.6	57.6	6.70	3.13	0.354
6	86.38	6,132	529.7		68.6	17.0	\$ 179.07	264.7	265.0	59.9	6.70	3.13	0.354
7	89.84	6,132	550.9		68.6	17.0	\$ 179.07	264.7	286.2	62.3	6.70	3.13	0.354
8	93.43	6,132	572.9		68.6	17.0	\$ 179.07	264.7	308.2	64.7	6.70	3.13	0.354
9	97.17	6,132	595.8		68.6	17.0	\$ 179.07	264.7	331.2	67.3	6.70	3.13	0.354
10	101.06	6,132	619.7		68.6	17.0	\$ 179.07	264.7	355.0	70.0	6.70	3.13	0.354
11	105.10	6,132	644.5		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	406.5	72.8	6.70	3.13	0.354
12	109.30	6,132	670.2		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	432.3	75.7	6.70	3.13	0.354
13	113.67	6,132	697.0		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	459.1	78.8	6.70	3.13	0.354
14	118.22	6,132	724.9		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	487.0	81.9	6.70	3.13	0.354
15	122.95	6,132	753.9		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	516.0	85.2	6.70	3.13	0.354
16	127.87	6,132	784.1		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	654.2	88.6	6.70	3.13	0.354
17	132.98	6,132	815.4		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	685.6	92.2	6.70	3.13	0.354
18	138.30	6,132	848.1		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	718.2	95.8	6.70	3.13	0.354
19	143.83	6,132	882.0		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	752.1	99.7	6.70	3.13	0.354
20	149.59	6,132	917.3		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	787.4	103.7	6.70	3.13	0.354
		122,640	12,964.5	\$ (1,550.0)	68.6	17.0		4,485.9					7.087

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ -	-		-
0											\$ (1,550.0)	(1,550.0)		1,550.00
1	59.38	324.1	111.3	124	(12.7)	(3.2)	\$ (9.51)	169.6	-	155	14.56	(1,535.4)	435.4	420.81
2	61.35	326.0	126.8	112	15.2	3.8	\$ 11.38	190.4	-	155	35.45	(1,500.0)	452.8	417.34
3	63.39	328.1	142.8	99	43.6	10.9	\$ 32.72	211.8	-	155	56.80	(1,443.2)	470.9	414.10
4	65.52	330.2	159.5	87	72.7	18.2	\$ 54.55	233.6	-	155	78.63	(1,364.6)	489.7	411.11
5	67.73	332.4	176.9	74	102.5	25.6	\$ 76.89	256.0	-	155	100.96	(1,263.6)	509.3	408.36
6	70.04	334.7	195.0	62	133.0	33.2	\$ 99.74	278.8	-	155	123.81	(1,139.8)	529.7	405.88
7	72.43	337.1	213.8	50	164.2	41.0	\$ 123.13	302.2	-	155	147.21	(992.6)	550.9	403.68
8	74.92	339.6	233.3	37	196.1	49.0	\$ 147.09	326.2	-	155	171.17	(821.4)	572.9	401.75
9	77.51	342.2	253.7	25	228.9	57.2	\$ 171.64	350.7	-	155	195.71	(625.7)	595.8	400.12
10	80.20	344.9	274.8	12	262.4	65.6	\$ 196.79	375.9	-	155	220.87	(404.8)	619.7	398.80
11	83.01	321.0	323.5	-	323.5	80.9	\$ 242.63	395.0	-		394.98	(9.9)	644.5	249.48
12	85.92	323.9	346.4		346.4	86.6	\$ 259.78	412.1	-		412.12	402.3	670.2	258.11
13	88.95	326.9	370.1		370.1	92.5	\$ 277.61	430.0	-		429.96	832.2	697.0	267.09
14	92.10	330.0	394.9		394.9	98.7	\$ 296.16	448.5	-		448.51	1,280.7	724.9	276.42
15	95.38	333.3	420.6		420.6	105.2	\$ 315.45	467.8	-		467.80	1,748.5	753.9	286.13
16	98.78	228.7	555.4		555.4	138.9	\$ 416.56	460.8	-		460.84	2,209.4	784.1	323.24
17	102.33	232.2	583.2		583.2	145.8	\$ 437.43	481.7	-		481.71	2,691.1	815.4	333.74
18	106.01	235.9	612.2		612.2	153.0	\$ 459.12	503.4	-		503.41	3,194.5	848.1	344.66
19	109.85	239.7	642.3		642.3	160.6	\$ 481.69	526.0	-		525.97	3,720.5	882.0	356.01
20	113.83	243.7	673.5		673.5	168.4	\$ 505.16	549.4	1,860.0		2,409.44	6,129.9	2,777.3	367.82

TIR	12%	
NPV	\$399.72	(x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA GRADE CHALATENANGO+TILAPA1&2														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año	Corporativo	Descuento
	1.3	7,971.60	70%	4%	\$ 16,249	\$ 1,350	89.2	22.1	50%	8,124.65	10.00	8%	10%	25%
					(x1000 US\$)	(x1000 US\$)			(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	1,593	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes	
Ingenieros	1	1800	1800
Operadores	2	500	1000
Guardias	2	400	800
Resident manager	1	500	500
			4100

Año	Precio unitario	Generación	Ingresos Operación	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciación	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0													
0	4.0%			\$ (8,124.7)									
1	222.00	7,972	1,769.7		115.9	28.7	\$ 974.70	1,119.4	650.3	49.2	35.10	4.07	1.857
2	230.88	7,972	1,840.5		115.9	28.7	\$ 974.70	1,119.4	721.1	51.2	35.10	4.07	1.857
3	240.12	7,972	1,914.1		115.9	28.7	\$ 974.70	1,119.4	794.7	53.2	35.10	4.07	1.857
4	249.72	7,972	1,990.7		115.9	28.7	\$ 974.70	1,119.4	871.3	55.3	35.10	4.07	1.857
5	259.71	7,972	2,070.3		115.9	28.7	\$ 974.70	1,119.4	950.9	57.6	35.10	4.07	1.857
6	270.10	7,972	2,153.1		115.9	28.7	\$ 974.70	1,119.4	1,033.7	59.9	35.10	4.07	1.857
7	280.90	7,972	2,239.2		115.9	28.7	\$ 974.70	1,119.4	1,119.9	62.3	35.10	4.07	1.857
8	292.14	7,972	2,328.8		115.9	28.7	\$ 974.70	1,119.4	1,209.4	64.7	35.10	4.07	1.857
9	303.82	7,972	2,422.0		115.9	28.7	\$ 974.70	1,119.4	1,302.6	67.3	35.10	4.07	1.857
10	315.98	7,972	2,518.8		115.9	28.7	\$ 974.70	1,119.4	1,399.5	70.0	35.10	4.07	1.857
11	328.61	7,972	2,619.6		115.9	28.7	\$ 756.62	901.3	1,718.3	72.8	35.10	4.07	1.857
12	341.76	7,972	2,724.4		115.9	28.7	\$ 756.62	901.3	1,823.1	75.7	35.10	4.07	1.857
13	355.43	7,972	2,833.3		115.9	28.7	\$ 756.62	901.3	1,932.1	78.8	35.10	4.07	1.857
14	369.65	7,972	2,946.7		115.9	28.7	\$ 756.62	901.3	2,045.4	81.9	35.10	4.07	1.857
15	384.43	7,972	3,064.5		115.9	28.7	\$ 756.62	901.3	2,163.3	85.2	35.10	4.07	1.857
16	399.81	7,972	3,187.1		115.9	28.7	\$ 219.92	364.6	2,822.5	88.6	35.10	4.07	1.857
17	415.80	7,972	3,314.6		115.9	28.7	\$ 219.92	364.6	2,950.0	92.2	35.10	4.07	1.857
18	432.43	7,972	3,447.2		115.9	28.7	\$ 219.92	364.6	3,082.6	95.8	35.10	4.07	1.857
19	449.73	7,972	3,585.1		115.9	28.7	\$ 219.92	364.6	3,220.5	99.7	35.10	4.07	1.857
20	467.72	7,972	3,728.5		115.9	28.7	\$ 219.92	364.6	3,363.9	103.7	35.10	4.07	1.857
		159,432	52,698.1	\$ (8,124.7)	115.9	28.7		17,523.0					37.146

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0											\$ -	-		-
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ (8,124.7)	(8,124.7)		8,124.65
1	90.22	1,209.6	560.1	650	(89.9)	(22.5)	\$ (67.39)	907.3	-	812.465	94.84	(8,029.8)	1,769.7	1,674.86
2	92.19	1,211.6	628.9	585	44.0	11.0	\$ 32.97	1,007.7	-	812.465	195.20	(7,834.6)	1,840.5	1,645.28
3	94.24	1,213.6	700.5	520	180.5	45.1	\$ 135.40	1,110.1	-	812.465	297.63	(7,537.0)	1,914.1	1,616.47
4	96.36	1,215.7	774.9	455	320.0	80.0	\$ 239.97	1,214.7	-	812.465	402.20	(7,134.8)	1,990.7	1,588.46
5	98.58	1,217.9	852.4	390	462.4	115.6	\$ 346.78	1,321.5	-	812.465	509.01	(6,625.8)	2,070.3	1,561.28
6	100.88	1,220.2	932.9	325	607.9	152.0	\$ 455.91	1,430.6	-	812.465	618.14	(6,007.6)	2,153.1	1,534.96
7	103.27	1,222.6	1,016.6	260	756.6	189.2	\$ 567.45	1,542.2	-	812.465	729.69	(5,277.9)	2,239.2	1,509.54
8	105.77	1,225.1	1,103.7	195	908.7	227.2	\$ 681.51	1,656.2	-	812.465	843.74	(4,434.2)	2,328.8	1,485.06
9	108.35	1,227.7	1,194.2	130	1,064.2	266.1	\$ 798.18	1,772.9	-	812.465	960.41	(3,473.8)	2,422.0	1,461.54
10	111.05	1,230.4	1,288.4	65	1,223.4	305.9	\$ 917.57	1,892.3	-	812.465	1,079.80	(2,394.0)	2,518.8	1,439.03
11	113.85	1,015.1	1,604.4	-	1,604.4	401.1	\$ 1,203.34	1,960.0	-		1,959.96	(434.0)	2,619.6	659.63
12	116.76	1,018.0	1,706.3		1,706.3	426.6	\$ 1,279.74	2,036.4	-		2,036.36	1,602.3	2,724.4	688.01
13	119.79	1,021.1	1,812.3		1,812.3	453.1	\$ 1,359.20	2,115.8	-		2,115.82	3,718.1	2,833.3	717.52
14	122.94	1,024.2	1,922.4		1,922.4	480.6	\$ 1,441.83	2,198.5	-		2,198.45	5,916.6	2,946.7	748.22
15	126.22	1,027.5	2,037.0		2,037.0	509.3	\$ 1,527.78	2,284.4	-		2,284.40	8,201.0	3,064.5	780.14
16	129.63	494.2	2,692.9		2,692.9	673.2	\$ 2,019.68	2,239.6	-		2,239.60	10,440.6	3,187.1	947.52
17	133.17	497.8	2,816.8		2,816.8	704.2	\$ 2,112.64	2,332.6	-		2,332.56	12,773.2	3,314.6	982.05
18	136.86	501.4	2,945.7		2,945.7	736.4	\$ 2,209.31	2,429.2	-		2,429.23	15,202.4	3,447.2	1,017.96
19	140.69	505.3	3,079.8		3,079.8	769.9	\$ 2,309.85	2,529.8	-		2,529.77	17,732.2	3,585.1	1,055.31
20	144.68	509.3	3,219.2		3,219.2	804.8	\$ 2,414.41	2,634.3	9,749.6		12,383.91	30,116.1	13,478.1	1,094.15

TIR	12%	
NPV	\$1,592.56	(x1000 US\$)

EVALUACION ECONOMICA POLOROS														
Cap Planta	Energía	Factor	Tasa de	Costo	Costo	Costo O/M (\$/MW)	Seguros (\$/MW)	% del Pré	Préstamo	Período	Tasa Int. An.	Exención	Impuesto	Tasa
(MW)	(MWh/año)	Operación	Escalación	Planta	Interconexión			stamo	Bancario	Amortización años	Préstamo	Impuestos (año	Corporativo	Descuento
	1	6,132.00	70%	4%	\$ 3,160	\$ 160	68.6	17	50%	1,580.00	10.00	8%	10%	25%
					(x1000 US\$)	(x1000 US\$)			(x1000 US\$)					

TIR	12%	
NPV	358	(x1000 US\$)

Salarios operadores	Persona (s)	\$/mes
Ingenieros	1	1800
Operadores	2	500
Guardias	2	400
Resident manager	1	500

1800
1000
800
500
4100

Año	Precio unitario	Generaciòn	Ingresos Operaciòn	Costo Capital Planta Generadora (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciacion	Costo Subtotal (\$000)	Utilidad bruta	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial (CNR)
	\$/MWh	(MWh/year)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5% + b*.35	f= costo de la planta x 1.05	g=costo de la planta / 50	h =suma(d-e)			k=0.00216*costo de la planta	l=b*.51	
0	4.0%			\$ (1,580.0)									
1	71.00	6,132	435.4		68.6	17.0	\$ 185.07	270.7	164.7	49.2	6.83	3.13	0.361
2	73.84	6,132	452.8		68.6	17.0	\$ 185.07	270.7	182.1	51.2	6.83	3.13	0.361
3	76.79	6,132	470.9		68.6	17.0	\$ 185.07	270.7	200.2	53.2	6.83	3.13	0.361
4	79.87	6,132	489.7		68.6	17.0	\$ 185.07	270.7	219.1	55.3	6.83	3.13	0.361
5	83.06	6,132	509.3		68.6	17.0	\$ 185.07	270.7	238.6	57.6	6.83	3.13	0.361
6	86.38	6,132	529.7		68.6	17.0	\$ 185.07	270.7	259.0	59.9	6.83	3.13	0.361
7	89.84	6,132	550.9		68.6	17.0	\$ 185.07	270.7	280.2	62.3	6.83	3.13	0.361
8	93.43	6,132	572.9		68.6	17.0	\$ 185.07	270.7	302.2	64.7	6.83	3.13	0.361
9	97.17	6,132	595.8		68.6	17.0	\$ 185.07	270.7	325.2	67.3	6.83	3.13	0.361
10	101.06	6,132	619.7		68.6	17.0	\$ 185.07	270.7	349.0	70.0	6.83	3.13	0.361
11	105.10	6,132	644.5		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	406.5	72.8	6.83	3.13	0.361
12	109.30	6,132	670.2		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	432.3	75.7	6.83	3.13	0.361
13	113.67	6,132	697.0		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	459.1	78.8	6.83	3.13	0.361
14	118.22	6,132	724.9		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	487.0	81.9	6.83	3.13	0.361
15	122.95	6,132	753.9		68.6	17.0	\$ 152.35	237.9	516.0	85.2	6.83	3.13	0.361
16	127.87	6,132	784.1		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	654.2	88.6	6.83	3.13	0.361
17	132.98	6,132	815.4		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	685.6	92.2	6.83	3.13	0.361
18	138.30	6,132	848.1		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	718.2	95.8	6.83	3.13	0.361
19	143.83	6,132	882.0		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	752.1	99.7	6.83	3.13	0.361
20	149.59	6,132	917.3		68.6	17.0	\$ 44.28	129.9	787.4	103.7	6.83	3.13	0.361
		122,640	12,964.5	\$ (1,580.0)	68.6	17.0		4,545.9					7.224

Año	Costo total de operación	Costo total	Beneficio operación	Intereses	Beneficios antes impuestos	Impuesta Renta	Ingreso neto sin depreciacion	Flujo efectivo	Valor residual	Amortizacio n Capital	Ingreso neto	Ingreso Acumulado	Beneficio total	Costo total
	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	
0														
0					\$ -		\$ -	\$ -			\$ -	-		-
0							\$ -	\$ -			\$ (1,580.0)	(1,580.0)		1,580.00
1	59.51	330.2	105.2	126	(21.2)	(5.3)	\$ (15.91)	169.2	-	158	11.16	(1,568.8)	435.4	424.21
2	61.48	332.2	120.6	114	6.9	1.7	\$ 5.15	190.2	-	158	32.23	(1,536.6)	452.8	420.56
3	63.53	334.2	136.7	101	35.6	8.9	\$ 26.68	211.8	-	158	53.76	(1,482.9)	470.9	417.14
4	65.66	336.3	153.4	88	64.9	16.2	\$ 48.69	233.8	-	158	75.77	(1,407.1)	489.7	413.97
5	67.87	338.5	170.8	76	94.9	23.7	\$ 71.20	256.3	-	158	98.28	(1,308.8)	509.3	411.05
6	70.17	340.8	188.8	63	125.6	31.4	\$ 94.24	279.3	-	158	121.31	(1,187.5)	529.7	408.39
7	72.57	343.2	207.6	51	157.1	39.3	\$ 117.81	302.9	-	158	144.89	(1,042.6)	550.9	406.00
8	75.06	345.7	227.2	38	189.3	47.3	\$ 141.95	327.0	-	158	169.03	(873.6)	572.9	403.89
9	77.65	348.3	247.5	25	222.2	55.6	\$ 166.68	351.8	-	158	193.75	(679.8)	595.8	402.09
10	80.34	351.0	268.7	13	256.0	64.0	\$ 192.01	377.1	-	158	219.09	(460.8)	619.7	400.58
11	83.14	321.1	323.4	-	323.4	80.8	\$ 242.53	394.9	-		394.87	(65.9)	644.5	249.58
12	86.06	324.0	346.2		346.2	86.6	\$ 259.67	412.0	-		412.02	346.1	670.2	258.21
13	89.08	327.0	370.0		370.0	92.5	\$ 277.51	429.9	-		429.86	776.0	697.0	267.19
14	92.24	330.2	394.7		394.7	98.7	\$ 296.06	448.4	-		448.40	1,224.4	724.9	276.52
15	95.51	333.5	420.5		420.5	105.1	\$ 315.35	467.7	-		467.69	1,692.1	753.9	286.23
16	98.92	228.8	555.3		555.3	138.8	\$ 416.46	460.7	-		460.74	2,152.8	784.1	323.34
17	102.46	232.3	583.1		583.1	145.8	\$ 437.32	481.6	-		481.60	2,634.4	815.4	333.84
18	106.15	236.0	612.0		612.0	153.0	\$ 459.02	503.3	-		503.30	3,137.7	848.1	344.76
19	109.98	239.9	642.1		642.1	160.5	\$ 481.59	525.9	-		525.87	3,663.6	882.0	356.11
20	113.97	243.9	673.4		673.4	168.4	\$ 505.06	549.3	1,896.0		2,445.34	6,109.0	2,813.3	367.92

TIR	12%	
NPV	\$358.04	(x1000 US\$)

ANEXO F: ANEXOS
UTILIZADOS DE PLAN
MAESTRO DE
ENERGIARENOVABLES DE
EL SALVADOR

avances del mercado.

1. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, (PCHs hasta 20 MW de capacidad)
2. Energía Eólica
3. Energía Solar Foto Voltaica
4. Energía Solar Térmica
5. Energía Geotérmica
6. Energía de Biomasa
7. Energía del Biogás

Como se acordó en las minutas de reunión entre el Gobierno de El Salvador (CNE) y el JICA en julio de 2011, las primeras tres de las siete fuentes de energía antes mencionadas: (1) Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (hasta 20 MW de capacidad), (2) Energía Eólica y (3) Energía Solar Foto Voltaica, serán revisadas especialmente en los siguientes puntos:

- Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (hasta 20 MW de capacidad): Preparar los lineamientos para la introducción de las PCHs en la formulación del Plan Maestro.
- Energía Eólica: Preparar el Mapa del potencial eólico cubriendo todo el territorio de El Salvador para la formulación del Plan Maestro.
- Energía Solar Foto Voltaica: Examinar la promoción de los sistemas solares fotovoltaicos para montaje en techos en áreas urbanas.

Para el resto de las fuentes de energías renovables (energía solar térmica, geotérmica, biomasa, y biogás), se hará la revisión basada en la información disponible para examinar los problemas técnicos y económicos y dar las recomendaciones hacia su futura implementación.

4.2 Pequeñas centrales hidroeléctricas

En el año 2011 se pueden contabilizar un total de 20 centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 487 MW. Además existen 17 pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 20 MW con una capacidad instalada total de 35 MW.

De acuerdo con la revisión de estudios previos que se describen en las secciones 4.2.3 y 4.2.4, se identificaron proyectos con potenciales hidroeléctricos en 12 sitios para capacidades mayores de 20 MW y en 86 sitios para capacidades menores de 20 MW.

El potencial total de energía hidroeléctrica en El Salvador es de 2,235 MW y el potencial de las pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 20 MW es de 158 MW. De acuerdo a los estudios previos, se estima una producción anual promedio de energía de los sitios potenciales de 7,624 GWh/año en total y 675 GWh/año para las pequeñas centrales hidroeléctricas con capacidades menores de 20 MW. Estas energías anuales estimadas incluyen valores calculados asumiendo un factor de planta del 50%, el cual será

necesario examinar más adelante.

4.2.1 Situación actual

Las centrales hidroeléctricas existentes en El Salvador se muestran en la Tabla 4.2.1 y la Figura 4.2.1. En el año 2011 se contabilizaron un total de 20 centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada de 487 MW en total. Existen 17 pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 20 MW con una capacidad instalada de 35 MW en total.

Tabla 4.2.11 Lista de proyectos pequeños con potencial hidroeléctrico menor de 20 MW (1/2)

No.	Proyecto de Energía	Río	Departamento	Potencial (MW)	Energía (kWh/año)	Etapas	Fuente	Latitud	Longitud
AEA PROYECTOS									
1	El Calambre	El Calambre	Morazán	0.058	311	En construcción	http://appext.sica.int/	13.9833	88.0833
2	Guaniquil - Poza Honda	Sapo	Morazán	0.131	510	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.8167	88.1167
3	La Loma	Osicala	Morazán	0.055	398	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.5333	88.2333
4	Gualpuca	Gualpuca	Morazán	1.000	6,155	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.4600	88.2000
5	Santa Rosa	Riachuelo	San Miguel	0.038	260	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.7667	88.2167
6	La Cabaña	Grande de San Miguel	Usulután	0.980	4,300	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.1700	88.1700
7	El Progreso	Aruate	Morazán	0.033	280	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.8500	88.1333
8	Potrilleros	Las Lajas y El Arco	Morazán	0.320	2,600	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.7833	88.2167
9	La Colmena	El Volcán	San Miguel	0.097	450	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.7333	88.2167
10	El Naranjito	El Naranjito	Ahuachapán	0.031	146	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.7833	89.8833
11	La Joya	San José Curuña		N.D.	N.D.		http://appext.sica.int/		
12	Venecia Prusia			N.D.	N.D.	Prefactibilidad	http://appext.sica.int/		
13	Milingo (Reconversión)	Acelhuate	San Salvador	0.800	3,500	Operando	http://appext.sica.int/	13.7443	89.1619
14	Santa Emilia I			N.D.	N.D.	Prefactibilidad	http://appext.sica.int/		
15	Santa Emilia II			N.D.	N.D.	Prefactibilidad	http://appext.sica.int/		
Con estudio de Prefactibilidad									
16	El Sapo	Sapo	Morazán	2.400	8,961	Factibilidad	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.8463	88.0980
17	Santo Domingo (Presa 1)	Tepechapa	Sonsonate	1.500	7,884	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.7497	89.7838
18	Santo Domingo (Presa 2)	Cacahuata	Sonsonate	1.500	7,884	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.7497	89.7877
19	Santo Domingo (Presa 3)	Quebrada El Camote	Sonsonate	1.500	7,884	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.7483	89.7926
20	Rio Rosario - Metapan	Rosario	Santa Ana	1.000	3,110	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	14.3434	89.3865
21	Rio Rosario	Rosario	Ahuachapán	0.200	0	Inventario	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.7362	89.8815
22	Copinula	Copinula	Ahuachapán	0.464	2,030	Inventario	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.7862	89.8445
23	Malancola	Jiboa	La Paz	5.400	23,650	Inventario	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.6082	88.9662
24	San José Loma	Jiboa	La Paz	2.500	10,950	Inventario	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.6082	88.9662
25	Santa Rita	Jiboa	La Paz	9.600	42,050	Inventario	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.6082	88.9662
26	Ocuila	Ocuila	Sonsonate	2.000	8,760	Inventario	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.8350	89.7148
27	Cauta	Cauta	Ahuachapán	0.511	2,697	Inventario	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.6999	89.8852
28	Ahuachapio	Ahuachapio	Ahuachapán	0.500	2,190	Inventario	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.8213	89.9447
29	Sumpul	Sumpul	Chalatenango	16.700	64,043	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.8300	89.7300
30	El Naranjo	El Naranjo	Ahuachapán	0.790	4,187	Inventario	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.7579	89.9319
31	Las Pilonas	Huiza	San Salvador	1.000	5,256	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.6128	89.1800
32	Sonzacate (Nahuizalco II)	Grande de Sonsonate	Sonsonate	2.300	10,070	Factibilidad	2011 GIZ	13.7342	89.7147
33	Hacienda Vieja	Jiboa	San Salvador	14.500	63,510	Inventario	INGENDEHSA S.A. DE C.V.		
34	Mirazalco	Grande de Sonsonate	Sonsonate	4.000	17,520	Financiamiento	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.8340	89.7272
35	La Calzadora I	Quebrada La Calzadora	Usulután	0.940	4,117	Inventario	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.5537	88.5287
36	La Calzadora II	Quebrada La Calzadora	Usulután	0.910	3,986	Inventario	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.5613	88.5345
37	Huiza	Huiza	San Salvador	1.500	4,468	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.6128	89.1800
38	El Jabio	Grande de Sonsonate	Sonsonate	1.500	6,570	Inventario	CECSA	13.7532	88.2887
39	San Esteban	San Esteban	San Miguel	0.310	1,360	Prefactibilidad	CECSA	13.5196	88.1829
40	Acahuapa	Acahuapa	San Vicente	0.120	530	Prefactibilidad	CECSA	13.6583	88.8157
41	Sapuyo	Sapuyo	La Paz	0.060	260	Prefactibilidad	CECSA	13.4941	88.8667
42	San Luis III	Suquiapa	La Libertad	0.425	1,860	Factibilidad	CECSA	13.9942	89.4828
43	Chacala Los Apantes (Presa 1)	Chacala	Ahuachapán	1.500	8,126	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.8037	89.8484
44	Chacala Los Apantes (Presa 2)	Los Apantes	Ahuachapán	1.500	8,126	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.7997	89.8379
45	Ilopango Aguacayo	Aguacayo	San Salvador	16.600	60,000	Financiamiento	INGENDEHSA S.A. DE C.V.	13.6311	89.0334

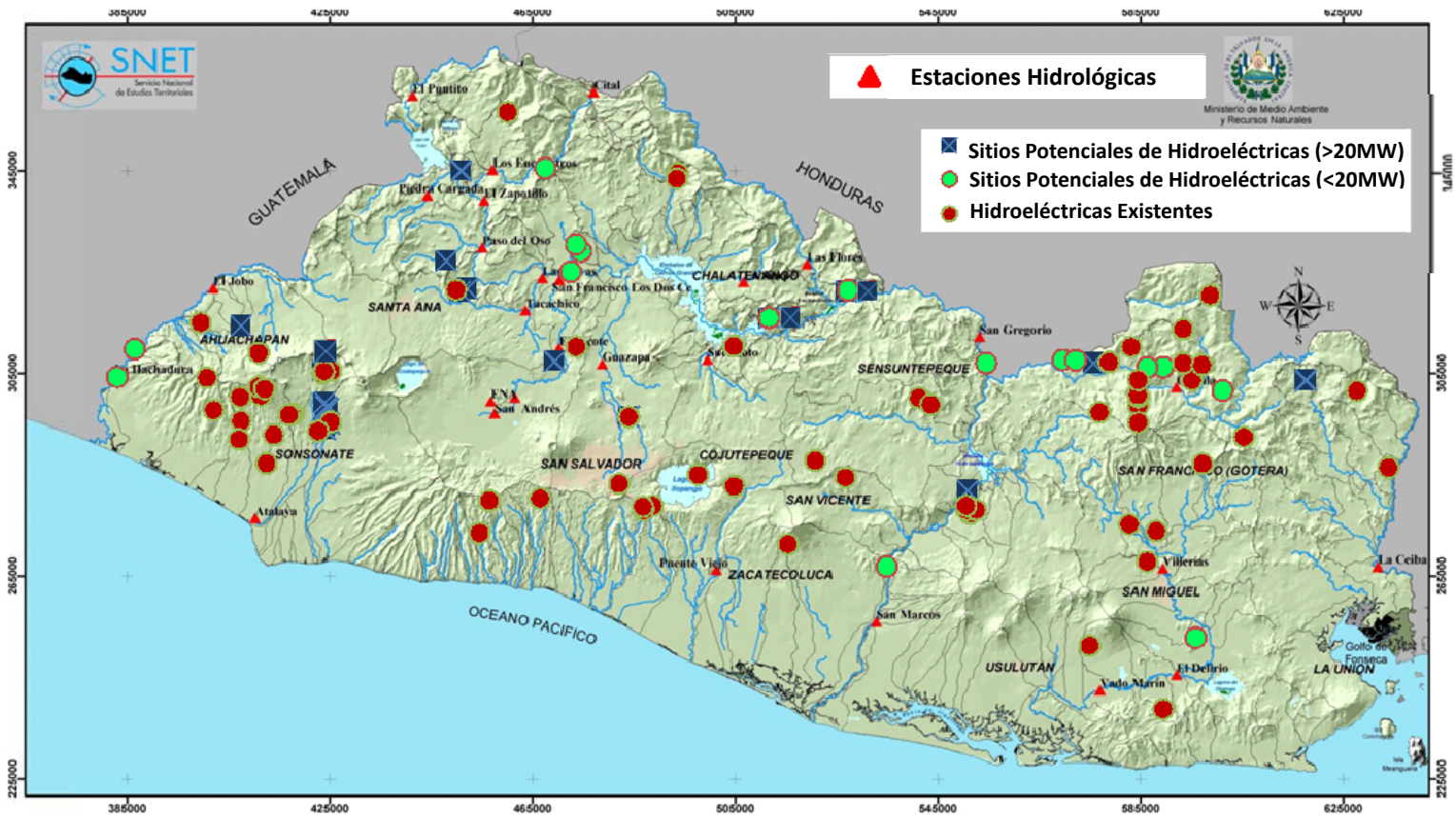
Nota: El número en cursiva de la columna de energía se estimó suponiendo un factor de planta promedio de 0.5 (Fuente: Equipo de estudio JICA (Preparado utilizando estudios previos disponibles))

Tabla 4.2.11 Lista de proyectos pequeños con potencial hidroeléctrico menor de 20 MW (2/2)

No.	Proyecto de Energía	Rio	Departamento	Potencial (MW)	Energía (kWh/año)	Etapas	Fuente	Latitud	Longitud
	Sin estudio								
46	Chilama	Rio Chilama	La Libertad	0.932	4,080	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5839	89.3265
47	Comalapa	Rio Comalapa	La Paz	0.401	1,760	Potencial	CEL-UCA 1989	13.5697	89.1172
48	Grande de Chalatenango	Grande de Chalatenango	Chalatenango	1.795	7,754	Inventario	2011 GIZ	14.2233	89.0710
49	Nejapa	Rio Nejapa	Ahuachapán	0.553	2,488	Inventario	2011 GIZ	13.8703	89.8486
50	Polorós	Rio Polorós	La Unión	3.162	13,660	Inventario	2011 GIZ	13.7955	87.8109
51	Quezalapa	Rio Quezalapa	Cabañas	2.037	8,800	Inventario	2011 GIZ	13.8833	88.9667
52	Quezalapa	Rio Quezalapa	Cabañas	0.809	3,540	Inventario	CEL-UCA 1989	13.8833	88.9667
53	Quezalapa	Rio Quezalapa	Cabañas	0.782	3,430	Inventario	CEL-UCA 1989		
54	San Antonio	Rio San Antonio	Sonsonate	0.805	3,530	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7164	89.7383
55	San Antonio	Rio San Antonio	Sonsonate	0.696	3,050	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7164	89.7383
56	San Francisco	Rio San Francisco	Morazán	0.227	990	Inventario	CEL-UCA 1989	13.6521	88.0971
57	San Simón	Rio San Simón	Usulután	2.976	12,856	Inventario	2011 GIZ	13.5619	88.5176
58	San Simón	Rio San Simón	Usulután	2.173	9,387	Inventario	2011 GIZ	13.5699	88.5362
59	Sunzacuapa	Rio Sunzacuapa	Ahuachapán	0.313	1,370	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7089	89.8206
60	Sunzacuapa y Sucio	Rio Sunzacuapa y Sucio	Sonsonate	0.527	2,277	Inventario	2011 GIZ	13.6528	89.8342
61	Sunzal- Tamanique	Rio Sunzal- Tamanique	La Libertad	0.436	2,277	Inventario	2011 GIZ	13.5795	89.4204
62	Sunzal-Tamanique	Rio Sunzal- Tamanique	La Libertad	0.527	2,310	Inventario	CEL-UCA 1989		
63	Tacuba	Rio Tacuba	Ahuachapán	0.388	1,700	Inventario	CEL-UCA 1989	13.9297	89.9564
64	Tihuapa	Rio Tihuapa	La Paz	1.315	5,760	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5610	89.1351
65	Tihuapa	Rio Tihuapa	La Paz	1.041	4,560	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5677	89.1358
66	Titihuapa	Rio Titihuapa	Cabañas	1.434	6,280	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7814	88.6235
67	Titihuapa	Rio Titihuapa	Cabañas	1.175	5,150	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7687	88.6019
68	Titihuapa	Rio Titihuapa	Cabañas	0.882	3,860	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7687	88.6019
69	Titihuapa	Rio Titihuapa	Cabañas/Sn Vicente	0.156	680	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7687	88.6019
70	Toronjo	Rio Toronjo	Morazán	1.160	5,080	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7047	88.0206
71	Zonte	Rio Zonte	La Libertad	0.468	2,190	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5160	89.4389
72	Zonte	Rio Zonte	La Libertad	0.466	2,040	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5160	89.4389
73	Zonte	Rio Zonte	La Libertad	0.478	2,090	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5160	89.4389
74	Zonte	Rio Zonte	La Libertad	0.507	2,220	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5160	89.4389
75	Araute	Rio Araute	Morazán	0.050	284	Inventario	2011 GIZ	13.8819	88.2299
76	Gnde de San Miguel, San José	Gnde de San Miguel, San José	Usulután	3.200	14,020	Inventario	CEL-UCA 1989	13.2947	88.3068
77	Grande de San Miguel, Sn Juan	Grande de San Miguel, Sn Juan	Usulután	4.500	19,710	Inventario	CEL-UCA 1989	13.2947	88.3068
78	Qbda El Singual, al Cuyapo	Qbda El Singual, al Cuyapo	Morazan	0.058	250	Inventario	CEL-UCA 1989		
79	Qbda El Volcán/Rio Sn Juan	Qbda El Volcán/Rio Sn Juan	San Miguel	0.097	420	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7875	88.2171
80	La Montañita	Rio La Montañita	Morazan	0.900	3,942	Inventario	CEL-UCA 1989	13.8167	88.2167
81	El Riachuelo	El Riachuelo	San Miguel	0.038	256	Inventario	2011 GIZ	13.8520	88.2708
82	Cumaro	Rio Cumaro	Morazán	0.039	168	Inventario	2011 GIZ	13.9167	88.1333
83	La Joya, Rio Acahuapa	La Joya, Acahuapa	San Vicente	3.000	13,140	Inventario	CEL-UCA 1989	13.6256	88.7600
84	Grande de Chalatenango	Grande de Chalatenango	Chalatenango	0.690	3,020	Inventario	CEL-UCA 1989	14.2132	89.0728
85	Goascorán	Goascorán	La Unión	12.500	54,750	Inventario	2011 GIZ	13.6446	87.7524
86	Sucio, Los Tetuntes	Sucio, Los Tetuntes	La Libertad	6.600	28,910	Inventario	CEL-UCA 1989	13.8822	89.2594
			TOTAL	157.566	675,000				

Nota: El número en cursiva de la columna de energía se estimó suponiendo un factor de planta promedio de 0.5
(Fuente: Equipo de estudio JICA. (Preparado utilizando estudios previos disponibles))

Las centrales hidroeléctricas existentes y los sitios con potencial hidroeléctrico se muestran en la Figura 4.2.7.



(Fuente: Equipo de estudio JICA. (Preparado utilizando estudios previos disponibles))

Figura 4.2.7 Centrales hidroeléctricas existentes y sitios con potencial hidroeléctrico

Apéndice - S

Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Tabla S.1 Condición del Estimado de Costo (Ejemplo)

Área de Captación	A	km ²	424.0	
Descarga firme	Q_{fm}	m ³ /s	1.20	Q90% de curva de duración de caudal
Descarga de diseño de toma	Q_d	m ³ /s	8.79	Parámetro
Descarga máxima planta	Q_{max}	m ³ /s	8.79	Q _d = Q _{max}
Nivel Agua Toma	IWL	m		Del Mapa Topog
Nivel Agua Salida	TWL	m		Del Mapa Topog
Caída Bruta	H_g	m	57	H _g = IWL - TWL
Longitud Canal Alimentación	L1	m	2,600	Del Mapa Topog
Longitud Tubería a Presión	L2	m	290	Del Mapa Topog
Longitud Canal Descarga	L3	m	10	(asumido)
Factor pérdida caída para canal alimentación	a	-	0.0002	1/1,000 para túnel, 1/5.000 para canal abierto
Factor pérdida caída para tubería a presión	b	-	0.0050	asumido 1/200
Factor pérdida caída para canal descarga	c	-	0.0002	1/1,000 para túnel, 1/5.000 para canal abierto
Otras pérdidas caída	D_h	m	0.00	(asumido)
Pérdida total de caída	H_I	m	1.97	H _I = a*L1 + b*L2 + c*L3 + D _L
Caída efectiva	H_e	m	55.43	H _e = H _g - H _I
Eficiencia combinada de la máxima potencia	η	-	87.5%	h = h _t * h _g
Potencia Máxima	P_{max}	kW	4,175	P = 9.8 * Q _d * H _e * h _r * h _t
Eficiencia Combinada de Potencia Firme	η_φ	-	59%	h = h _t * h _g
Potencia Firme	P_f	kW	385	Q90%
Número de Unidades de Turbina	n	nos	2	IF(P _{max} >= 1000, 2, 1)
Línea de Transmisión		km	3.00	(asumido)
Calle de Acceso (Grava Pavimentada, W=4m)		km	2.00	(asumido)

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.2 Estimación de Costo de Obras Civiles (Ejemplo) (1/2)

Obras Civiles y Costo de Materiales	Unidad	Cant.	Precio Unit. (US\$)	Notas	Cantidad (US\$)
Trabajo Preliminar / General y Diario	L.S.	-	10.0%	% de Costo Obra Civil	972,000
Obra de Toma					260,800
Descarga máxima de planta <i>Qmax</i>	m ³ /s	8.8			
Altura Toma/Presa <i>Hd</i>	m	2.0		asumido	
* Ancho Cresta <i>Li</i>	m	62.2	US\$/m3	$Li = Q_{max} * 198 / Hd^{1/2} / 7$	
Área de Captación <i>A</i>	km ²	424.0		Del Mapa Topog.	
Coeficiente Regional para Inund <i>a</i>	-	17.0		$a=17-84$	
Inundación de Diseño <i>Qf</i>	m ³ /s	1,490		asumido, $Q_f = (a * A^{1/2} / (0.05-1)) * A$	
Volumen de Excavación (Roca) <i>Ve</i>	m ³	2,100	US\$/m3	$Ve = 8.69 * (Hd^{1/2} * L)^{1.14}$	7,200
Vol. Compart Estanco Temp. <i>Vsd</i>	m ³	400	US\$/m3	$Vsd = Li * Hd * 3m$	6,600
Volumen de Concreto <i>Vc</i>	m ³	700	US\$/m3	$Vc = 16.1 * (Hd^{1/2} * L)^{0.695}$	173,200
(Peso del Cemento) <i>Wc</i>	ton	290		$Wc = Vc * 8.3 \text{ bolsa} * 50 \text{ kg/bolsa (Clase:A)}$	
(Peso de Alambre de Fijación) <i>Ww</i>	ton	5.8		$Ww = Wc * 2\%$	
(Peso de la Arena) <i>Ws</i>	ton	739		$Ws = Vc * 0.48 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (Clase:A)}$	
(Peso de Grava/Piedra) <i>Wa</i>	ton	1,232		$Wa = Vc * 0.8 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (Clase:A)}$	
Peso de Varilla de Refuerzo <i>Wr</i>	ton	6.0	US\$/ton	$Wr = 0.0274 * Vc^{0.830}$	13,600
Otros	L.S.	-		30% de los costos anteriores	60,200
Toma					179,300
Descarga Toma de Diseño <i>Qd</i>	m ³ /s	8.79			
Velocidad Entrada Diseño <i>V</i>	m/s	1.40		asumido	
Diámetro de Toma <i>Di</i>	m	2.39		$Di = \text{SQRT}(4 * Ac / (\pi * V))$	
Volumen de Excavación <i>Ve</i>	m ³	820	US\$/m3	$Ve = 171 * (R * Q)^{0.666}$, $R = D/2$	3,300
Volumen de Concreto <i>Vc</i>	m ³	440	US\$/m3	$Vc = 147 * (R * Q)^{0.470}$	104,100
(Peso del Cemento) <i>Wc</i>	ton	150.0		$Wc = Vc * 6.8 \text{ bolsa} * 50 \text{ kg/bolsa (Clase:B)}$	
(Peso de Alambre de Fijación) <i>Ww</i>	ton	3.00		$Ww = Wc * 2\%$	
(Peso de la Arena) <i>Ws</i>	ton	523		$Ws = Vc * 0.54 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (Clase:B)}$	
(Peso de Grava/Piedra) <i>Wa</i>	ton	794		$Wa = Vc * 0.82 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (Clase:B)}$	
Peso de Varilla de Refuerzo <i>Wr</i>	ton	15.9	US\$/ton	$Wr = 0.0145 * Vc^{1.15}$	36,000
Otros	L.S.	-		25% de los costos anteriores	35,900
Desarenador					535,400
Descarga máxima de planta <i>Qmax</i>	m ³ /s	8.79			
Volumen de Excavación <i>Ve</i>	m ³	5,300	US\$/m3	$Ve = 515 * Q_{max}^{1.07}$	20,900
* Volumen de Concreto <i>Vc</i>	m ³	1,300	US\$/m3	$Vc = 169 * (Qd)^{0.936}$	307,400
(Peso del Cemento) <i>Wc</i>	ton	215.0		$Wc = Vc * 3.3 \text{ bolsa} * 50 \text{ kg/bolsa (mampostería piedra 1:4)}$	
(Peso de Alambre de Fijación) <i>Ww</i>	ton	4.30		$Ww = Wc * 2\%$	
(Peso de la Arena) <i>Ws</i>	ton	1,420		$Ws = Vc * 0.496 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (mampostería piedra 1:4)}$	
(Peso de Grava/Piedra) <i>Wa</i>	ton	3,430		$Wa = Vc * 1.2 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (mampostería piedra 1:4)}$	
Peso de Varilla de Refuerzo <i>Wr</i>	ton	52.1	US\$/ton	$Wr = 0.120 * Vc^{0.847}$	117,800
Otros	L.S.	-		20% de los costos anteriores	89,300
Canal de Alimentación					1,339,200
Longitud de Canal Alimentación <i>Lc</i>	m	2,600		Del Mapa Topog.	
Velocidad Caudal Canal Alimen <i>vc</i>	m/s	2.5		(Canal Abierto o Canal Entubado = 2 ~ 3 m/s)	
Área de Agua (Sección Transve <i>Ac</i>	m ²	3.52		Q_{max} / vc	
Espesor pared concreto <i>tc</i>	m	0.00		asumido	
* Diámetro Tubería (si es Canal E <i>Dc</i>	mm	1,338		(si es canal entubado) $Dc = \text{SQRT}(4 * Ac / (\pi * vc))$	
* Peso Tubería (si Canal Entubad <i>Wp</i>	ton	80.00	-	$Wp \text{ [kg]} = (0.0227x + 0.022) * L$	
Volumen de Excavación <i>Ve</i>	m ³	59,790	US\$/m3	$Ve = 6.22 * (Ac)^{1.04} * Lc$	235,000
Volumen de Concreto <i>Vc</i>	m ³	0	US\$/m3	$Vc = (H * tc^2 + (B + 2 * tc) * tc) * Lc$	0
(Peso del Cemento) <i>Wc</i>	ton	0		$Wc = Vc * 3.3 \text{ bolsa} * 50 \text{ kg/bolsa (mampostería piedra 1:4)}$	
(Peso de Alambre de Fijación) <i>Ww</i>	ton	0.00		$Ww = Wc * 2\%$	
(Peso de la Arena) <i>Ws</i>	ton	0		$Ws = Vc * 0.496 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (mampostería piedra 1:4)}$	
(Peso de Grava/Piedra) <i>Wa</i>	ton	0		$Wa = Vc * 1.2 \text{ m}^3 * 2200 \text{ kg/m}^3 \text{ (mampostería piedra 1:4)}$	
Peso de Varilla de Refuerzo <i>Wr</i>	ton	0	US\$/ton	$Wr = 0.577 * (Vc/L)^{0.888} * Lc$	0
* Costo Material Tubería	m	2,600	US\$/m	$[US\$/m] = 0.0916 * Dp + 0.0233$	881,000
Otros	L.S.	-		20% de los costos anteriores	223,200

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.2 Estimación de Costo de Obras Civiles (Ejemplo) (2/2)

	Unidad	Cant.	Precio Unit. (US\$)	Notas	Cantidad (US\$)
Tanque Caída					477,000
Volumen de Excavación	Ve	m3	3,680	US\$/m3 3.93	Ve=808*Qmax^0.697 14,500
* Volumen de Concreto	Vcf	m3	930	US\$/m3 236.40	Vc=197*Qmax^0.716 219,900
(Peso del Cemento)	Wc	ton	317		Wc=Vc * 6.8bolsa * 50kg/bolsa (Clase:B)
(Peso de Alambre de Fijación)	Ww	ton	6.34		Ww=Wc*2%
(Peso de la Arena)	Ws	ton	1,105		Ws=Vc* 0.54m3 *2200kg/m3 (Clase:B)
(Peso de Grava/Piedra)	Wa	ton	1,680		Wa=Vc* 0.82m3 *2200kg/m3 (Clase:B)
Peso de Varilla de Refuerzo	Wr	ton	47.0	US\$/ton 2,260	Wr=0.051*Vc 106,300
Otros	L.S.	-		40% de los costos anteriores	136,300
Tubería a Presión					644,000
Veloc. Diseño Caudal Tub. Pres	Vp	m	3.0	- -	(Vp prom.=2 ~ 4 m/s)
Diám. Int. Tubería a Presión	Dp	m	1.90	- -	Dp=(4*Qd/ (pi*Vt))^1/2
Aspereza Tubería Presión	np	mm	0.01		asumida
Caída Efectiva	He	m	55.43		de perfil canal de agua
Espesor Tubería Acero	Tp	mm	6	- -	Tp=0.0362*Hg*Dp+2
Longitud Tubería Presión	Lp	m	290.0	- -	Del Mapa Topog.
Volumen de Excavación	Ve	m3	7,500	US\$/m3 3.93	Ve=10.9*Dp^1.33*Lp 29,500
Volumen de Concreto	Vc	m3	1,830	US\$/m3 236.40	Vc=2.14*Dp^1.68*Lp 432,600
(Peso del Cemento)	Wc	ton	620		Wc=Vc * 6.8bolsa * 50kg/bolsa (Clase:B)
(Peso de Alambre de Fijación)	Ww	ton	12.40		Ww=Wc*2%
(Peso de la Arena)	Ws	ton	1,860		Ws=Vc* 0.46m3 *2200kg/m3 (Clase:B)
(Peso de Grava/Piedra)	Wa	ton	3,300		Wa=Vc* 0.82m3 *2200kg/m3 (Clase:B)
Peso de Varilla de Refuerzo	Wr	ton	33.0	US\$/ton 2,260	Wr=0.018*Vc 74,600
Otros	L.S.	-		20% de los costos anteriores	107,300
Descarga					231,500
Diám. Int. Tubería Descarga	Ds	m	0.85	- -	Ds=Dp * 50%
Longitud Descarga	Ls	m	290.0	- -	(asumido instalada paralela a tubería a presión)
Volumen de Excavación	Ve	m3	2,160	US\$/m3 3.93	Ve=9.87 * Ds^1.69 * Ls 8,500
Volumen de Concreto	Vc	m3	610	US\$/m3 236.40	Vc=2.78 * Ds^1.70 * Ls 144,300
(Peso del Cemento)	Wc	ton	101.0		Wc=Vc * 3.3bolsa * 50kg/bolsa (mampostería piedra 1:4)
(Peso de Alambre de Fijación)	Ww	ton	2.02		Ww=Wc*2%
(Peso de la Arena)	Ws	ton	666		Ws=Vc* 0.496m3 *2200kg/m3 (mampostería piedra 1:4)
(Peso de Grava/Piedra)	Wa	ton	1,611		Wa=Vc* 1.2m3 *2200kg/m3 (mampostería piedra 1:4)
Peso de Varilla de Refuerzo	Wr	ton	17.7	US\$/ton 2,260	Wr=0.029* Vc 40,100
Otros	L.S.	-		20% de los costos anteriores	38,600
Casa de Máquinas					913,300
Número de Unidades	n	nos	2	unit -	
Volumen de Excavación	Ve	m3	4,300	US\$/m3 3.93	Ve=97.8*{Q*He^(2/3)*n^(1/2)}^0.727 16,900
Volumen de Concreto	Vc	m3	1,700	US\$/m3 236.40	Vc=28.1*{Q*He^(2/3)*n^(1/2)}^0.795 401,900
(Peso del Cemento)	Wc	ton	281		Wc=Vc * 3.3bolsa * 50kg/bolsa (mampostería piedra 1:4)
(Peso de Alambre de Fijación)	Ww	ton	5.62		Ww=Wc*2%
(Peso de la Arena)	Ws	ton	1,860		Ws=Vc* 0.496m3 *2200kg/m3 (mampostería piedra 1:4)
(Peso de Grava/Piedra)	Wa	ton	4,490		Wa=Vc* 1.2m3 *2200kg/m3 (mampostería piedra 1:4)
Peso de Varilla de Refuerzo	Wr	ton	114	US\$/ton 2,260	Wr=0.046*Vc^1.05 257,700
Otros	L.S.	-		35% de los costos anteriores	236,800
Canal de Descarga					78,500
Radio Canal de Agua	R	m	1.10		asumido
Volumen de Excavación	Ve	m3	1,200	US\$/m3 3.93	Ve=395 * (R*Q)^0.479 4,700
Volumen de Concreto	Vc	m3	191	US\$/m3 236.40	Vc=40.4 * (R*Q)^0.684 45,200
(Peso del Cemento)	Wc	ton	31.5		Wc=Vc * 3.3bolsa * 50kg/bolsa (mampostería piedra 1:4)
(Peso de Alambre de Fijación)	Ww	ton	0.63		Ww=Wc*2%
(Peso de la Arena)	Ws	ton	208		Ws=Vc* 0.496m3 *2200kg/m3 (mampostería piedra 1:4)
(Peso de Grava/Piedra)	Wa	ton	504		Wa=Vc* 1.2m3 *2200kg/m3 (mampostería piedra 1:4)
Peso de Varilla de Refuerzo	Wr	ton	6.8	US\$/ton 2,260	Wr=0.278* Vc^0.61 15,500
Otros	L.S.	-		20% de los costos anteriores	13,100
Paso de Acceso/ Construcción Carretera					400,000
Calle Acceso (Grava Pavim., W=4m)		km	2.0	US\$/km 200,000	Del Mapa Topog. 400,000
Subtotal					6,031,000

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.3 Estimación de Costo de Equipos Hidráulicos y Electro-Mecánicos (Ejemplo)

Equipo Hidráulico y Costo Materiales	Unid ad	Cant.	Precio Unit. (US\$)		Notas	Cantidad (US\$)
Obra de Toma						50,600
Peso de Compuerta	Wg	ton	23.0	US\$/ton	2,200	Wg=0.145*Qf^0.692
Toma						107,400
Peso de Compuerta	Wg	ton	44.5	US\$/ton	2,200	Wg=12.7*(R*Q)^0.533, R=Di/2
Peso de Zaranda	Ws	ton	2.8	US\$/ton	3,390	Ws=0.701*(R*Q)^0.582, R=Di/2
Desarenador						24,400
Peso de Compuerta	Wg	ton	3.5	US\$/ton	2,200	Wg=0.910*Qmax^0.613
Peso de Zaranda	Ws	ton	4.9	US\$/ton	3,390	Ws=0.879*Qmax^0.785
Tubería a Presión						318,700
Peso de Tubería	Wp	ton	94.0	US\$/ton	3,390	Wp [ton]=7.85*pi*Dp*Tp/1000*1.15*L
Compuerta Salida						0
Peso de Compuerta	Wo	ton	-	US\$/ton	2,200	Wg=0.910*Qmax^0.613
Otros						100,000
	L.S.	-			20%	100,000
Subtotal						601,100

Equipo Electro-Mecánico	Unid ad	Cant.	Precio Unit. (US\$)		Notas	Cantidad (US\$)
Equipo Electro-Mecánico (Turbina y Generador)	kW	4,175	US\$/kW	600	Costo [mill.US\$] = 0.7452 * P [lmW] ^0.8546	2,505,000
Transmisión Mecánica	kW	4,175	US\$/kW	-	incluida en costo de turbina y generador	0
Generador	kW	4,175	US\$/kW	-	incluida en costo de turbina y generador	0
Controlador	nos.	2	US\$/set	24,000	Costo = 23867 * (No. turbinas)	48,000
Cubículo Tablero Interruptores	kW	4,175	US\$/kW	39.28	incluido en costo turbina	164,000
Piezas Repuesto Obligatorias	kW	4,175	US\$/kW	39.28	Costo = 15.484*P + 3589	164,000
Misceláneos	kW	4,175	US\$/kW	16.29	Costo = 4.3077*P + 1355.1	68,000
Montaje, Prueba, Puesta en Marcha y Capacitación	kW	4,175	US\$/kW	55.81	Costo = 51.824*P + 16269	233,000
Subtotal						3,182,000

Línea de Transmisión	Unid ad	Cant.	Precio Unit. (US\$)		Notas	Cantidad (US\$)
Línea de Transmisión	km	3.00	US\$/km	50,000	Línea de distribución a 13.2 kV ó 46 kV (menos 5 MW)	150,000
Subtotal						150,000

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.4 Costo Estimado Total de Construcción (Ejemplo)

Descripción	Costo Estimado US\$	Nota
1. Trabajos Preparatorios		
(1) Calle de Acceso	400,000	
(2) Campamento e Instalaciones	291,200	5.0% * (3 Obra Civil)
Subtotal	691,200	
2. Costo Mitigación Ambiental	58,200	1.0% * (3 Obra Civil)
3. Obras Civiles		
(1) Obra de Toma	260,800	
(2) Toma	179,300	
(3) Desarenador	535,400	
(4) Canal de alimentación	1,339,200	
(5) Tanque de caída	477,000	
(6) Tubería a presión	644,000	
(7) Descarga	231,500	
(8) Casa de Máquinas	913,300	
(9) Canal de descarga	-	
(10) Canal de descarga	78,500	
(11) Obras Varias	1,164,800	25.0% * ((1)~(10))
Subtotal	5,824,000	
4. Equipo Hidráulico		
(1) Compuerta y Zaranda	282,400	
(2) Tubería a presión	318,700	
Subtotal	601,000	
5. Equipo Electromecánico	3,182,000	
6. Línea de Transmisión	150,000	
Costo Directo	10,506,400	1+2+3+4+5+6
7. Honorarios Administración e Ingeniería	315,000	3.0% * Costo Directo
8. Contingencia	105,000	1.0% * Costo Directo
Total	10,926,400	

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.5 Ejemplo de Análisis Financiero (Sin Préstamo Bancario)

Cap Planta (MW)	Energía (MWh/año)	Factor Operación (%)	Tasa de Escalación	Costo Planta (\$000)	Costo O/M	Seguro	Tasa Descuento	Salarios operadores	Persona (s)	Costo unitario (US\$/mes)
4.175	17,688	48%	4%	10,926	5%	1.50	10%	Ingenieros	1	\$1,800/month
								Operadores	2	\$500/month
								Guardias	2	\$400/month
								Resident man	1	\$500/month

Año	Precio Unitario (\$/MWh)	Generación (MWh/year)	Ingresos Operación (x1000 US\$)	Costo Capital Planta Generadora (\$000) (x1000 US\$)	Costo O/M (\$000) (x1000 US\$)	Insurance Seguros (\$000) (x1000 US\$)	Depreciación (x1000 US\$)	Costo Subtotal (d-g) (\$000) (x1000 US\$)	Utilidad Bruta (x1000 US\$)	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc.. (x1000 US\$)	Impuestos de Arcadia (x1000 US\$)	Anualidad SIGET (x1000 US\$)	Registro Comercial (CNR) (x1000 US\$)
	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5%+b*0.35	f=Plant Cost*1.5/1000 (98% per year)	g=Plant Cost/50	h=sum(d-e)	i=c-h	j=(1800+2*500+2*400+500)*12* (105%)	k=0.00216*plant cost	l=b*0.51	m=Plant Cost/100,000*11.43
0			0.0	-5,463									
0			0.0	-5,463									
1	140.00	17,688.0	2,476.3		130.0	16.4	218.5	364.9	2,111.4	49.2	23.6	9.0	1,249
2	145.60	17,688.0	2,575.4		135.0	16.1	218.5	369.5	2,205.8	51.2	23.6	9.0	1,249
3	151.42	17,688.0	2,678.4		140.1	15.7	218.5	374.4	2,304.0	53.2	23.6	9.0	1,249
4	157.48	17,688.0	2,785.5		145.5	15.4	218.5	379.4	2,406.1	55.3	23.6	9.0	1,249
5	163.78	17,688.0	2,896.9		151.0	15.1	218.5	384.7	2,512.3	57.6	23.6	9.0	1,249
6	170.33	17,688.0	3,012.8		156.8	14.8	218.5	390.2	2,622.6	59.9	23.6	9.0	1,249
7	177.14	17,688.0	3,133.3		162.9	14.5	218.5	395.9	2,737.4	62.3	23.6	9.0	1,249
8	184.23	17,688.0	3,258.7		169.1	14.2	218.5	401.9	2,856.8	64.7	23.6	9.0	1,249
9	191.60	17,688.0	3,389.6		175.6	13.9	218.5	408.1	2,980.9	67.3	23.6	9.0	1,249
10	199.26	17,688.0	3,524.6		182.4	13.7	218.5	414.6	3,110.0	70.0	23.6	9.0	1,249
11	207.23	17,688.0	3,665.6		189.5	13.4	218.5	421.4	3,244.2	72.8	23.6	9.0	1,249
12	215.52	17,688.0	3,812.2		196.8	13.1	218.5	428.5	3,383.7	75.7	23.6	9.0	1,249
13	224.14	17,688.0	3,964.7		204.4	12.9	218.5	435.8	3,528.8	78.8	23.6	9.0	1,249
14	233.11	17,688.0	4,123.2		212.4	12.6	218.5	443.5	3,679.8	81.9	23.6	9.0	1,249
15	242.43	17,688.0	4,288.2		220.6	12.4	218.5	451.5	3,836.7	85.2	23.6	9.0	1,249
16	252.13	17,688.0	4,459.7		229.2	12.1	218.5	459.8	3,999.9	88.6	23.6	9.0	1,249
17	262.22	17,688.0	4,638.1		238.1	11.9	218.5	468.5	4,169.6	92.2	23.6	9.0	1,249
18	272.71	17,688.0	4,823.6		247.4	11.6	218.5	477.5	4,346.1	95.8	23.6	9.0	1,249
19	283.61	17,688.0	5,016.6		257.0	11.4	218.5	486.9	4,529.6	99.7	23.6	9.0	1,249
20	294.96	17,688.0	5,217.2		267.1	11.2	218.5	496.7	4,720.5	103.7	23.6	9.0	1,249
Total		353,759.5	73,739.9	-10,926.4	3,810.8	272.4		8,453.8					24,978

NPV (\$000)	11,575
FIRR (TIR)	21.3%
B/C	1.79
B - C (\$000)	11,575

Año	Costo Total Operación (x1000 US\$)	Costo Total (x1000 US\$)	Beneficio Operación (x1000 US\$)	Intereses (x1000 US\$)	Beneficios antes Impuestos (x1000 US\$)	Impuesto s. Renta (x1000 US\$)	Ingreso neto sin depreciación (x1000 US\$)	Flujo Efectivo (x1000 US\$)	Valor residual (x1000 US\$)	Amortización Capital (x1000 US\$)	Ingreso Neto (x1000 US\$)	Ingreso Acumulado (\$000) (x1000 US\$)	Beneficio Total (x1000 US\$)	Costo Total (x1000 US\$)
	n=j+k+l+m	o=h+n	p=i-n	q=0 (no loan case)	r=p-q	s=r*25% (after 12 year)	t=p-s	u=g+t	v=Plant Cost/50*30	w=0 (no loan case)	x=u+v-w	y		
0											-5,463.2	-5,463	0.0	5,463.2
0											-5,463.2	-10,926	0.0	5,463.2
1	83.1	448.0	2,028.3	0	2,028.3	0.0	2,028.3	2,246.8		0.0	2,246.8	-8,680	2,476.3	229.5
2	85.0	454.6	2,120.8	0	2,120.8	0.0	2,120.8	2,339.3		0.0	2,339.3	-6,340	2,575.4	236.1
3	87.1	461.5	2,216.9	0	2,216.9	0.0	2,216.9	2,435.4		0.0	2,435.4	-3,905	2,678.4	242.9
4	89.2	468.6	2,316.9	0	2,316.9	0.0	2,316.9	2,535.4		0.0	2,535.4	-1,369	2,785.5	250.1
5	91.4	476.1	2,420.8	0	2,420.8	0.0	2,420.8	2,639.4		0.0	2,639.4	1,270	2,896.9	257.6
6	93.7	483.9	2,528.9	0	2,528.9	0.0	2,528.9	2,747.4		0.0	2,747.4	4,017	3,012.8	265.4
7	96.1	492.0	2,641.3	0	2,641.3	0.0	2,641.3	2,859.8		0.0	2,859.8	6,877	3,133.3	273.5
8	98.6	500.5	2,758.2	0	2,758.2	0.0	2,758.2	2,976.7		0.0	2,976.7	9,854	3,258.7	282.0
9	101.2	509.3	2,879.7	0	2,879.7	0.0	2,879.7	3,098.2		0.0	3,098.2	12,952	3,389.0	290.8
10	103.9	518.5	3,006.1	0	3,006.1	0.0	3,006.1	3,224.6		0.0	3,224.6	16,177	3,524.6	300.0
11	106.7	528.1	3,137.5	0	3,137.5	784.4	2,353.1	2,571.6		0.0	2,571.6	18,748	3,665.6	1,093.9
12	109.6	538.1	3,274.1		3,274.1	818.5	2,455.6	2,674.1		0.0	2,674.1	21,422	3,812.2	1,138.1
13	112.6	548.5	3,416.2		3,416.2	854.1	2,562.2	2,780.7		0.0	2,780.7	24,203	3,964.7	1,184.0
14	115.8	559.3	3,564.0		3,564.0	891.0	2,673.0	2,891.5		0.0	2,891.5	27,095	4,123.2	1,231.7
15	119.1	570.5	3,717.6		3,717.6	929.4	2,788.2	3,006.8		0.0	3,006.8	30,101	4,288.2	1,281.4
16	122.5	582.3	3,877.4		3,877.4	969.4	2,908.1	3,126.6		0.0	3,126.6	33,228	4,459.7	1,333.1
17	126.0	594.5	4,043.6		4,043.6	1,010.9	3,032.7	3,251.2		0.0	3,251.2	36,479	4,638.1	1,386.9
18	129.7	607.2	4,216.4		4,216.4	1,054.1	3,162.3	3,380.8		0.0	3,380.8	39,860	4,823.6	1,442.8
19	133.5	620.5	4,396.1		4,396.1	1,099.0	3,297.1	3,515.6		0.0	3,515.6	43,376	5,016.6	1,501.0
20	137.5	634.3	4,583.0		4,583.0	1,145.7	3,437.2	3,655.7	6,555.8	0.0	10,211.6	53,587	11,773.1	1,561.5
Total	2,142.5	10,596.3								0.0	10,522.5	49,918	PV (Benefit)	PV (Cost)

Source: JICA Study Team

NPV (VAN)= 11,574.8

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.6

Ejemplo de Análisis Financiero (Con Préstamo Bancario)

Cap Planta (MW)	Energía (MWh/año)	Factor Operación (%)	Tasa de Escalación	Costo Planta (\$000)	Costo Interconexión (\$000)	Costo O/M	% del Préstamo	Préstamo Bancario (\$000)	Período Amortización (años)	Tasa Int. An. Préstamo	Exención Impuestos (años)	Impuesto Corporativo	Tasa Descuento
4.18	17,688	48%	4%	10,926	0	5%	70%	7,648	10	8%	10	25%	10%

Included Plant Cost

Salarios operadores	Persona (s)	Costo unitario (US\$/mes)
Ingenieros	1	US\$ 1,800
Operadores	2	US\$ 500
Guardias	2	US\$ 400
Resident manager	1	US\$ 500

Año	Precio Unitario (\$/MWh)	Generación (MWh/year)	Ingresos Operación (x1000 US\$)	Costo Capital Planta Generador a (\$000)	Costo O/M (\$000)	Insurance Seguros (\$000)	Depreciación (x1000 US\$)	Costo Subtotal (d-g) (\$000)	Utilidad Bruta (x1000 US\$)	Salarios operadores, ingenieros, guardias, etc.. (x1000 US\$)	Impuestos de Arcadia (x1000 US\$)	Anualidad SIGET (x1000 US\$)	Registro Comercial (CNR) (x1000 US\$)
	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5%+b*0.35	f=Plant Cost*1.05/1000 (98% per year)	g=Plant Cost/50	h=sum(d-e)	i=c-h	j=(1800+2*500+2*400+500)*1.2* (105%)	k=0.00216*d	l=b*0.51	m=Plant Cost/100,000* 11.43
0			0.0	-1,639									
0			0.0	-1,639									
1	140.00	17,688.0	2,476.3		130.0	0.5	218.5	349.1	2,127.2	49.2	23.6	9.0	1.249
2	145.60	17,688.0	2,575.4		135.0	0.5	218.5	354.0	2,221.3	51.2	23.6	9.0	1.249
3	151.42	17,688.0	2,678.4		140.1	0.5	218.5	359.2	2,319.2	53.2	23.6	9.0	1.249
4	157.48	17,688.0	2,785.5		145.5	0.5	218.5	364.5	2,421.0	55.3	23.6	9.0	1.249
5	163.78	17,688.0	2,896.9		151.0	0.5	218.5	370.1	2,526.9	57.6	23.6	9.0	1.249
6	170.33	17,688.0	3,012.8		156.8	0.5	218.5	375.9	2,637.0	59.9	23.6	9.0	1.249
7	177.14	17,688.0	3,133.3		162.9	0.5	218.5	381.9	2,751.5	62.3	23.6	9.0	1.249
8	184.23	17,688.0	3,258.7		169.1	0.5	218.5	388.1	2,870.5	64.7	23.6	9.0	1.249
9	191.60	17,688.0	3,389.0		175.6	0.5	218.5	394.6	2,994.4	67.3	23.6	9.0	1.249
10	199.26	17,688.0	3,524.6		182.4	0.5	218.5	401.4	3,123.2	70.0	23.6	9.0	1.249
11	207.23	17,688.0	3,665.6		189.5	0.4	218.5	408.4	3,257.1	72.8	23.6	9.0	1.249
12	215.52	17,688.0	3,812.2		196.8	0.4	218.5	415.8	3,396.4	75.7	23.6	9.0	1.249
13	224.14	17,688.0	3,964.7		204.4	0.4	218.5	423.4	3,541.3	78.8	23.6	9.0	1.249
14	233.11	17,688.0	4,123.2		212.4	0.4	218.5	431.3	3,691.9	81.9	23.6	9.0	1.249
15	242.43	17,688.0	4,288.2		220.6	0.4	218.5	439.5	3,848.6	85.2	23.6	9.0	1.249
16	252.13	17,688.0	4,459.7		229.2	0.4	218.5	448.1	4,011.6	88.6	23.6	9.0	1.249
17	262.22	17,688.0	4,638.1		238.1	0.4	218.5	457.0	4,181.1	92.2	23.6	9.0	1.249
18	272.71	17,688.0	4,823.6		247.4	0.4	218.5	466.3	4,357.3	95.8	23.6	9.0	1.249
19	283.61	17,688.0	5,016.6		257.0	0.4	218.5	475.9	4,540.6	99.7	23.6	9.0	1.249
20	294.96	17,688.0	5,217.2		267.1	0.4	218.5	486.0	4,731.3	103.7	23.6	9.0	1.249
Total		353,759.5	73,739.9	-3,277.9	3,810.8	9.1		8,190.5					24.978

VAN (\$000)	12,282
NPV (TIR)	33.0%
B/C	1.88
B - C (\$000)	12,282

Año	Costo Total Operación (x1000 US\$)	Costo Total (x1000 US\$)	Beneficio Operación (x1000 US\$)	Intereses (x1000 US\$)	Beneficios antes Impuestos (x1000 US\$)	Impuesto s. Renta (x1000 US\$)	Ingreso neto sin depreciación (x1000 US\$)	Flujo Efectivo (x1000 US\$)	Valor residual (x1000 US\$)	Amortización Capital (x1000 US\$)	Ingreso Neto (x1000 US\$)	Ingreso Acumulado (\$000)	Beneficio Total (x1000 US\$)	Costo Total (x1000 US\$)
	n=j+k+l+m	o=h+n	p=i-n	q	r=p-q	s=r*25% (after 12 year)	t=p-s	u=g+t	v=Plant Cost/50*30	w=0 (no loan case)	x=u+v-w	y		
0				306	-305.9	0.0	-305.9	-305.9			-1,639.0	-1,639	0.0	1,639.0
0											-1,944.9	-3,584	0.0	1,944.9
1	83.1	432.2	2,044.2	612	1,432.3	0.0	1,432.3	1,650.8		764.8	886.0	-2,698	2,476.3	1,590.4
2	85.0	439.1	2,136.3	551	1,585.6	0.0	1,585.6	1,804.1		764.8	1,039.3	-1,659	2,575.4	1,536.1
3	87.1	446.2	2,232.1	490	1,742.6	0.0	1,742.6	1,961.2		764.8	1,196.3	-462	2,678.4	1,482.1
4	89.2	453.7	2,331.8	428	1,903.5	0.0	1,903.5	2,122.0		764.8	1,357.2	895	2,785.5	1,428.4
5	91.4	461.5	2,435.4	367	2,068.3	0.0	2,068.3	2,286.8		764.8	1,522.0	2,417	2,896.9	1,374.9
6	93.7	469.6	2,543.2	306	2,237.3	0.0	2,237.3	2,455.8		764.8	1,691.0	4,108	3,012.8	1,321.8
7	96.1	478.0	2,655.3	245	2,410.6	0.0	2,410.6	2,629.1		764.8	1,864.3	5,972	3,133.3	1,269.1
8	98.6	486.7	2,771.9	184	2,588.4	0.0	2,588.4	2,806.9		764.8	2,042.0	8,014	3,258.7	1,216.6
9	101.2	495.8	2,893.2	122	2,770.8	0.0	2,770.8	2,989.3		764.8	2,224.5	10,239	3,389.0	1,164.5
10	103.9	505.3	3,019.3	61	2,958.1	0.0	2,958.1	3,176.6		764.8	2,411.8	12,650	3,524.6	1,112.8
11	106.7	515.1	3,150.4	0	3,150.4	787.6	2,362.8	2,581.3		0.0	2,581.3	15,232	3,665.6	1,084.2
12	109.6	525.4	3,286.8		3,286.8	821.7	2,465.1	2,683.6		0.0	2,683.6	17,915	3,812.2	1,128.5
13	112.6	536.0	3,428.6		3,428.6	857.2	2,571.5	2,790.0		0.0	2,790.0	20,705	3,964.7	1,174.7
14	115.8	547.1	3,576.2		3,576.2	894.0	2,682.1	2,900.6		0.0	2,900.6	23,606	4,123.2	1,222.6
15	119.1	558.6	3,729.6		3,729.6	932.4	2,797.2	3,015.7		0.0	3,015.7	26,622	4,288.2	1,272.5
16	122.5	570.6	3,889.1		3,889.1	972.3	2,916.8	3,135.4		0.0	3,135.4	29,757	4,459.7	1,324.3
17	126.0	583.0	4,055.1		4,055.1	1,013.8	3,041.3	3,259.8		0.0	3,259.8	33,017	4,638.1	1,378.3
18	129.7	596.0	4,227.6		4,227.6	1,056.9	3,170.7	3,389.2		0.0	3,389.2	36,406	4,823.6	1,434.4
19	133.5	609.5	4,407.1		4,407.1	1,101.8	3,305.3	3,523.8		0.0	3,523.8	39,930	5,016.6	1,492.7
20	137.5	623.5	4,593.7		4,593.7	1,148.4	3,445.3	3,663.8	6,555.8	0.0	10,219.7	50,150	11,773.1	1,553.4
Total	2,142.5	10,332.9								7,648.5	-1,087.3	-2,641	PV (Benefit)	PV (Cost)

Source: JICA Study Team

NPV (VAN)=

12,282.1

26,185.7 13,903.6

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.7

Lista de Posibles Sitios para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (1/4)

No.	Nombre de Proyecto	Rio	Departamento	Latitud	Longitud	Etapas del Proyecto	Fuente Original	Actualizado por	Área de Drenaje	Caudal	Caudal bruto	Longitud de la Canal	Longitud de tubería de presión	Área Natural Protegida	Potencia	Energía
	Project Name	River	Department	Latitude	Longitude	Project Stage	Original Source	Updated by	Catchment Area (km²)	Design Discharge (m³/s)	Gross Head (m)	Length of Canal (m)	Length of Pressure Pipe (m)	Natural Protect Area (SANP)	Potential (MW)	Energy (MWh/año)
1	El Calambre	Rio El Calambre	Morazán	13.9928	88.0804	Construcción	AEA	ONG SABES	6.41	0.422	72.3	n.d.	n.d.		0.058	311
2	Mirazaco	Rio Grande de Sonsonate	Sonsonate	13.8414	89.7456	Construcción	GIZ 2011	Hydro West	219.00	1.706	238.0	n.d.	n.d.		3.370	14,762
3	Guajaca	Rio Guajaca	Morazán	13.8333	88.2333	Financiamiento	AEA	ONG SABES	3.39	0.392	423.0	n.d.	n.d.		1.000	6,155
4	Itapapa Aguacayo	Itapapa de Itapapa	La Paz	13.6911	89.0334	Financiamiento	INGENDEHSA	INGENDEHSA	n.d.	9.000	n.d.	n.d.	n.d.		17.000	74,460
5	San Luis IV	Rio Sumpul	Chalatenango	13.8942	89.4628	Bid Process	CECSA	INGENDEHSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.500	6,570
6	Sumpul	Rio Sumpul	Chalatenango	13.8900	89.7300	De Registro SIGET	INGENDEHSA	INGENDEHSA	966.43	64.720	62.0	3,000	1,000		16.200	64,043
7	Sucio, Los Tetuntes	Rio Sucio	La Libertad	13.8822	89.2594	De Registro SIGET	AEA	ONG SABES	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		6.600	28,908
8	La Joya	Rio Acahuapa	San Vicente	13.6248	88.7383	De Registro SIGET	AEA	ONG SABES	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		3.000	13,140
9	San Francisco	Rio Tapachula	Sonsonate	13.8482	89.7285	De Registro SIGET	ONG SABES	ONG SABES	2.05	0.238	59.1	n.d.	n.d.		1.000	4,380
10	La Colmena (El Volcán)	Rio El Volcán/Rio San Juan	San Miguel	13.7339	88.2375	De Registro SIGET	GIZ 2011	De Registro SIGET	2.05	0.238	59.1	n.d.	n.d.		0.097	450
11	Quebrada la Cueva / San Jose	Quebrada la Cueva / San Jose	Morazán	13.7658	88.2146	De Registro SIGET	AEA	ONG SABES	24.60	1.854	12.4	n.d.	n.d.		0.060	260
12	Atrahuecas (Rehabilitación)	Rio Riachuelo	Morazán	13.9218	88.2707	De Registro SIGET	AEA	ONG SABES	24.60	1.854	12.4	n.d.	n.d.		0.060	260
13	Atrahuecas (Rehabilitación)	Rio Riachuelo	Ahuachapán	13.9218	88.2707	Rehabilitación	AEA	CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.030	260
14	San Esteban	Rio San Esteban	San Miguel	13.5196	89.8811	Rehabilitación	CEL-UCA 1989	CECSA	44.90	1.222	74.0	n.d.	n.d.		0.751	3,287
15	Circumacayán (Reconversion)	Rio Grande de Sonsonate	Sonsonate	13.7500	89.7167	Reconversion	AEA	CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.300	17,885
16	Acahuapa (Rehabilitación)	Rio Grande de Sonsonate	San Vicente	13.6933	88.8157	Rehabilitación	CECSA	CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.120	526
17	Sapayo (Rehabilitación)	Rio Sapayo	La Paz	13.4941	88.8667	Rehabilitación	CECSA	CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.060	263
18	Chorreron Jiboa	n.d.	La Paz				CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.000	8,760
19	La Montaña	Rio Morazan	Morazán	13.8167	88.2167	Facilidad	INGENDEHSA	ONG SABES, 2008	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.900	3,942
20	El Sapo	Rio Sapo	Morazán	13.9216	88.1056	Facilidad	Ing. Alfaro	INGENDEHSA	53.54	4.046	95.3	n.d.	n.d.		0.060	263
21	San Luis II	Rio Suquia	Santa Ana	13.9942	89.4828	Facilidad	CECSA	INGENDEHSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.600	2,628
22	Sonzacate (Nahuizalco II)	Rio Sensunapán	Sonsonate	13.7667	89.7153	Facilidad	GIZ 2011	Sensunapán S.A. de C.	76.23	4.205	110.0	n.d.	n.d.		3.839	16,816
23	Potrillo - Pozo Honda	Quebrada Las Lajas	Morazán	13.8084	88.2417	Facilidad	AEA	ONG SABES	5.31	9.836	310.9	n.d.	n.d.		0.320	2,600
24	Guajacal - Pozo Honda	Rio Sapo	Morazán	13.8500	88.1500	Facilidad	AEA	ONG SABES	137.58	9.836	2.7	n.d.	n.d.		0.131	510
25	La Calabita	Rio Grande de San Miguel	Usulután	13.3019	88.2885	Facilidad	AEA	ONG SABES	1,900.00	53.492	3.7	n.d.	n.d.		0.980	4,300
26	La Loma	Rio Oscala	Morazán	13.8167	88.1333	Facilidad	AEA	ONG SABES	11.36	0.790	84.4	n.d.	n.d.		0.055	388
27	El Progreso	Rio Araute	Morazán	13.8797	88.2216	Facilidad	AEA	ONG SABES	63.89	5.046	8.3	n.d.	n.d.		0.033	280
28	Araute	Rio Araute	Morazán	13.8751	88.2245	Facilidad	INGENDEHSA	2005	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.033	284
29	Cumaro	Rio Cumaro	n.d.	13.9167	88.1333	Facilidad	ONG SABES, 2008	ONG SABES, 2008	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.040	175
30	El Naranjillo	Rio El Naranjillo	Ahuachapán	13.7050	89.9333	Facilidad	AEA	ONG SABES	1.40	0.112	38.5	n.d.	n.d.		0.031	146
31	Quezalapa	Rio Quezalapa	Cuscatlán/Cabañas	13.8633	89.9667	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.050	2,628
32	Tihuapa 1	Rio Tihuapa	San Salvador/La Paz	13.5833	89.1383	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.315	3,870
33	Tihuapa 2	Rio Tihuapa	San Salvador/La Paz	13.5800	89.1333	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.900	2,580
34	San Simón 1	Rio San Simón	Usulután	13.5619	88.5176	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.900	2,040
35	San Simón 2	Rio San Simón	Usulután	13.5699	88.5362	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.915	2,484
36	San Simón 3	Rio San Simón	Usulután	13.5633	88.5667	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.870	2,570
37	Tihuapa 3	Rio Tihuapa	Cabañas/San Vicente	13.6067	88.6500	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.100	6,802
38	Tihuapa 4	Rio Tihuapa	Cabañas/San Vicente	13.7667	88.6000	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.410	5,673
39	Cuyapa	Rio Cuyapa	Sonsonate	13.7500	88.8000	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.020	2,840
40	Suquia	Rio Suquia	Santa Ana	13.9633	89.4333	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		3.530	13,630
41	Gr. Chalatenango	Rio Gr. Chalatenango	Chalatenango	14.7167	89.0833	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.630	3,660
42	Sucio 3	Rio Sucio	La Libertad/San Salvador	13.9633	89.2833	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.025	11,149
43	Pobos	La Unión	La Unión	13.8050	89.8083	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.025	5,250
44	Huiza 2	Rio Huiza	La Libertad/San Salvador	13.5500	89.2333	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.100	6,089
45	Sanito Domingo (Presas 1 & 2 & 3)	Rio Tepechapa / Río Cacahuatá	Sonsonate	13.7497	89.7838	Pre Factibilidad	CEL-UCA 1989	INGENDEHSA	29.12	1.280	145.0	3,230	1,090		1.540	7,885
46	Chacala Los Apantes (Presas 1 & 2)	Rio Chacala / Río Los Apantes	Ahuachapán	13.8037	89.8484	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	19.04	0.838	207.0	3,660	1,140		1.500	8,126
47	San Rita	Rio Jiboa	La Paz	13.6143	88.9630	Pre Factibilidad	CEL-UCA 1989	INGENDEHSA	374.97	7.403	136.0	4,000	770		8.357	36,603
48	Mingo (Reconversion)	Rio Acelhuate	San Salvador	13.7443	89.1619	Pre Factibilidad	AEA	CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.800	3,504
49	Copulula I	Rio Copulula	Ahuachapán	13.7664	89.8444	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	27.89	1.211	60.0	2,265	270		0.603	2,641
50	San José Loma	Rio Jiboa	La Paz	13.5411	88.9645	Pre Factibilidad	CEL-UCA 1989	INGENDEHSA	429.69	8.483	27.0	2,076	145		1.901	8,327
51	Carra José Loma	Rio Mistepe / Río Masahuila	Ahuachapán	13.8266	89.9814	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	16.21	0.754	100.0	4,328	860		0.584	2,559
52	San Pedro II	Rio San Pedro	Ahuachapán	13.7603	89.8080	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	13.77	0.598	80.0	2,488	450		0.397	1,738
53	Copulula II	Rio Copulula	Ahuachapán	13.7482	89.8388	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	33.75	1.466	40.0	n.d.	n.d.		0.487	2,132
54	Qoda El Naranjillo al Naranjo	Ahuachapán	Ahuachapán	13.9933	89.9333	Pre Factibilidad	ONG SABES	ONG SABES	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.080	350
55	Qoda El Naranjillo al Naranjo	Ahuachapán	Ahuachapán	13.7050	89.9333	Pre Factibilidad	ONG SABES	ONG SABES	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.088	350
56	Veneza Prusia	n.d.	Morazán	13.8533	88.2333	Pre Factibilidad	AEA	Compañía Eléctrica M.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.200	5,256
57	Las Plumas	Rio Huiza	San Salvador	13.5762	89.2177	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	34.63	1.031	79.0	n.d.	n.d.		1.100	2,961

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.7

Lista de Posibles Sitios para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (2/4)

No.	Nombre de Proyecto	Rio	Departamento	Latitude	Longitude	Etapas del Proyecto	Fuente Original	Actualizado por	Catchment Area (km²)	Design Discharge (m³/s)	Gross Head (m)	Length of Canal (m)	Length of Penstock (m)	Area Natural Protect Area (SANP)	Potential (MW)	Energy (MWH/Year)
59	Copnula	Rio Copnula	Ahuachapán	13.7862	89.8443	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	28.18	0.509	57.0	n.d.	n.d.	n.d.	0.241	1.055
59	Santa Emilia I	n.d.	n.d.			Pre Factibilidad	AEA	http://appet.sica.int/	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.500	2.190
60	Santa Emilia II	n.d.	n.d.			Pre Factibilidad	AEA	http://appet.sica.int/	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	0.500	2.190
61	Torola	Rio Torola	San Miguel	13.8501	88.4663	Inventory	CEL-UCA 1990	CEL-UCA 1990, Pag. 4	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	4.321	18.667
62	Copnula II	Rio Copnula	Ahuachapán	13.7721	89.8431	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	29.21	0.692	80.0	n.d.	270	n.d.	0.463	3.187
63	Quebrada La Calzadora	Quebrada La Calzadora	Usulután	13.5667	88.5000	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	6.97	0.136	378.1	3.000	1.000	n.d.	0.432	2.300
64	Los Heróicos I	Rio Los Heróicos	Ahuachapán	13.9550	89.9534	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	95.94	1.475	80.0	2.280	1.30	n.d.	0.993	5.457
65	Los Heróicos II (Presas I & 2)	Rio El Molino / Rio Nejapa	Ahuachapán	13.9484	89.9264	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	84.48	0.868	60.0	3.824	1.45	n.d.	0.435	3.136
66	Malancola	Rio Jilboa	La Paz	13.5695	88.9850	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	423.98	8.789	57.4	2.600	290	n.d.	4.175	17.688
67	Gran d.e de San Miguel	Rio Gran d.e de San Miguel	Usulután	13.2947	88.3063	Inventory	CEL-UCA 1989	Transenergía, PNUD/G	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	4.500	19.710
68	Gran d.e de San Miguel	Rio Gran d.e de San Miguel	La Libertad	13.2947	88.3063	Inventory	CEL-UCA 1989	Transenergía, PNUD/G	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	3.200	14.016
69	Chilama / Rto Siquapate	Rio Chilama / Rto Siquapate	La Libertad	13.6212	89.3309	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	37.02	1.730	180.0	2.464	360	n.d.	2.623	7.840
70	Guayapa II	Rio Guayapa	Ahuachapán	13.8221	89.9345	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.58	0.485	120.0	3.015	325	SANP	0.497	2.598
71	La Calzadora II	Quebrada La Calzadora	Usulután	13.5347	88.5294	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	12.90	0.252	218.7	3.000	1.000	n.d.	0.457	2.434
72	El Jairo	Quebrada La Calzadora	Sonsonate	13.7532	88.2887	Inventory	CECSA	CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2.000	8.760
73	El Rosario II	Rio El Rosario	Ahuachapán	13.7754	89.8729	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	19.02	0.747	80.0	2.265	270	n.d.	0.498	2.606
74	San Sebastián	Rio Tihua	La Paz	13.5544	89.1366	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	37.42	0.715	80.0	1.000	210	n.d.	0.480	2.317
75	Chilama II	Rio Chilama	La Libertad	13.5929	89.3300	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	42.13	0.682	80.0	2.604	1.75	n.d.	0.457	2.343
76	El Molino I	Rio El Molino	Ahuachapán	13.9325	89.8960	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	50.38	0.517	60.0	2.272	150	n.d.	0.260	1.876
77	Guayapa I	Rio Guayapa	Ahuachapán	13.7955	89.9466	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	17.13	0.573	80.0	2.630	230	SANP	0.450	2.353
78	El Refugio	Rio Las Lajas	La Libertad	13.5569	89.2385	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	29.06	0.555	100.0	1.364	320	n.d.	0.465	2.243
79	Los Toles	Rio Los Toles	Ahuachapán	13.9715	89.9386	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	22.80	0.424	120.0	1.713	275	n.d.	0.428	2.035
80	El Peñon	Rio Gran d.e de San Vicente	La Libertad	13.9855	89.3947	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	21.91	0.482	120.0	1.366	300	n.d.	0.466	2.212
81	Guayapa V	Rio Guayapa	Ahuachapán	13.9476	89.9636	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	31.26	0.581	100.0	2.518	280	n.d.	0.466	2.310
82	Rio Rio / Agua Caliente	Rio Rio / Rio Agua Caliente	Ahuachapán	14.0387	89.8397	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	205.44	2.109	60.0	1.950	1.330	SANP	0.958	6.906
83	El Chorrón	Rio Chorrón	La Libertad	13.6178	89.3460	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	12.60	0.277	180.0	2.057	515	n.d.	0.418	1.903
84	Santa Lucía	Rio Tamarique	La Libertad	13.5962	89.4202	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.58	0.411	280.0	957	885	n.d.	0.968	3.609
85	El Rosario I	Rio El Rosario	Ahuachapán	13.7531	89.8731	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	21.56	0.847	60.0	2.484	230	n.d.	0.423	2.155
86	Maishapula	Rio Maishapula	Ahuachapán	13.8444	89.9520	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.29	0.239	160.0	1.754	500	SANP	0.320	1.528
87	Asesecco (Presas I & 2)	Rio Asesecco / Rio Viejo	Cabañas	13.8793	88.9226	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.86	0.864	60.0	2.715	145	n.d.	0.435	2.105
88	Miamundo	Qda. Miamundo	Chalatenango	14.2368	89.1353	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.53	0.287	200.0	631	735	n.d.	0.480	1.877
89	Tilapa II	Rio Gran d.e de Chalatenango	Chalatenango	14.2327	89.0976	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	31.71	2.867	80.0	2.486	230	n.d.	1.925	6.402
90	El Faro (Presas I & 2)	Rio Los Leones / Rio La Matquina	La Libertad	13.5990	89.3661	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.44	0.231	220.0	2.632	620	n.d.	0.426	1.750
91	Santa María	Rio Tihua	La Paz	13.5893	89.1307	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	19.85	0.649	160.0	3.049	290	n.d.	0.874	3.264
92	El Molino II	Rio El Molino	Ahuachapán	13.9060	89.8345	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	24.58	0.272	100.0	2.221	820	n.d.	0.721	1.523
93	San Pedro I	Rio San Pedro	Ahuachapán	13.7386	89.8057	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	20.83	0.697	60.0	1.520	410	n.d.	0.344	1.944
94	Ashuquema I	Rio Ashuquema	Ahuachapán	13.9420	89.9720	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	28.05	0.288	80.0	2.431	505	n.d.	0.189	1.361
95	El Caba	Rio El Narango	Ahuachapán	13.7948	89.9263	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.16	0.548	100.0	2.352	610	n.d.	0.451	2.156
96	El Rosario IV	Rio El Rosario	Ahuachapán	13.8103	89.8788	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	8.24	0.372	100.0	1.849	195	n.d.	0.313	1.496
97	Sunzacuapa II	Rio Sunzacuapa	Ahuachapán	13.7681	89.8283	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.13	0.272	80.0	356	150	n.d.	0.184	1.060
98	Tizapa II	Rio Tempisque	Cuscatlán	13.7917	88.9461	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.86	0.833	60.0	1.812	220	n.d.	0.418	1.907
99	San Isidro	Rio Sansipa	La Libertad	13.6160	89.4840	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	9.64	0.315	180.0	2.205	390	n.d.	0.477	1.782
100	Cautu	Rio Cautu	Ahuachapán	13.8035	89.8641	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.93	0.141	160.0	1.498	245	n.d.	0.191	0.971
101	Loma de San Juan	Rio Huiza	San Salvador	13.5449	89.2304	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	69.44	1.900	60.0	1.628	215	n.d.	0.954	3.837
102	San Juan Buenavista	Rio Aquiquiquillo	La Libertad	13.5362	89.2719	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	17.34	0.693	160.0	1.768	390	SANP	0.918	3.063
103	Los Pozos	Rio Los Pozos	Chalatenango	14.3289	89.1455	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.75	0.700	140.0	1.085	260	n.d.	0.827	2.791
104	Los Pueblos II	Rio de Los Pueblos	Cabañas	13.8643	88.6969	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	24.10	1.881	80.0	2.848	345	n.d.	1.247	4.627
105	El Jicaró (Presas I & 2)	Rio Chukuma/Grand. de San Vicente	La Libertad	13.5933	89.4021	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	18.06	0.591	100.0	2.726	225	n.d.	0.496	1.851
106	Guatuno	Rio Guatuno	Cabañas	13.7670	88.8046	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	19.81	2.661	n.d.	1.122	90	n.d.	0.897	3.647
107	Guascoran	Rio el Sauce	La Unión	13.6446	87.7524	Inventory	CEL-UCA 1989	Transenergía, PNUD/G	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	12.500	38.000
108	El Diamante II	Rio El Diamante	Ahuachapán	13.7672	89.9006	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.83	0.267	100.0	2.076	725	n.d.	0.218	1.333
109	Rio Nejapa I	Rio Nejapa	Ahuachapán	13.9336	89.9175	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	27.79	0.263	60.0	1.781	185	n.d.	0.132	1.000
110	Asuchio	Rio Asuchio	La Libertad	13.5618	89.3135	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	13.50	0.369	140.0	1.985	730	SANP	0.428	1.756
111	Agua Fria	Rio Agua Fria	Cabañas	13.8100	88.8215	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	14.79	1.987	60.0	1.750	480	n.d.	0.974	3.960
112	Chilama III	Rio Chilama	La Libertad	13.5367	89.3142	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	68.32	1.869	60.0	2.709	235	n.d.	0.934	3.796
113	Tehuachode	Rio Chichicalapa	San Salvador	13.5926	89.1514	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.72	0.252	160.0	2.638	315	n.d.	0.359	1.267
114	Tizapa IV	Rio Ajuluc	Cuscatlán	13.7649	88.9248	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	9.01	0.524	60.0	1.325	150	n.d.	0.265	1.284
115	Quezalete	Rio Quezalete	La Libertad	13.5989	89.2288	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	18.73	0.737	80.0	1.144	205	n.d.	0.495	1.651
116	El Anonal	Rio El Anonal	La Libertad	13.5565	89.4540	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	22.00	0.720	80.0	2.697	240	n.d.	0.481	1.794
117	Mzata I	Rio Mzata	La Libertad	13.5786	89.5516	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	35.28	1.627	80.0	2.397	355	n.d.	0.421	1.727
118	Los Pueblos I	Rio de Los Pueblos	Cabañas	13.8726	88.7215	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	35.16	1.273	40.0	2.078	355	n.d.	0.412	2.081
119	El Cutal	Rio Teostirre	Chalatenango	14.2258	89.0690	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.88	0.688	80.0	1.796	290	n.d.	0.445	1.618

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.7 Lista de Posibles Sitios para Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (3/4)

	Nombre de Proyecto		Río	Departamento	Latitud	Longitud	Etapa del Proyecto	Fuente Original	Actualizado por	Área de Drenaje	Caudal Diseño	Caida bruta	Longitud de la Canal	Longitud de tubería de presión	Área Natural Protegida	Potencia	Energía
No.	Project Name	River	Department	Latitude	Longitude	Project Stage	Original Source	Updated by	Catchment Area (km²)	Design Discharge (m³/s)	Gross Head (m)	Length of Canal (m)	Length of Pipe (m)	Natural Pipe (m)	Potential (MW)	Energy (MWh/Año)	
120	Tepachapa	Río Tepachapa	Cusatlán	13.7884	89.5756	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.03	0.690	40.0	1216	105	1.224		0.232	
121	El Silencio	Río Comalapa	La Paz	13.5940	89.1084	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	9.62	0.263	130.0	2580	330	0.287		0.287	1.178
122	Concepción Los Planes	Río Comalapa	La Paz	13.5674	89.0916	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	18.48	0.904	90.0	1540	465	0.450		0.450	1.680
123	El Rosario V	Río El Rosario	Ahuachapán	13.8182	89.8830	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.89	0.271	80.0	1391	195	0.182		0.182	951
124	El Escalón	Río Aduisiquillo	La Libertad	13.5564	89.2469	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	15.37	0.503	100.0	1828	365	0.420		0.420	1.567
125	Culapan	Río Culapan	San Salvador	13.5969	89.1825	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.93	0.243	120.0	2554	505	0.422		0.422	1.575
126	Río Ceniza (Pres. 1 & 2)	Río Ceniza	Sonsonate	13.712	89.7030	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	31.64	0.688	60.0	1566	735	0.330		0.330	1.780
127	Palapalapa/Río El Paraíso	Río Palapalapa	San Salvador	13.5649	89.1598	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.66	0.237	140.0	3799	275	0.278		0.278	1.143
128	Guayapa VI	Río Guayapa	Ahuachapán	13.8328	89.9305	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.66	0.262	80.0	1144	270	0.175		0.175	915
129	Caura II	Río Caura	Ahuachapán	13.7754	89.8604	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	13.60	0.455	60.0	2192	485	0.233		0.233	1.259
130	Guayapa II	Río Guayapa	Ahuachapán	13.9284	89.9511	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	25.95	0.265	60.0	3015	325	0.131		0.131	947
131	San Benito (Pres. 1 & 2)	Río Huiza / Río Toxis	La Libertad	13.5925	89.4340	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.75	0.981	100.0	2.611	375	0.483		0.483	1.613
132	Tecomate	Río Culapan	San Salvador	13.5794	89.1882	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	19.46	0.636	80.0	2447	375	0.421		0.421	1.572
133	Tiapa II	Río Los Trocos / Río Matapano	Chalatenango	14.2371	89.1150	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.39	0.578	100.0	2066	465	0.480		0.480	1.619
134	San Rafael (Pres. 1 & 2)	Río Los Trocos / Río Matapano	La Libertad	13.6417	89.4770	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.07	0.138	200.0	2370	690	0.232		0.232	955
135	Avacachapa II	Río Avacachapa	Sonsonate	13.6506	89.5371	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	11.34	0.371	100.0	1540	195	0.312		0.312	1.166
136	Avacachapa I	Río Avacachapa	Sonsonate	13.9282	89.5561	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	16.97	0.668	80.0	2618	175	0.448		0.448	1.465
137	Sunzacapa I	Río Sunzacapa	Ahuachapán	13.7237	89.8238	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	20.08	0.936	40.0	1923	237	0.197		0.197	1.183
138	Tiapa I	Río Gran di e de Chalatenango	Chalatenango	14.2154	89.5709	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	40.32	3.101	40.0	1330	230	1.025		1.025	3.680
139	Aparcoyo II	Río Aparcoyo	Sonsonate	13.6516	89.0789	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.61	0.495	100.0	2310	250	0.416		0.416	1.388
140	Tirapa III	Río Camalete	Cusatlán	13.7902	88.9363	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	2.87	0.235	100.0	592	140	0.198		0.198	800
141	Río Nejaña II	Río Nejaña	Ahuachapán	13.9203	89.8979	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	25.14	0.258	60.0	1813	560	0.126		0.126	907
142	El Rosario II	Río El Rosario	Ahuachapán	13.7880	89.8750	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.93	0.586	40.0	621	190	0.195		0.195	994
143	Guayapa / Q'ola Los Chorrros	Río Guayapa	Ahuachapán	13.8455	89.9282	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.92	0.176	100.0	769	150	0.149		0.149	713
144	Mizata II	Río Mizata	La Libertad	13.6137	89.5317	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.76	0.404	80.0	2106	225	0.270		0.270	1.109
145	Sunzacapa II	Río Sunzacapa	Ahuachapán	13.7414	89.8198	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	17.61	0.899	40.0	1749	275	0.193		0.193	1.060
146	El Tablón	Quebrada El Aguacate	La Libertad	13.5633	89.3746	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.37	0.143	160.0	1879	140	0.194		0.194	723
147	El Diamante I	Río El Diamante	Ahuachapán	13.7310	89.9045	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	18.13	0.713	40.0	2417	210	0.235		0.235	1.196
148	El Rosario VI	Río El Rosario	Ahuachapán	13.8262	89.8863	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	5.46	0.246	80.0	940	240	0.165		0.165	789
149	Talquezalal	Río Talquezalal	Chalatenango	14.2894	89.1316	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.82	0.269	150.0	832	265	0.421		0.421	1.238
150	El Centro	Río Pepetapa	La Paz	13.5974	89.0623	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.30	0.502	100.0	2700	590	0.336		0.336	1.119
151	Guayapa III (Pres. 1 & 2)	Río Guayapa	Ahuachapán	13.9006	89.9135	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	16.65	0.144	80.0	2714	705	0.093		0.093	733
152	Mizata II	Río Mizata	La Libertad	13.6247	89.5190	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	9.36	0.256	100.0	1963	240	0.215		0.215	883
153	Avacachapa I	Río Avacachapa	Sonsonate	13.5938	89.5708	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	34.08	0.651	40.0	1727	105	0.218		0.218	1.056
154	Comizapa	Río Comizapa	Cusatlán	13.8587	88.9661	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	2.52	0.180	100.0	898	155	0.152		0.152	673
155	Las Mesas	Río El Nacimiento	Ahuachapán	13.7906	89.9111	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.45	0.048	220.0	3015	325	0.068		0.068	513
156	San Ignacio	Río San Ignacio	Chalatenango	14.3288	89.1968	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.50	0.875	60.0	1023	190	0.441		0.441	1.269
157	Ashuqueña II	Río Ashuqueña	Ahuachapán	13.9226	89.9544	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	22.53	0.250	60.0	1391	730	0.120		0.120	822
158	El Matiz ano	Río El Matiz ano	Ahuachapán	13.6098	89.5025	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.12	0.102	200.0	1948	140	0.173		0.173	648
159	Siberia	Río El Zonte	La Libertad	13.5738	89.4538	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	17.41	0.476	60.0	1625	180	0.240		0.240	965
160	Joya Verde	Río Taullio	La Libertad	13.5367	89.4890	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.48	0.178	120.0	2207	350	0.178		0.178	731
161	Ahuachaplo III	Río Ahuachaplo	Ahuachapán	13.7986	89.9583	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.36	0.133	100.0	1966	190	0.112		0.112	583
162	Aparcoyo III	Río Aparcoyo	Sonsonate	13.6631	89.5479	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.65	0.155	120.0	1457	210	0.156		0.156	641
163	Tazulá	Río Tazulá	Sonsonate	13.6882	89.5818	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.62	0.209	100.0	1770	250	0.175		0.175	719
164	Metabo I	Río Metabo	Ahuachapán	13.7157	89.8581	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	7.39	0.138	60.0	3015	325	0.068		0.068	517
165	Ahuachaplo II	Río Ahuachaplo	Ahuachapán	13.7850	89.9733	Pre-Feasibilidad	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.22	0.226	60.0	n.d.	n.d.	0.113		0.113	493
166	El Izcantal IV	Río Izcantal	Ahuachapán	13.8160	89.9612	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	2.89	0.088	110.0	1983	395	0.080		0.080	487
167	Los Ausoles	Río Los Ausoles	Ahuachapán	13.9332	89.8165	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	13.33	0.137	60.0	2022	345	0.068		0.068	490
168	Guayapa IV	Río Guayapa	Ahuachapán	13.8750	89.9163	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.02	0.052	140.0	1022	840	0.060		0.060	430
169	Mizata IV	Río Mizata	La Libertad	13.6348	89.5063	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.08	0.231	100.0	848	560	0.191		0.191	715
170	El Izcantal III	Río Izcantal	Ahuachapán	13.8001	89.9746	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.53	0.131	60.0	1766	285	0.065		0.065	444
171	Quebrada Hon.d.a	Quebrada Hon.d.a	Chalatenango	14.2323	89.2393	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.74	0.266	80.0	1541	330	0.177		0.177	649
172	Thuchila I	Río Thuchila	Ahuachapán	13.7397	89.8906	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.05	0.109	80.0	757	755	0.071		0.071	459
173	Río Nejaña III	Río Nejaña	Ahuachapán	13.8608	89.8880	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	10.94	0.121	60.0	1780	340	0.060		0.060	412
174	El Izcantal I	Río Izcantal	Ahuachapán	13.7782	89.9959	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	11.14	0.180	40.0	922	495	0.058		0.058	462
175	La Soledad I	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapán	13.8361	90.0161	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	10.23	0.121	70.0	1874	370	0.170		0.170	415
176	El Sauce (Pres. 1 & 2)	Río El Carrazo/ Río de Cupa	La Libertad	13.5441	89.5244	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	16.25	0.263	60.0	2362	645	0.127		0.127	641
177	La Soledad I & 2)	Río La Soledad I	Ahuachapán	13.8511	90.0023	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.07	0.084	100.0	2074	620	0.069		0.069	416
178	La Soledad I	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapán	13.7531	89.8526	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	2.74	0.108	80.0	1253	290	0.072		0.072	378
179	Toscozaco	Río Toscozaco	Ahuachapán	12.7504	89.8012	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	4.17	0.126	60.0	1890	265	0.063		0.063	278

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Tabla S.7

No.	Nombre de Proyecto	Río	Departamento	Latitud	Longitud		Etapa del Proyecto	Fuente Original	Actualizado por	Área de Drenaje	Caudal Disfrio	Calda bruta	Longitud de la Canal	Longitud de presión	Área Natural Protegida	Potencia	Energía						
					Longitude	Latitude												Length of Canal	Length of Pedock	Natural Protect Area	Potential	Energy	
	Project Name	River	Department					Original Source	Updated by	Catchment Area (km²)	Design Discharge (m³/s)	Gross Head (m)	(m)	(m)	(SAMP)	(MW)	(MWH/año)						
180	Ashuqueña II (Presas 1 & 2)	Río Ashuqueña / Río Isicanebo	Ahuachapán	13.8865	89.9406	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		6.41	0.099	80.0	891	335		0.066	362						
181	Río Chuquito	Río Chuquito	Cabañas	13.7794	89.8428	Inventory	CEL-UCJA 1989	JICA Study Team		6.02	0.147	40.0	898	720		0.046	384						
182	Casa de Piedra	Río Casa de Piedra	San Salvador	13.6277	89.2174	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		4.14	0.091	100.0	3.179	170		0.078	347						
183	Tizapá V	Río Paso Honda	Cuscatlán	13.7607	89.9003	Inventory	CEL-UCJA 1989	JICA Study Team		1.61	0.104	80.0	1.897	290		0.070	327						
184	Los Magros	Río San Antonio	Sonsorate	13.7511	89.7414	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		3.92	0.131	60.0	708	450		0.065	328						
185	El Quequesisque II	Río El Quequesisque	Ahuachapán	13.8683	89.9955	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		4.23	0.081	100.0	1.430	240		0.068	308						
186	El Izcanel II	Río Izcanel	Ahuachapán	13.7924	89.9876	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		8.50	0.144	40.0	3.590	495	SANP	0.045	355						
187	La Soledad IV (Presas 1 & 2)	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapán	13.8681	89.9722	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		1.77	0.042	200.0	986	338	SANP	0.070	274						
188	Tizapá I	Río El Rosario	Cuscatlán	13.8001	89.9611	Inventory	CEL-UCJA 1989	JICA Study Team		2.10	0.136	60.0	1.639	228		0.068	311						
189	Telescalquie	Río Telescalquie	Sonsorate	13.6287	89.5873	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		3.09	0.085	100.0	1.522	185		0.071	292						
190	Los Interfinitos	Qda. Los Interfinitos	Chalatenango	14.2763	89.0897	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		0.97	0.051	100.0	1.320	685		0.067	279						
191	La Soledad III	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapán	13.8559	89.9837	Inventory	CEL-UCJA 1989	JICA Study Team		4.43	0.093	100.0	2.864	230	SANP	0.044	266						
192	El Quequesisque I	Río El Quequesisque	Ahuachapán	13.8550	90.0095	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		7.25	0.120	60.0	791	325		0.060	289						
193	Avacachapa IV (Presas 1 & 2)	Río Estusuche / Río Cacaguayo	Sonsorate	13.6133	89.5533	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		6.65	0.127	80.0	1.843	285		0.063	300						
194	Sunzapá I	Río Sunzapá	Sonsorate	13.6085	89.5990	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		3.73	0.102	80.0	1.658	250		0.068	279						
195	Ojusico I	Río Ojusico	Sonsorate	13.6013	89.5935	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		5.40	0.119	60.0	2.495	155		0.060	267						
196	Shuapalapa I	Río Shuapalapa	Sonsorate	13.5648	89.5780	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		3.29	0.053	100.0	1.633	550		0.044	225						
197	Ojusico II	Río Ojusico	Sonsorate	13.6159	89.5744	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		1.27	0.050	160.0	2.469	270		0.067	224						
198	Anuachapalo I	Río Anuachapalo	Ahuachapán	13.8213	89.9448	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		0.53	0.024	200.0	892	490	SANP	0.040	192						
199	Anacoyero (Presas 1 & 2)	Río Anacoyero / Río Telescalquie	Sonsorate	13.6347	89.5904	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		20.42	0.112	40.0	1.056	800		0.034	232						
200	Chigalapa I	Río Chigalapa	Ahuachapán	13.8606	90.0259	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		3.87	0.046	80.0	2.237	390		0.030	181						
201	Culapa I	Río Culapa	Ahuachapán	13.7669	89.9507	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		1.91	0.051	80.0	2.958	1,490		0.031	203						
202	Sunzapá II	Río Sunzapá	Sonsorate	13.6193	89.5865	Inventory	CEL-UCJA 1989	JICA Study Team		1.96	0.043	100.0	1.462	295		0.038	165						
203	Chagalapa I	Río Chagalapa	Ahuachapán	13.8701	90.0058	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		1.77	0.042	120.0	1.871	530		0.042	164						
204	Río Frío	Río Frío	Sonsorate	13.7425	89.7486	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		1.16	0.047	80.0	1.320	290		0.031	143						
205	Tiamica	Río Tiamica	Ahuachapán	13.8783	90.0395	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		2.27	0.043	80.0	1.588	350		0.029	131						
206	Tiutucha II	Río Tiutucha	Ahuachapán	13.7531	89.8910	Inventory	CEL-UCJA 1989	JICA Study Team		0.28	0.006	100.0	900	485		0.005	35						
207	Huiscoyol	Río Huiscoyol	Ahuachapán	13.8573	90.0152	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		0.32	0.006	100.0	1.712	480		0.005	25						
208	Shuapalapa II	Qda. El Tambor	Sonsorate	13.5758	89.5634	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		0.58	0.005	100.0	1.787	215		0.004	25						
209	Quehrada Seca	Quehrada Seca	Sonsorate	13.5806	89.6045	Inventory	INGENDE HSA	JICA Study Team		0.77	0.004	80.0	1.589	445		0.003	20						
Totales																	20	180,759	756,000	756,000	756,000		
None: Italic number was estimated values.																	Max = 17,000		74,460	74,460	74,460	74,460	
																	Min =		0.003	0.003	0.003	0.003	0.003

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

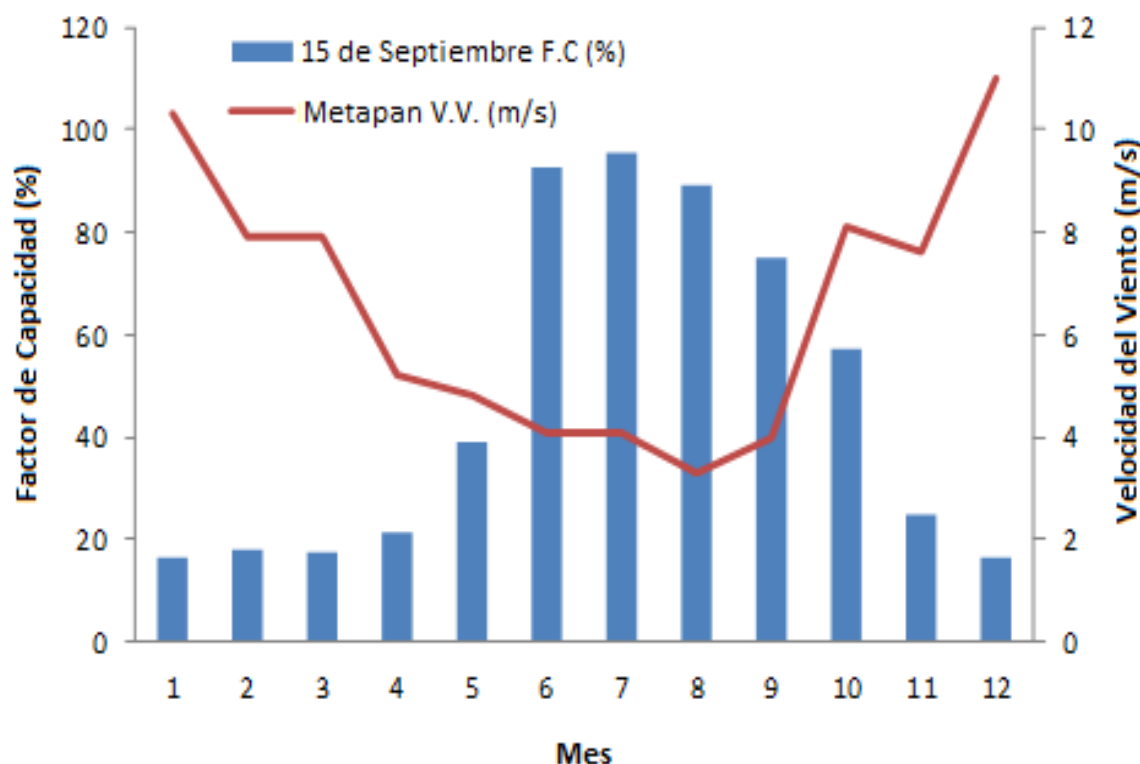
Tabla S.8 Valores Financieros de Sitios Potenciales de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (1/2)

No.	Nombre de Proyecto	Etapas del Proyecto	Área Natural Protegida	Potencia	Energía	Factor de planta	Inversión Total	Costo/kW	Generación de costos	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco) Project Base (without Bank Loan)			Base del Inversionista (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank Loan)			Fase del proyecto
	Project Name	Project Stage	Natural Protect Area	Potential	Energy	Plant Factor	Investment Cost	Cost/kW	Generation Cost	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	Project Phase
			(SAMP)	(MW)	(MWh/Año)		(x 1,000 US\$)	(US\$/kW)	(US\$/kWh)	(%)	(x1,000 US\$)		(%)	(x1,000 US\$)		
1	El Calambre	Construcción		0.058	311	61%	146	2,512	0.062	16.5%	82	1.17	39.4%	207	1.83	1
2	Mirazalco	Construcción		3.570	14,762	55%	9,959	2,958	0.089	29.3%	8,830	1.67	29.3%	9,475	1.76	1
3	Guajapaca	Financiamiento		1.000	5,193	79%	1,475	1,475	0.032	26.0%	614	1.70	30.5%	5,893	2.94	1
4	Ilopango Aguacayo	Financiamiento		17,000	74,489	50%	51,000	3,000	0.090	17.7%	45,746	1.70	29.5%	49,047	1.89	1
5	San Luis IV	Bid Process		1.500	6,570	50%	5,250	3,500	0.105	16.3%	2,953	1.43	22.4%	3,293	1.50	1
6	Sumpul	De Registro SIGET		16,200	64,043	45%	48,600	3,000	0.100	17.9%	35,075	1.58	25.8%	38,221	1.67	1
7	Sucio, Los Tetuntes	De Registro SIGET		6.600	28,908	50%	19,800	3,000	0.090	19.5%	17,481	1.69	29.2%	18,762	1.78	1
8	La Joya	De Registro SIGET		3.000	13,140	50%	9,000	3,000	0.090	19.2%	7,696	1.65	26.8%	8,279	1.74	1
9	San Francisco	De Registro SIGET		1.000	4,380	50%	3,000	3,000	0.090	18.2%	2,261	1.53	26.4%	2,455	1.61	1
10	La Colmena (El Volcán)	De Registro SIGET		0.097	450	53%	290	2,986	0.085	15.3%	124	1.10	28.0%	259	1.63	1
11	Quebrada la Cueva / San Jose	De Registro SIGET		0.065	455	80%	294	4,527	0.085	13.2%	88	1.10	28.0%	262	1.63	1
12	Santa Rosa (El Riachuelo)	De Registro SIGET		0.038	260	78%	180	4,737	0.091	11.8%	30	1.00	22.7%	116	1.43	1
13	Aeshucillas (Rehabilitación)	Rehabilitación		0.630	2,759	50%	1,800	3,000	0.090	17.6%	1,300	1.46	25.0%	1,422	1.53	1
14	San Esteban	Rehabilitación		0.751	3,803	50%	4,858	6,472	0.195	8.8%	689	0.88	8.8%	734	0.93	1
15	Cucumacayan (Reconversion)	Reconversion		2.300	17,895	89%	967	967	0.018	42.0%	261	1.76	164.1%	19,707	4.25	1
16	Achagua (Rehabilitación)	Rehabilitación		0.120	526	50%	360	3,000	0.090	18.2%	270	1.53	26.4%	294	1.60	1
17	Sapuyo (Rehabilitación)	Rehabilitación		0.060	263	50%	180	3,000	0.090	16.6%	107	1.38	23.1%	119	1.44	1
18	Chorreron Jiboa	Factibilidad		2.000	8,760	50%	6,000	3,000	0.090	19.0%	4,979	1.62	28.1%	5,367	1.70	1
19	La Montañita	Factibilidad		0.900	3,942	50%	2,700	3,000	0.090	18.2%	2,034	1.53	26.4%	2,208	1.61	1
20	El Sapo	Factibilidad		0.060	263	50%	180	3,000	0.090	31.0%	11,010	3.32	23.1%	119	1.44	1
21	San Luis II	Factibilidad		0.600	2,628	50%	1,800	3,000	0.090	17.4%	1,218	1.45	24.8%	1,335	1.52	1
22	Sonzacate (Nahuazallo II)	Factibilidad		3.839	16,816	50%	9,450	2,461	0.074	22.3%	9,758	2.18	27.3%	12,427	2.00	1
23	Potenillos	Factibilidad		0.320	2,600	93%	976	3,049	0.049	18.4%	257	1.50	59.1%	2,292	2.52	1
24	Guaniquial - Poza Honda	Factibilidad		0.131	510	44%	345	2,637	0.089	14.7%	140	1.43	26.7%	287	1.61	1
25	La Cabaña	Factibilidad		0.980	4,300	50%	2,600	2,600	0.080	11.4%	181	1.40	31.4%	2,731	1.75	1
26	La Loma	Factibilidad		0.055	298	83%	270	4,905	0.089	16.0%	136	1.15	25.7%	212	1.45	1
27	El Progreso	Factibilidad		0.033	280	97%	200	6,061	0.094	11.8%	34	1.00	22.2%	124	1.42	1
28	Araute	Factibilidad		0.033	284	98%	99	3,000	0.046	30.6%	206	1.98	54.9%	212	2.05	1
29	Cumaro	Factibilidad		0.040	175	50%	120	3,000	0.090	15.0%	53	1.26	26.9%	61	1.30	1
30	El Naranjo	Factibilidad		0.031	146	54%	97	3,124	0.087	10.3%	2	0.85	11.1%	44	1.26	1
31	Quezalapa	Diseños Básicos		1.050	2,628	29%	3,150	3,000	0.158	9.9%	26	0.99	11.9%	178	1.05	1
32	Tihuapa 1	Diseños Básicos		1.315	3,870	34%	3,945	3,000	0.134	12.3%	794	1.16	15.1%	1,049	1.22	1
33	Tihuapa 2	Diseños Básicos		0.900	2,580	33%	2,700	3,000	0.138	11.6%	359	1.10	13.8%	534	1.16	1
34	San Simón 1	Diseños Básicos		0.900	2,040	26%	2,700	3,000	0.174	8.6%	304	0.91	9.1%	130	0.96	1
35	San Simón 2	Diseños Básicos		0.915	2,484	31%	2,745	3,000	0.146	10.9%	201	1.06	12.6%	379	1.11	1
36	San Simón 3	Diseños Básicos		0.870	2,570	34%	2,610	3,000	0.134	11.9%	427	1.12	14.3%	596	1.18	1
37	Tihuapa 3	Diseños Básicos		2.780	6,802	63%	6,300	3,000	0.122	14.2%	2,305	1.27	18.4%	2,713	1.86	1
38	Tihuapa 5	Diseños Básicos		1.410	5,673	46%	4,200	3,000	0.098	17.0%	2,757	1.48	24.3%	3,031	1.59	1
39	Cuyapa	Diseños Básicos		1.020	2,840	32%	3,060	3,000	0.142	11.2%	315	1.08	13.2%	513	1.13	1
40	Suquapa	Diseños Básicos		3.530	13,630	44%	10,590	3,000	0.102	17.2%	6,886	1.51	24.2%	7,571	1.59	1
41	Gr. Chalatenango	Diseños Básicos		1.630	3,680	26%	4,890	3,000	0.175	9.3%	279	0.95	10.1%	37	1.01	1
42	Sucio 3	Diseños Básicos		2.025	11,149	63%	6,075	3,000	0.072	23.5%	7,849	1.91	38.1%	8,242	2.01	1
43	Polorós	Diseños Básicos		2.025	5,250	30%	6,075	3,000	0.152	11.2%	597	1.08	13.1%	991	1.14	1
44	Huiza 2	Diseños Básicos		2.100	6,009	33%	6,300	3,000	0.138	12.4%	1,330	1.17	15.3%	1,738	1.24	1
45	Santo Domingo (Presas 1 & 2 & 3)	Pre Factibilidad		1.540	7,885	58%	2,958	2,881	0.087	23.4%	3,969	2.29	35.9%	5,579	1.92	1
46	Chacala Los Apantes (Presas 1 & 2)	Pre Factibilidad		1.500	8,126	62%	4,498	3,124	0.094	22.0%	3,492	2.14	36.8%	5,825	1.95	1
47	Santa Rita	Pre Factibilidad		3.351	13,503	50%	21,220	2,539	0.076	21.7%	20,688	2.11	36.3%	27,252	2.00	1
48	Milingo (Reconversion)	Pre Factibilidad		0.800	3,504	50%	2,225	2,781	0.084	42.0%	261	1.76	28.8%	2,061	1.69	1
49	Copinula I	Pre Factibilidad		0.603	2,641	50%	2,155	3,573	0.107	14.1%	653	1.35	19.8%	1,059	1.37	1
50	San José Loma	Pre Factibilidad		1.901	8,327	50%	7,797	4,101	0.123	13.3%	1,804	1.26	18.3%	3,354	1.37	1
51	Cara Sucia (Presas 1 & 2)	Pre Factibilidad	SAMP	0.584	2,559	50%	2,560	4,382	0.132	11.1%	201	1.09	14.6%	624	1.19	1
52	San Pedro II	Pre Factibilidad		0.397	1,739	50%	1,641	4,134	0.124	11.0%	117	1.08	18.1%	685	1.35	1
53	Copinula II	Pre Factibilidad		0.487	2,132	50%	2,266	4,655	0.140	10.0%	7	1.00	15.5%	653	1.25	1
54	Qbda El Naranjo al Naranjo	Pre Factibilidad		0.080	350	50%	240	3,000	0.090	17.4%	162	1.45	24.7%	177	1.52	1
55	Qbda El Singual, al Cuyapo	Pre Factibilidad		0.058	254	50%	174	3,000	0.090	16.5%	102	1.37	22.9%	113	1.43	1
56	Venecia Prusia	Pre Factibilidad		1.200	5,256	50%	3,600	3,000	0.090	18.5%	2,804	1.56	27.0%	3,037	1.64	1
57	Las Plonras	Pre Factibilidad		1.100	2,961	31%	3,268	2,971	0.145	9.9%	17	0.99	12.8%	489	1.12	1
58	Copinula	Pre Factibilidad		0.241	1,055	50%	1,371	5,691	0.171	5.2%	400	0.67	10.9%	67	1.04	1
59	Santa Emilia I	Pre Factibilidad		0.500	2,180	50%	1,500	3,000	0.140	17.0%	946	1.41	23.8%	1,044	1.47	1
60	Santa Emilia II	Pre Factibilidad		0.500	2,180	50%	1,500	3,000	0.090	17.0%	946	1.41	23.8%	1,044	1.47	1
61	Torola	Inventory		4.321	18,667	49%	4,710	1,090	0.033	26.0%	1,530	1.78	89.7%	18,607	3.20	2
62	Copinula III	Inventory		0.463	3,187	79%	1,636	3,533	0.068	24.9%	2,364	2.02	41.4%	2,470	2.11	2
63	La Calzadora I	Inventory		0.432	2,300	61%	1,308	3,028	0.075	22.6%	1,564	1.85	36.0%	1,648	1.94	2
64	Los Hervideros I	Inventory		0.993	5,457	63%	2,934	2,954	0.071	23.2%	3,688	1.85	37.3%	3,878	1.93	2
65	Los Hervideros II (Presas 1 & 2)	Inventory		0.435	3,136	82%	1,902	4,372	0.080	21.5%	2,064	1.80	33.6%	2,187	1.89	2
66	Malancola	Inventory		4.175	17,688	48%	10,926	2,617	0.081	21.3%	11,575	1.79	33.0%	12,282	1.88	2
67	Grande de San Miguel, Sn Juan	Inventory		4.500	19,710	50%	13,500	3,000	0.132	19.4%	11,773	1.67	29.0%	12,647	1.76	2
68	Grande de San Miguel, San José	Inventory		3.200	14,016	50%	9,600	3,000	0.132	19.3%	8,240	1.65	28.7%	8,861	1.74	2
69	Chilama I (Presas 1 & 2)	Inventory		2.623	7,840	34%	5,197	1,861	0.087	19.9%	4,562	1.64	29.1%	4,898	1.73	2
70	Guayapa I	Inventory		0.467	2,699	50%	3,604	3,604	0.091	19.1%	1,502	1.64	28.3%	1,618	1.72	2
71	La Calzadora II	Inventory		0.457	2,434	61%	1,677	3,670	0.091	19.0%	1,401	1.63	28.2%	1,509	1.72	2
72	El Jabio	Inventory		2.000	8,760	50%	6,000	3,000	0.132	19.0%	4,979	1.62	28.1%	5,367	1.70	2
73	El Rosario II	Inventory		0.498	2,606	60%	1,848	3,711	0.093	18.6%	1,460	1.60	27.2%	1,580	1.69	2
74	San Sebastián	Inventory		0.480	2,317	55%	1,656	3,449	0.094	18.4%	1,276	1.59	26.8%	1,383	1.67	2
75	Chilama II	Inventory		0.457	2,343	59%	1,695	3,708	0.095	18.2%	1,273	1.57	26.4%	1,383	1.66	2
76	El Molino I	Inventory		0.260	1,876	82%	1,345	5,175	0.094	18.2%	1,010	1.57	26.4%	1,097	1.65	2
77	Guayapa I	Inventory	SAMP	0.450	2,353	60%	1,723	3,830	0.096	18.0%	1,260	1.56	26.0%	1,372	1.64	2
78	El Refugio	Inventory		0.465	2,243	55%	1,649	3,545	0.097	17.9%	1,191	1.55	25.8%	1,298	1.64	2
79	Los Toles	Inventory		0.428	2,035	54%</										

Tabla S.8 Valores Financieros de Sitios Potenciales de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (2/2)

No.	Nombre de Proyecto	Etapas del Proyecto	Área Natural Protegida	Potencia	Energía	Factor de planta	Inversión Total	Costo/kW	Generación de costos	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco) Project Base (without Bank Loan)			Base del Inversionista (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank Loan)			Fase del proyecto
	Project Name	Project Stage	Natural Protect Area	Potential	Energy	Plant Factor	Investment Cost	Cost/kW	Generation Cost	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	Project Phase
			(SANP)	(MW)	(MWh/año)		(x 1,000 US\$)	(US\$/kW)	(US\$/kWh)	(%)	(x1,000 US\$)		(%)	(x1,000 US\$)		
110	Asuchío	Inventory	SANP	0.428	1,756	47%	1,725	4.031	0.129	13.5%	525	1.25	17.1%	637	1.32	
111	Agua Fria	Inventory		0.974	3,960	46%	3,678	3.776	0.122	13.7%	1,187	1.25	17.5%	1,425	1.31	3
112	Chilama III	Inventory		0.934	3,756	46%	3,491	3.738	0.122	13.6%	1,101	1.24	17.3%	1,327	1.31	3
113	Tehuachode	Inventory		0.339	1,267	43%	1,243	3.667	0.129	13.2%	352	1.23	16.7%	433	1.29	3
114	Tizapa IV	Inventory		0.265	1,284	55%	1,268	4.786	0.130	13.2%	351	1.22	16.6%	433	1.29	3
115	Quezalete	Inventory		0.495	1,651	38%	1,679	3.391	0.134	13.0%	437	1.21	16.2%	546	1.28	3
116	El Anonal	Inventory		0.481	1,794	43%	1,853	3.815	0.135	13.0%	474	1.21	16.2%	593	1.28	3
117	Mzala I	Inventory		0.421	1,727	47%	1,776	4.217	0.135	12.9%	445	1.21	16.0%	560	1.27	3
118	Los Pueblos I	Inventory		0.412	2,081	58%	2,176	5.281	0.138	12.8%	524	1.20	15.9%	665	1.27	3
119	El Cutal	Inventory		0.445	1,618	42%	1,675	3.764	0.136	12.8%	401	1.20	15.8%	509	1.26	3
120	Tepechapa	Inventory		0.232	1,224	60%	1,245	5.366	0.134	12.8%	298	1.19	15.8%	379	1.26	3
121	El Silencio	Inventory		0.287	1,178	47%	1,201	4.184	0.134	12.7%	281	1.19	15.7%	358	1.25	3
122	Concepción Los Planes	Inventory		0.450	1,680	43%	1,766	3.924	0.138	12.6%	396	1.18	15.5%	510	1.25	3
123	El Rosario V	Inventory		0.182	951	60%	1,001	5.502	0.139	12.6%	224	1.18	15.5%	289	1.25	3
124	El Escalón	Inventory		0.420	1,567	43%	1,641	3.908	0.138	12.6%	367	1.18	15.5%	474	1.25	3
125	Cuitapán	Inventory		0.422	1,575	43%	1,659	3.930	0.139	12.5%	362	1.18	15.4%	469	1.24	3
126	Río Ceniza (Presas 1 & 2)	Inventory		0.330	1,780	62%	1,898	5.751	0.140	12.4%	401	1.17	15.3%	524	1.24	3
127	Papaleguayo (Presas 1 & 2)	Inventory		0.278	1,143	47%	1,198	4.308	0.138	12.3%	241	1.16	15.1%	318	1.23	3
128	Guayapa VI	Inventory	SANP	0.175	915	60%	995	5.687	0.143	12.2%	185	1.15	14.8%	249	1.22	
129	Caula II	Inventory		0.223	1,259	64%	1,377	6.175	0.144	11.9%	223	1.13	14.3%	312	1.20	
130	Guayapa II	Inventory		0.131	947	83%	1,006	8.096	0.148	11.8%	165	1.13	14.2%	219	1.19	
131	San Benito (Presas 1 & 2)	Inventory		0.483	1,613	38%	1,807	3.742	0.148	11.8%	276	1.13	14.1%	393	1.19	3
132	Tecomate	Inventory		0.421	1,572	43%	1,758	4.176	0.147	11.8%	269	1.13	14.1%	383	1.19	3
133	Tilapa III	Inventory		0.480	1,619	39%	1,817	3.785	0.148	11.8%	276	1.13	14.1%	393	1.19	3
134	San Rafael (Presas 1 & 2)	Inventory		0.232	955	47%	1,022	4.406	0.141	11.9%	165	1.13	14.3%	231	1.19	
135	Ayacachapa III	Inventory		0.312	1,166	43%	1,275	4.088	0.144	11.8%	199	1.13	14.2%	282	1.19	3
136	Ayacachapa II	Inventory		0.448	1,495	38%	1,674	3.737	0.148	11.7%	250	1.12	14.1%	358	1.19	3
137	Sunzacuapa I	Inventory		0.197	1,183	69%	1,377	6.987	0.153	11.5%	176	1.11	13.6%	265	1.17	
138	Tilapa I	Inventory		1.025	3,680	41%	3,954	3.858	0.142	11.6%	552	1.11	13.9%	808	1.17	3
139	Apancoyo II	Inventory		0.416	1,388	38%	1,589	3.819	0.151	11.4%	193	1.10	13.5%	296	1.16	3
140	Tizapa III	Inventory		0.198	800	46%	927	4.682	0.153	11.3%	104	1.09	13.4%	164	1.16	
141	Río Nejapa II	Inventory		0.126	907	82%	1,062	8.425	0.154	11.3%	116	1.09	13.3%	185	1.15	
142	El Rosario III	Inventory		0.195	994	58%	1,179	6.048	0.156	11.2%	118	1.08	13.1%	194	1.15	
143	Guayapa IV (Presas 1 & 2)	Inventory	SANP	0.149	713	55%	836	5.609	0.154	11.1%	78	1.08	13.0%	132	1.14	
144	Mzala II	Inventory		0.270	1,109	47%	1,289	4.771	0.153	11.1%	118	1.08	13.0%	202	1.14	3
145	Sunzacuapa II	Inventory		0.193	1,090	64%	1,322	6.848	0.160	11.0%	110	1.07	12.8%	196	1.13	
146	El Tablón	Inventory		0.194	723	43%	870	4.484	0.158	10.8%	60	1.06	12.5%	116	1.12	
147	El Diamante I	Inventory		0.235	1,196	58%	1,436	6.109	0.158	10.8%	94	1.05	12.5%	187	1.11	
148	El Rosario VI	Inventory	SANP	0.165	789	55%	960	5.819	0.160	10.8%	61	1.05	12.4%	123	1.11	
149	Talquezalar	Inventory		0.421	1,238	34%	1,501	3.565	0.160	10.7%	88	1.05	12.3%	185	1.11	3
150	El Cedro	Inventory		0.336	1,119	38%	1,348	4.012	0.159	10.7%	78	1.05	12.3%	165	1.11	3
151	Guayapa III (Presas 1 & 2)	Inventory		0.093	733	90%	899	9.663	0.161	10.6%	47	1.04	12.2%	105	1.10	
152	Mzala III	Inventory		0.215	883	47%	1,055	4.907	0.157	10.5%	47	1.04	12.1%	116	1.09	
153	Ayacachapa I	Inventory		0.218	1,036	54%	1,266	5.806	0.161	10.4%	48	1.03	11.9%	130	1.09	
154	Comizapa	Inventory		0.152	673	51%	845	5.559	0.165	10.3%	21	1.02	11.7%	76	1.08	
155	Las Mesas	Inventory		0.089	513	66%	633	7.109	0.163	10.2%	12	1.02	11.6%	53	1.07	
156	San Ignacio	Inventory		0.441	1,269	33%	1,636	3.711	0.170	10.0%	5	1.00	11.3%	111	1.06	3
157	Ashuquema II	Inventory		0.120	822	78%	1,080	9.003	0.173	9.9%	-5	1.00	11.1%	65	1.05	
158	El Metazano	Inventory		0.148	648	42%	840	4.856	0.171	9.9%	-6	0.99	11.0%	48	1.05	
159	Siberia	Inventory		0.240	965	46%	1,237	5.153	0.169	9.9%	-13	0.99	11.0%	67	1.05	
160	Joya Verde	Inventory		0.178	731	47%	984	5.525	0.177	9.6%	-31	0.97	10.6%	32	1.03	
161	Aguachapio III	Inventory	SANP	0.112	583	59%	791	7.065	0.179	9.4%	-42	0.96	10.2%	9	1.01	
162	Apancoyo III	Inventory		0.156	641	47%	879	5.635	0.181	9.3%	-49	0.95	10.2%	8	1.01	
163	Tazulá	Inventory		0.175	719	47%	997	5.697	0.183	9.3%	-57	0.95	10.1%	7	1.01	
164	Metalio I	Inventory		0.068	517	87%	731	10.743	0.186	8.9%	-70	0.92	9.4%	-22	0.97	
165	Aguachapio II	Pre Factibilidad		0.113	493	50%	697	6.192	0.186	-3.3%	-418	0.31	9.4%	-24	0.97	
166	El Izcanal IV	Inventory		0.080	487	70%	693	8.663	0.187	8.7%	-72	0.91	9.3%	-28	0.96	
167	Los Ausoles	Inventory		0.068	490	82%	709	10.429	0.191	8.6%	-83	0.90	9.0%	-37	0.95	
168	Guayapa IV	Inventory		0.060	430	82%	615	10.247	0.189	8.5%	-74	0.90	9.0%	-34	0.95	
169	Mzala IV	Inventory		0.191	715	43%	1,079	5.648	0.199	8.5%	-136	0.89	8.9%	-66	0.94	
170	El Izcanal III	Inventory	SANP	0.065	444	78%	683	10.511	0.203	7.9%	-117	0.86	8.0%	-73	0.90	
171	Quebrada Honda	Inventory		0.177	649	42%	1,034	5.842	0.210	7.9%	-177	0.85	8.0%	-110	0.90	
172	Tihuicha I	Inventory		0.071	459	74%	721	10.152	0.207	7.8%	-132	0.84	7.8%	-86	0.89	
173	Río Nejapa III	Inventory		0.060	412	78%	677	11.288	0.217	7.3%	-151	0.81	7.1%	-107	0.86	
174	El Izcanal I	Inventory		0.058	462	91%	771	13.288	0.220	7.2%	-173	0.81	7.1%	-123	0.85	
175	La Soledad I	Inventory		0.070	415	68%	699	9.981	0.222	7.1%	-166	0.80	6.8%	-121	0.84	
176	El Sauce (Presas 1 & 2)	Inventory		0.127	641	58%	1,118	8.806	0.230	7.1%	-262	0.79	6.9%	-190	0.84	
177	La Soledad II	Inventory	SANP	0.069	416	69%	721	10.448	0.228	6.8%	-185	0.78	6.5%	-139	0.83	
178	Metalio II	Inventory		0.072	378	60%	651	9.042	0.227	6.8%	-170	0.78	6.4%	-128	0.82	
179	Texipulco	Inventory		0.063	378	68%	669	10.611	0.233	6.6%	-185	0.76	6.1%	-142	0.81	
180	Ashuquema III (Presas 1 & 2)	Inventory		0.066	362	63%	651	9.870	0.237	6.4%	-190	0.75	5.9%	-148	0.79	
181	Río Chiquito	Inventory		0.046	384	95%	718	15.609	0.246	6.1%	-222	0.73	5.5%	-175	0.78	
182	Casa de Piedra	Inventory		0.076	347	52%	683	9.989	0.260	5.7%	-237	0.70	4.9%	-193	0.74	
183	Tizapa V	Inventory		0.070	327	53%	664	9.480	0.267	5.4%	-243	0.68	4.5%	-200	0.72	
184	Los Milagros	Inventory		0.065	328	58%	680	10.454	0.273	5.2%	-257	0.67	4.3%	-213	0.71	
185	El Quequesisque II	Inventory		0.068	309	52%	642	9.444	0.274	5.2%	-247	0.67	4.2%	-205	0.71	
186	El Izcanal II	Inventory	SANP	0.045	355	90%	758	16.842	0.281	5.1%	-293	0.66	4.2%	-244	0.70	
187	La Soledad IV (Presas 1 & 2)	Inventory	SANP	0.070	274	45%	584	8.340	0.280	4.8%	-237	0.65	3.8%	-199	0.69	
188	Tizapa II	Inventory		0.068	311	52%	671	9.869	0.284	4.9%	-270	0.65	3.9%	-226	0.69	
189	Telescaligüe	Inventory		0.071	292	47%	635	8.949	0.287	4.8%	-261	0.64	3.7%	-220	0.68	
190	Los Infernillos	Inventory		0.067	279	48%	614	9.161	0.290	4.6%	-259	0.63	3.5%	-219	0.67	
191	La Soledad III	Inventory	SANP	0.044	266	69%	584	13.277	0.289	4.6%	-248	0.63	3.5%	-210	0.67	

capacidad de la central 15 de Septiembre es bajo.



(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de CEL y CNE.)

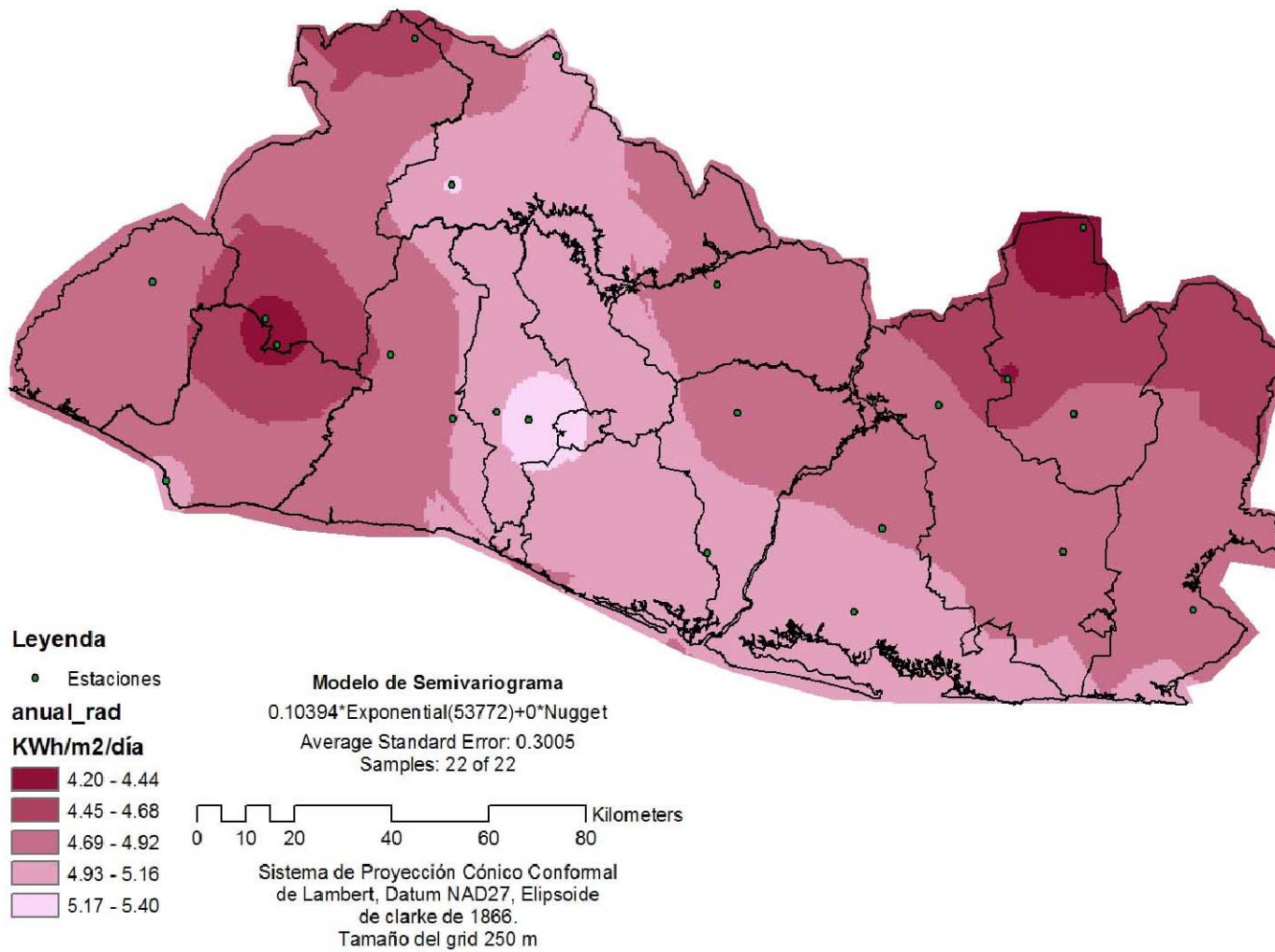
Figura 4.3.2 Velocidad del viento (en Metapán) y factor de capacidad (15 de Septiembre, energía hidroeléctrica)

4.4 Energía solar Fotovoltaica

La irradiación solar es alta en El Salvador, especialmente en los alrededores de San Salvador. En el área metropolitana de la región central es de hasta 5.3 kWh/m²/día. Existen muchos sistemas fotovoltaicos aislados, principalmente en regiones rurales y montañosas. El costo del sistema solar fotovoltaico sigue siendo alto, lo cual no permite su difusión. Existe un plan futuro que comprende la instalación de 17.8 MW de energía fotovoltaica solar en el país.

4.4.1 Situación actual

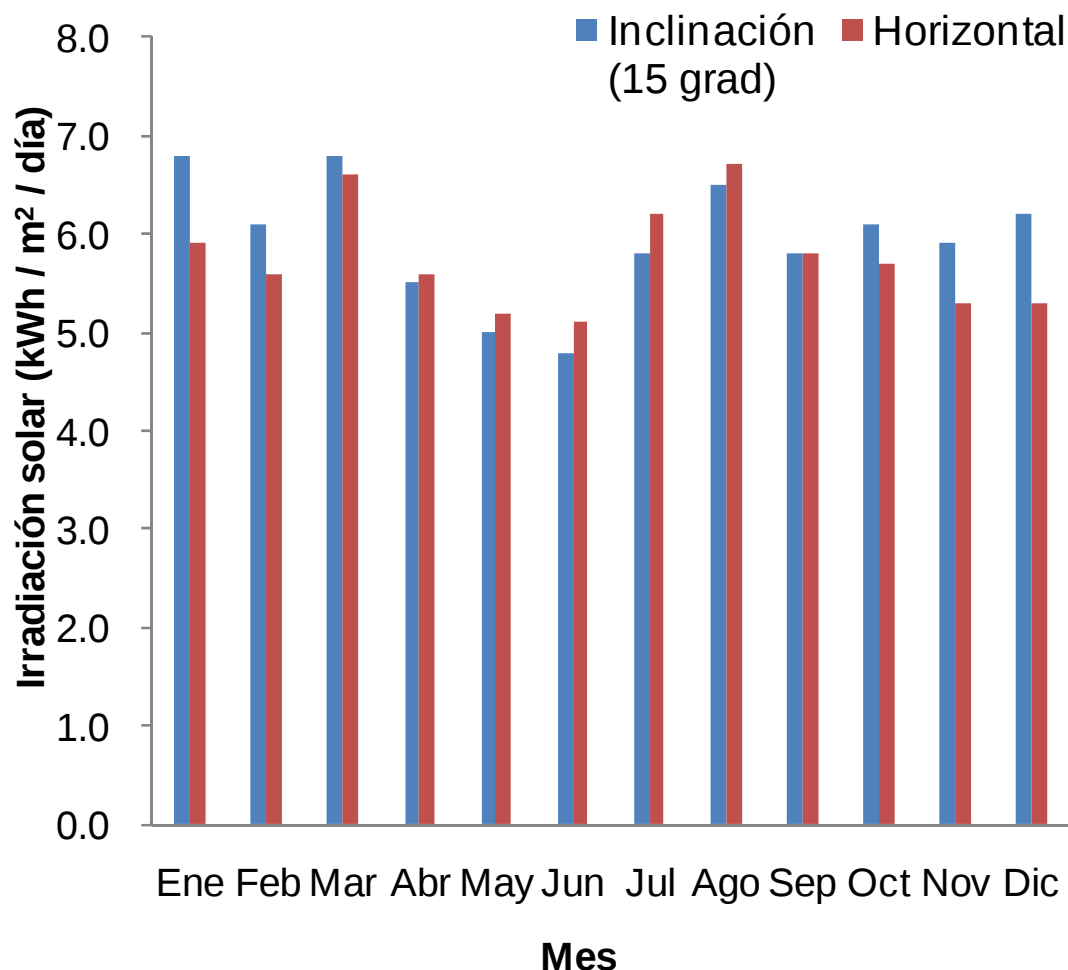
En El Salvador la radiación solar es alta (5.3 kWh/m²/día), en comparación con la de Tokio (3.3 kWh/m²/día). El mapa de irradiación solar en El Salvador fue creado bajo el proyecto SWERA. El siguiente mapa muestra el potencial de irradiación solar en promedio anual. La irradiación solar es alta en la región central de El Salvador, especialmente en torno al área metropolitana de San Salvador.



(Fuente: SWERA)

Figura 4.4.1 Mapa de irradiación solar en El Salvador

La siguiente figura muestra la irradiación solar horizontal e inclinada (15 grados), la cual ha sido monitoreada desde el edificio de CEL en la ciudad de San Salvador, desde junio del 2009 hasta mayo del 2010. El promedio mensual de la irradiación solar horizontal es alto desde diciembre hasta marzo.



(Fuente: CEL)

Figura 4.4.2 Irradiación solar mensual en San Salvador

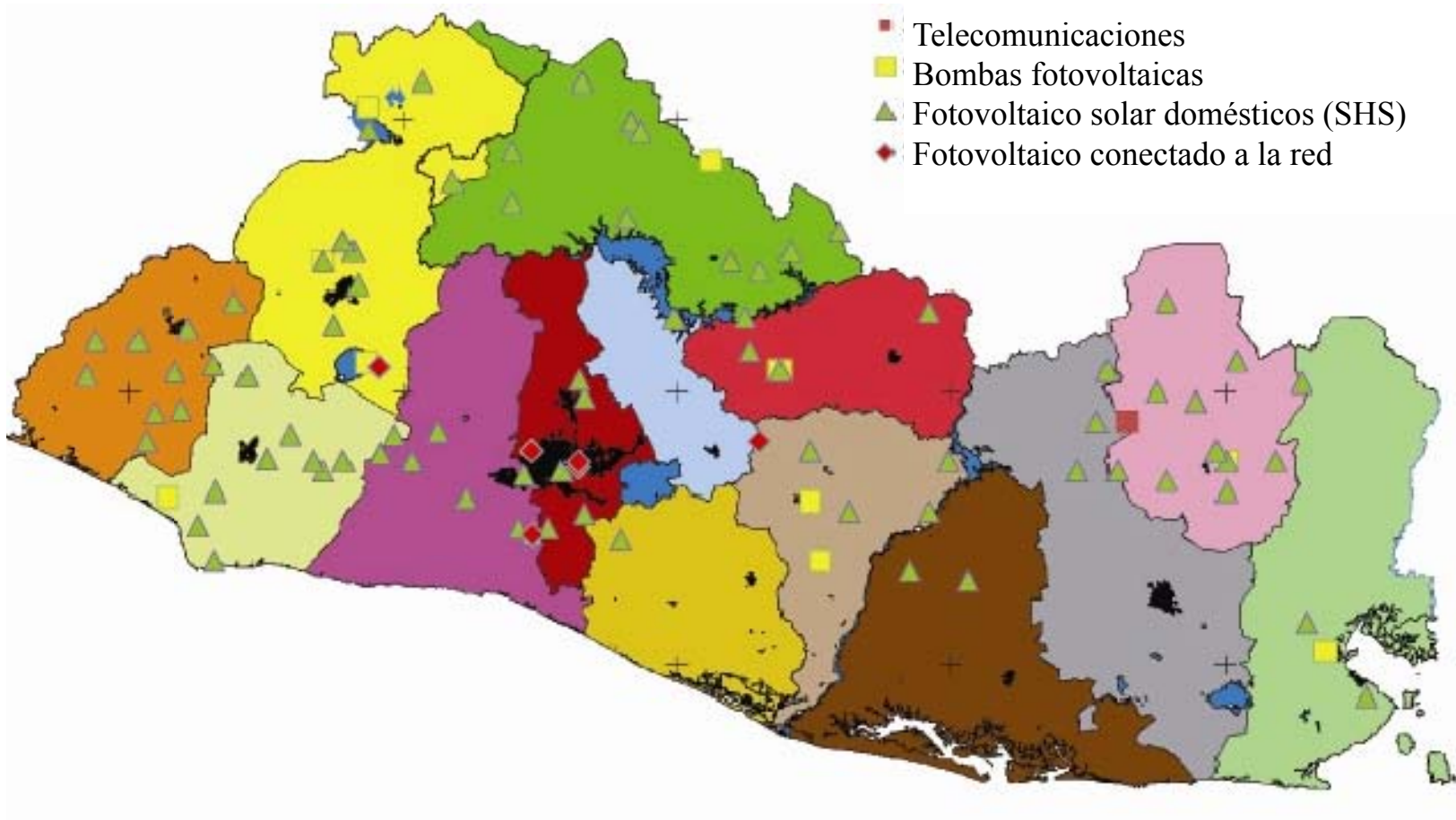
Existen muchos sistemas solares fotovoltaicos instalados actualmente en El Salvador. En la tabla 4.4.1 se muestra la lista de estos sistemas. La mayoría de ellos son sistemas aislados con banco de baterías, los cuales son usados como Sistemas Solares Domésticos (SHS, por sus siglas en inglés). Hay un número limitado de sistemas FV conectados a la red.

Tabla 4.4.1 Sistemas fotovoltaicos en El Salvador

Aplicación	Número de sistemas	Capacidad instalada (Wp)
Bombas fotovoltaicas	21	9,695
Sistema Solar Doméstico (SHS)	2,950	287,956
Sistema Fotovoltáico conectado a la red eléctrica	12	163,940
Alumbrado público	246	15,090
Agua potable	2	280
Comunicación por radiofrecuencia	15	n. a.
Telecomunicaciones	6	n. a.
TOTAL	3,252	476,961

(Fuente: CNE)

La figura 4.4.3 muestra un mapa de la distribución de sistemas solares FV en El Salvador. Los sistemas solares domésticos se encuentran en la región montañosa y en la zona rural. Por otro lado, la mayoría de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica se encuentran en el área metropolitana de San Salvador.



(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA (usando datos de estudio previo)).

Figura 4.4.3 Sistemas solares fotovoltaicos instalados en El Salvador



(Fuente: Equipo de estudio JICA)

Figura 4.4.4 Sistema fotovoltaico instalado en el campamento base de EE. UU. (91 kW)

4.4.2 Barreras en la implementación

4.4.2.1 Costo del sistema fotovoltaico

Los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica no se han introducido en forma extensa en El Salvador. La mayor parte de la instalación fotovoltaica se ha llevado a cabo en las instalaciones públicas, como edificios del Gobierno y escuelas. El principal problema para la difusión de sistemas solares fotovoltaicos montados en techos es el alto costo de la inversión inicial. La tabla 4.4.2 muestra el índice de precios para sistemas instalados en algunos países en el año 2010, estudiados por la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés). Los precios indicados en la tabla no incluyen IVA ni los impuestos sobre las ventas. Los precios más caros encontrados para los sistemas conectados a la red eléctrica, están relacionados con la modificación o la integración del techo, mientras que las cifras también se pueden referir a un solo proyecto. El precio incluye las subvenciones de cada país. El precio de la energía solar fotovoltaica ha ido disminuyendo en años recientes; sin embargo, el precio todavía es alto para un usuario particular, sobre todo si no existen subsidios gubernamentales.

Tabla 4.4.2 Precio de sistemas FV solares conectados a la red eléctrica (USD por W)

País	<10 kW	>10 kW
Australia	4.6 – 6.4	5.5 – 8.3
Canadá	6.3 – 7.8	3.9
Alemania	3.4 – 4.2	3.0 – 3.3
Dinamarca	3.6 – 5.3	3.6 – 7.1
España	3.3 – 4.1	3.2 – 3.6
Francia	6.3 – 7.8	4.6 – 7.2
Japón	6.6	7.0
México	6.4	9.8
EE. UU.	6.7	4.2 – 5.9

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de "Report IEA-PVPS T1-20:2011 / IEA")

4.4.2.2 Directriz técnica

En El Salvador, se ha aplicado el Código Eléctrico Nacional (NEC) de EE. UU. como reglamento nacional de electricidad. Cada normativa eléctrica en El Salvador se regula con el NEC de EE. UU. La normativa relacionada con los Sistemas Fotovoltaicos está descrita en el artículo 690 del NEC. Sin embargo, la directriz práctica para la interconexión de los sistemas fotovoltaicos montados en techo, específicamente para su utilización por los técnicos electricistas, no ha sido preparada en El Salvador. Las barreras técnicas en la introducción de los sistemas fotovoltaicos montados en techo se describen en el capítulo 7.3.3.

4.4.2.3 Ingenieros

El desarrollo de los recursos humanos es uno de los temas más importantes para el desarrollo futuro de la energía FV. Una de las opciones para el desarrollo de recursos humanos en el sector fotovoltaico, es la mejora del Pensum de Estudios o Cursos de Formación sobre energías renovables en las Universidades.

4.4.3 Estudios relacionados y proyectos existentes y en desarrollo

4.4.3.1 CEL

CEL ha instalado un sistema de energía fotovoltaica solar de 24.57 kW de capacidad total en el techo de su edificio administrativo. Además, ha conducido una prueba piloto con tres diferentes tipos de módulos fotovoltaicos, tales como el monocristalino, el policristalino y el amorfo, cada uno de 8 kW de capacidad. También ha estado monitoreando la energía producida por cada tipo de sistema de energía fotovoltaica producida por irradiación solar, así como otros datos meteorológicos.

4.4.3.2 SWERA

SWERA produjo una gama amplia de datos de energía solar y eólica, así como mapas a mejores escalas y resolución espacial que las disponibles antes del 2005.

4.4.3.3 Electrificación rural

Se han introducido los sistemas solares domésticos (SHS) para la electrificación rural a través de las ONGs y otras organizaciones. Por ejemplo, Suministros Eléctricos y Electrónicos, S. A. de C. V. (SEESA), es una empresa de ingeniería y servicios eléctricos con sede en San Salvador que ha suministrado más de 400 sistemas de energía eléctrica fotovoltaica desde comienzos de 2004, sobre todo para hogares rurales mediante una inversión realizada por E+Co de EE. UU. E+Co es una organización sin fines de lucro que invierte en empresas de energía limpia en países en desarrollo con la misión de potenciar la capacidad de las pequeñas y medianas empresas.

4.4.3.4 USTDA, Agencia para el Desarrollo y el Comercio de los E.E.U.U.

Existe actualmente un proyecto fotovoltaico en fase de preparación, el cual es financiado por la Agencia de Desarrollo y Comercio de EE. UU. (USTDA, por sus siglas en inglés). El objetivo del "Estudio de viabilidad del proyecto piloto de energía solar fotovoltaica de CEL", es el de determinar la viabilidad técnica, económica y financiera de un proyecto piloto de energía solar fotovoltaica de 3 MW conectado a la red eléctrica en El Salvador. Este estudio permitirá a los concesionarios recopilar datos de los recursos solares, valorar las tecnologías de energía solar fotovoltaica, realizar un diseño conceptual preliminar del proyecto y redactar los documentos jurídicos y los acuerdos para la ejecución del mismo.

4.4.4 Plan de Desarrollo Futuro

Existen planes de CEL para la instalación de un sistema solar fotovoltaico centralizado conectado a la red eléctrica. La tabla 4.4.3 muestra los sitios posibles y sus capacidades. CEL posee un área grande cercana a las plantas hidroeléctricas la cual es apropiada para la instalación de sistemas FV.

Tabla 4.4.3 Plan de Desarrollo futuro de CEL en sistemas solares FV

Ubicación	Capacidad (MW)
Energía fotovoltaica a ser instalada en la Central “El Guajoyo”	3.6
Energía fotovoltaica a ser instalada en la Central “15 de Septiembre”.	14.2
Energía total	17.8

(Fuente: CEL)

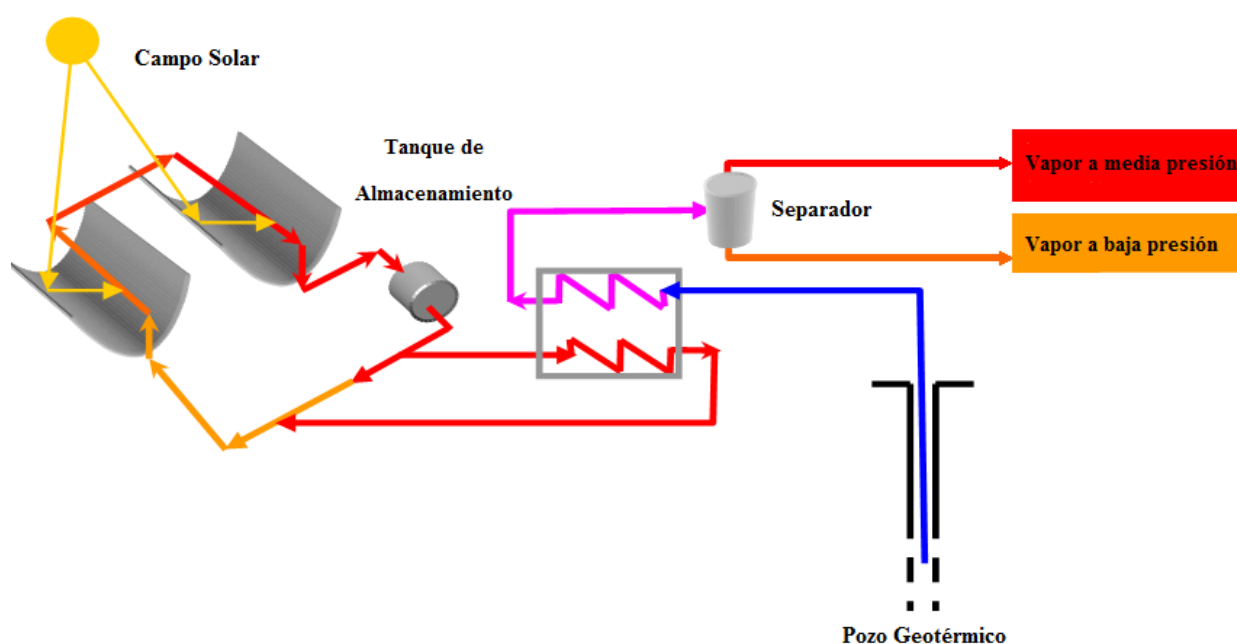
4.5 Energía Solar térmica

Los sistemas de energía solar térmica acumulan la energía térmica de la irradiación solar y la utiliza para obtener altas temperaturas. El calor acumulado impulsa una turbina conectada a un generador de energía eléctrica. Varios estudios y pruebas piloto de energía solar térmica se están llevando a cabo para su futura implementación. El potencial de este tipo de energía es alto en El Salvador, sin embargo, el costo de inversión inicial sigue siendo alto actualmente. LaGeo tiene planes de desarrollo a futuro respecto a la energía solar térmica y estima una capacidad total de 35 MW para el año 2020.

4.5.1 Situación actual

Las centrales solares térmicas son los sistemas que utilizan espejos o lentes para concentrar una gran área de la luz solar o energía solar térmica en un área pequeña. Las centrales solares térmicas comúnmente se denominan sistemas de energía solar por concentración (CSP, por sus siglas en inglés). La energía eléctrica se genera cuando la luz concentrada se convierte en calor que alimenta a un ciclo termodinámico con una máquina térmica, usualmente una turbina de vapor acoplada a un generador de energía eléctrica.

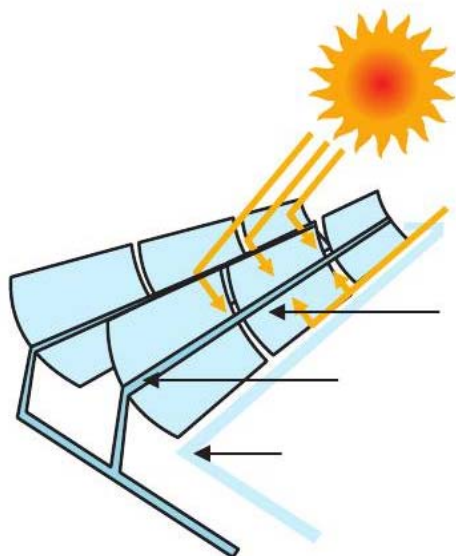
En El Salvador ya se están instalando plantas de energía solar térmica de colectores tipo cilíndrico parabólicos como plantas piloto de sistemas híbridos de energía geotérmica y de energía solar térmica en el campo geotérmico de Ahuachapán. La prueba del piloto se ha llevado a cabo desde marzo del 2007, con el objetivo de generar vapor mediante el intercambio de calor entre el agua geotérmica y el aceite sintético calentado por calentadores solares. El sistema solar de colectores parabólicos es una fuente de calor externa que se combina con la planta geotérmica existente. El campo solar se compone de cuatro concentradores solares de colectores parabólicos de cuatro metros de ancho y diez metros de longitud. La figura 4.5.1 muestra el concepto del sistema híbrido solar térmico y geotérmico.



(Fuente: Amplificador de vapor solar en el campo geotérmico de Ahuachapán)

Figura 4.5.1 Concepto del sistema híbrido solar térmico y geotérmico

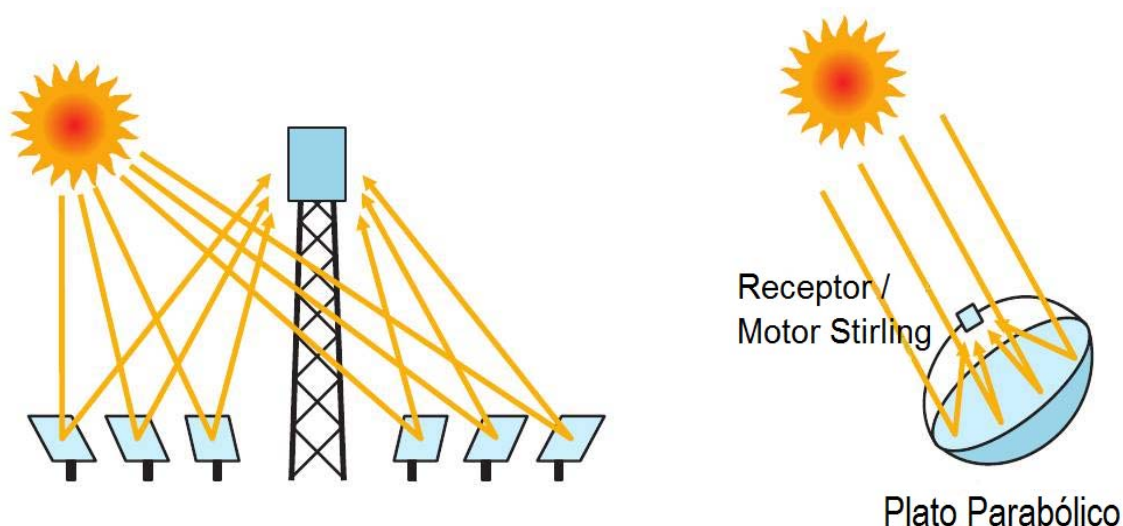
En una central de colectores tipo cilíndrico parabólicos, los espejos en forma de abrevadero concentran la radiación incidente sobre un tubo en la línea focal del colector. Su absorción calienta un medio fluido en la tubería, lo cual genera vapor en el bloque de potencia por medio de un intercambiador de calor. Al igual que en las centrales eléctricas convencionales, el vapor interactúa con una turbina para generar electricidad. La electricidad puede ser suministrada cuando ésta se requiera mediante la integración del almacenamiento térmico, incluso después del atardecer. El mercado mundial ha estado dominado por las plantas de colectores tipo cilíndrico parabólicos y representan el 90% de las plantas CSP. La figura 4.5.2 muestra el concepto de colectores cilíndrico parabólicos en las plantas de energía solar térmica.



(Fuente: Technology Roadmap Concentrating Solar Power / IEA)

Figura 4.5.2 Colectores cilíndrico parabólicos

Existen otros tipos de plantas de energía solar térmica, a una de ellas se le denomina torre solar y otra es la de disco solar. Las torres solares, también conocidas como sistemas receptores centrales (CRS, por sus siglas en inglés), utilizan cientos o miles de pequeños reflectores llamados helióstatos para concentrar los rayos del sol en un receptor central situado sobre una torre fija. Algunas centrales comerciales de torre se encuentran actualmente en funcionamiento. Otro tipo de planta llamada central de antenas parabólicas consiste en platos parabólicos que concentran los rayos del sol en un punto focal ubicado en el centro del plato. El aparato entero sigue al sol, con el plato y el receptor moviéndose de forma conjunta. La mayoría de los platos tienen un motor o un generador independiente, tal como un motor Stirling en el punto focal.



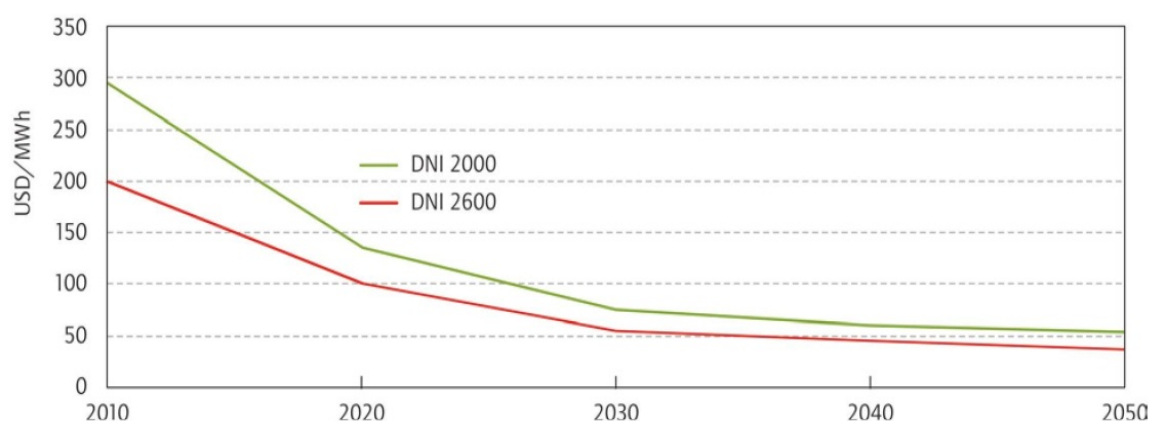
(Fuente: Technology Roadmap Concentrating Solar Power / IEA)

Figura 4.5.3 Sistemas térmicos solares (izquierda: torre solar, derecha: platos parabólicos)

La capacidad total instalada en el mundo de estas plantas era de unos 1,095 MW a finales de 2010. España añadió 400 MW en el 2010, cuando tomó el liderazgo mundial con un total de 632 MW, mientras que EE. UU. cerró el año con 509 MW después de agregar 78 MW, incluyendo dos plantas híbridas CSP-combustibles fósiles. Se espera que el crecimiento de las CSP continúe a un ritmo rápido. A partir de abril de 2011, otros 946 MW estaban en construcción en España, esperando que una nueva capacidad total de 1,789 MW esté en funcionamiento a finales de 2013. Por su parte, en EE. UU., otros 1.5 GW de plantas de colectores tipo cilíndrico parabólicos y tipo torre estaban en construcción a principios de 2011, y existían contratos firmados por al menos otros 6.2 GW.

4.5.2 Barreras en la Implementación

El alto costo de inversión inicial es uno de los obstáculos más importantes para la difusión de los sistemas CSP en El Salvador. El Departamento de Energía de EE. UU. (US DOE, por sus siglas en inglés) ha establecido una meta en su programa de CSP, la cual consiste en alcanzar el nivel de competencia con respecto a los combustibles fósiles, es decir, costos de producción de energía alrededor de US\$100/MWh para el 2015 y de US\$50/MWh para el 2020. De acuerdo con la hoja de ruta del Departamento de Energía de EE. UU, lo más probable es que se logre la competitividad en el 2020 para las cargas intermedias y desde 2025 hasta 2030 para cargas base. La figura 4.5.4 muestra el costo proyectado de electricidad para los sistemas CSP elaborado por el Departamento de Energía de EE. UU.



Nota: DNI = irradiancia directa normal

(Fuente: Technology Roadmap Concentrating Solar Power / IEA)

Figura 4.5.4 Costo proyectado de electricidad para los sistemas CSP

4.5.3 Estudios relacionados y proyectos existentes y en desarrollo

Una filial española para el desarrollo perteneciente a la empresa Solar Millennium AG firmó un contrato para realizar un estudio de factibilidad de sistemas de colectores de cilíndrico parabólicos para centrales eléctricas con INE (Inversiones Energéticas S. A. de C. V.). En el estudio de factibilidad se analizará el marco técnico, legal y financiero necesario para llevar a cabo una estructura de inversión público-privada para una central eléctrica de colectores cilíndrico parabólicos.

LaGeo ha llevado a cabo actividades de investigación y desarrollo en energía solar térmica. En la actualidad, esta realiza el monitoreo del calor solar e irradiación en algunas zonas del país.

4.5.4 Plan de Desarrollo Futuro

LaGeo tiene planes futuros para el desarrollo de plantas de energía solar térmica en El Salvador. La capacidad prevista es de 35 MW para el año 2020. Los sitios candidatos para las instalaciones están en San Miguel, Usulután, Jiquilisco, Comalapa y Ahuachapán.

En los últimos años, los EE.UU. y España han tenido una relación cultural y comercial con El Salvador y están introduciendo los sistemas CSP de forma rápida. Además de la influencia cultural, hay dos razones para una rápida introducción de sistemas solares térmicos en El Salvador. Uno es la necesidad de diversificar la matriz energética con fuentes de energía renovable y la otra es nuestro excelente nivel de irradiación solar. En consecuencia, se puede considerar para El Salvador la introducción de sistemas del tipo CSP.

4.6 Energía Geotérmica

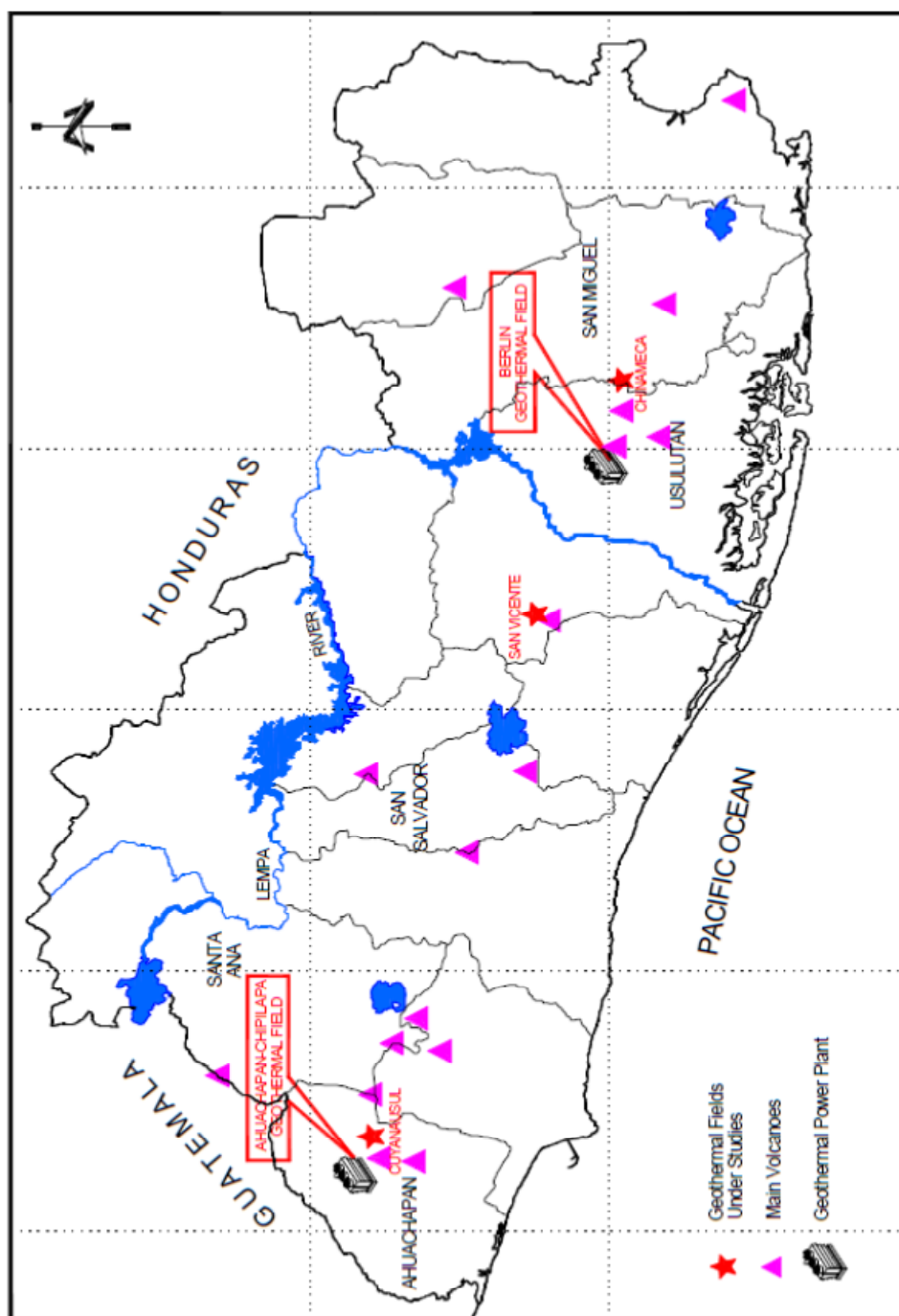
La generación eléctrica por energía geotérmica en El Salvador se inició en 1975 y ha aumentado de manera constante desde entonces. Este tipo de generación participa en el mercado mayorista, el cual es competitivo, y la producción total actual (2011) es de 204 MW. Desde el punto de vista de la ingeniería, no existe ningún problema grave relacionado con el desarrollo y la utilización de la energía geotérmica en El Salvador. LaGeo, es la única empresa privada encargada del desarrollo de energía geotérmica, tiene un plan de expansión entre 60 MW a 89 MW adicionales para el año 2017. LaGeo también está considerando la posibilidad de desarrollar otros 10 MW, pero aún no se ha establecido su programación. En El Salvador, la capacidad esperada de generación eléctrica total por energía geotérmica en el futuro va desde 300 hasta 400 MW, esto basado en la información actual. Sin embargo, tanto esta estimación como la realizada en el Plan Maestro deberán ser revisadas muchos años después, de acuerdo al avance en la exploración y el desarrollo geotérmico en El Salvador.

4.6.1 Situación actual

4.6.1.1 Antecedentes y situación actual de la generación eléctrica por energía geotérmica en El Salvador

La exploración de recursos geotérmicos en El Salvador se inició en 1958. El primer pozo exploratorio fue perforado en 1968. Como resultado, la primera Central Eléctrica Geotérmica en Centroamérica inició su generación comercial de electricidad en Ahuachapán, en 1975. Esta fue la sexta central eléctrica geotérmica comercial en el mundo, después de Italia (1913), Nueva Zelanda (1959), Estados Unidos de Norteamérica (1960), Japón (1966) y la Federación de Rusia (1967).

La Segunda Central Eléctrica geotérmica en El Salvador comenzó su producción comercial de electricidad en 1992, en Berlín. Las ubicaciones de Ahuachapán y Berlín se muestran en la Figura 4.6.1.



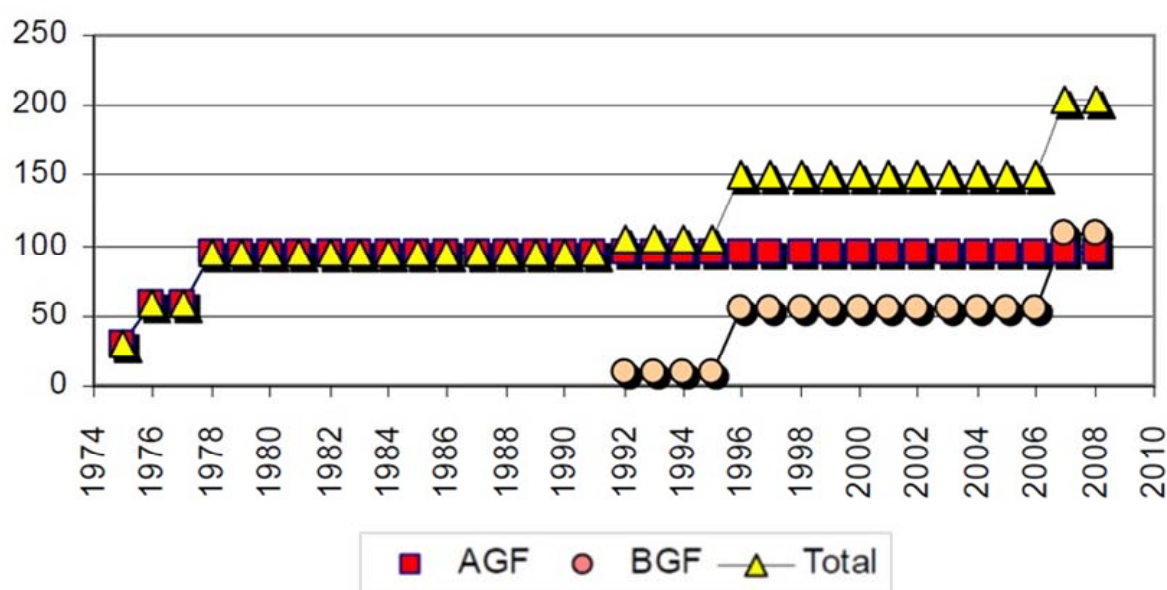
(Fuente: Congreso Mundial de Geotérmica 2005, El Salvador. Actualización (2005))

Figura 4.6.1 Mapa de Ubicación de las Centrales Geotérmicas en El Salvador

El desarrollo de la energía geotérmica en El Salvador fue llevado a cabo la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, CEL. Sin embargo, en noviembre de 1999 se produjo la separación de las actividades de CEL a causa de la reforma en el sector eléctrico y la privatización, y LaGeo se convirtió en la entidad encargada de la energía geotérmica. En una primera instancia, CEL tenía 100% de participación de LaGeo, pero en junio de 2002 ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), un conglomerado energético italiano, se unió a LaGeo como socio estratégico. La participación accionaria actual de CEL es del 64% y de Enel Green Power, filial de ENEL, es del 36%.

El desarrollo de la energía geotérmica en El Salvador se ha mantenido constante. Hoy en día existen varias unidades de generación geotérmicas en Ahuachapán y Berlín, ambas mantenidas y operadas por LaGeo. La capacidad total instalada en Ahuachapán (3 unidades) es de 95 MW y según reportes su capacidad de operación a finales de 2009 era de 84 MW, el 88% de su valor nominal. La capacidad total instalada en Berlín (4 unidades) es de 109.4 MW y según reportes su capacidad de funcionamiento a finales de 2009 era de 108 MW, el 98% de su valor nominal. La evolución del crecimiento de la capacidad instalada de centrales geotérmicas en El Salvador se muestra en la Figura 4.6.2.

Capacidad Instalada (MW)



AGF: Central Geotérmica de Ahuachapán

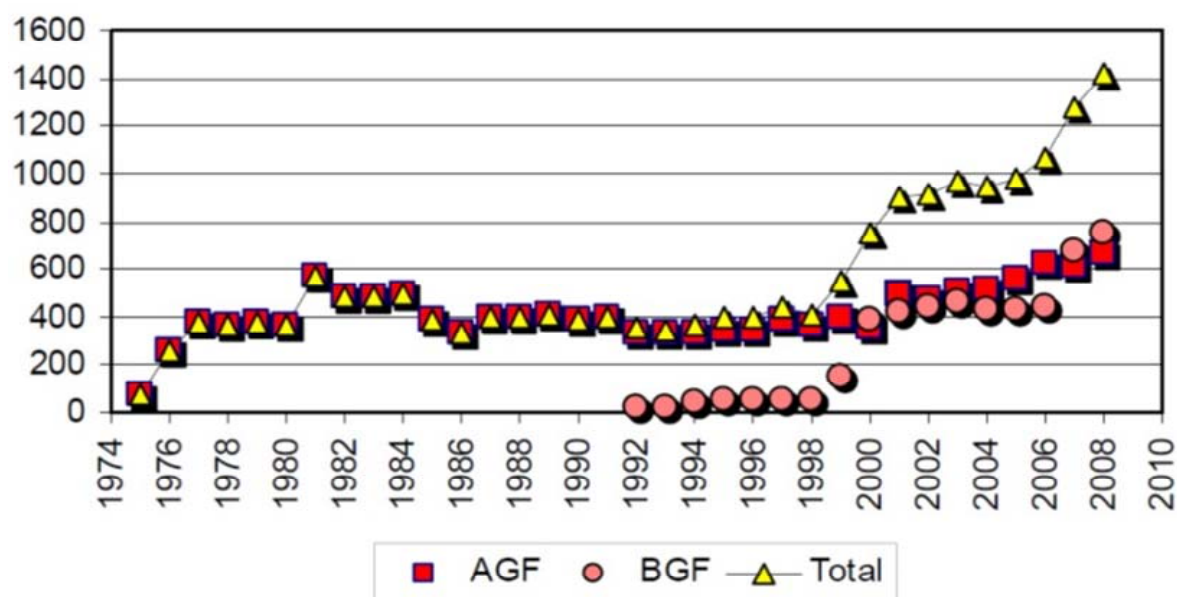
BGF: Central Geotérmica de Berlín

(Fuente: Congreso Mundial de Geotermia 2010, El Salvador, actualización (2010))

Figura 4.6.2 Evolución de la Capacidad Instalada de las Centrales Geotérmicas en El Salvador

LaGeo mostró sus estadísticas de desarrollo y producción de energía geotérmica en el WGC2010 (Congreso Mundial de Geotermia 2010). Basándose en ese reporte, los factores de capacidad de Ahuachapán y Berlín en 2009 fueron de 80%, y 79%, respectivamente. Estos valores son buenos y muestran un alto rendimiento entre las centrales eléctricas geotérmicas a nivel mundial.

Generación de Energía Geotérmica (GWh)



AGF: Central Geotérmica de Ahuachapán

BGF: Central Geotérmica de Berlín

(Fuente: Congreso Mundial de Geotermia 2010, El Salvador, actualización (2010))

Figura 4.6.3 Evolución de la Generación Eléctrica de las Centrales Geotérmicas en El Salvador

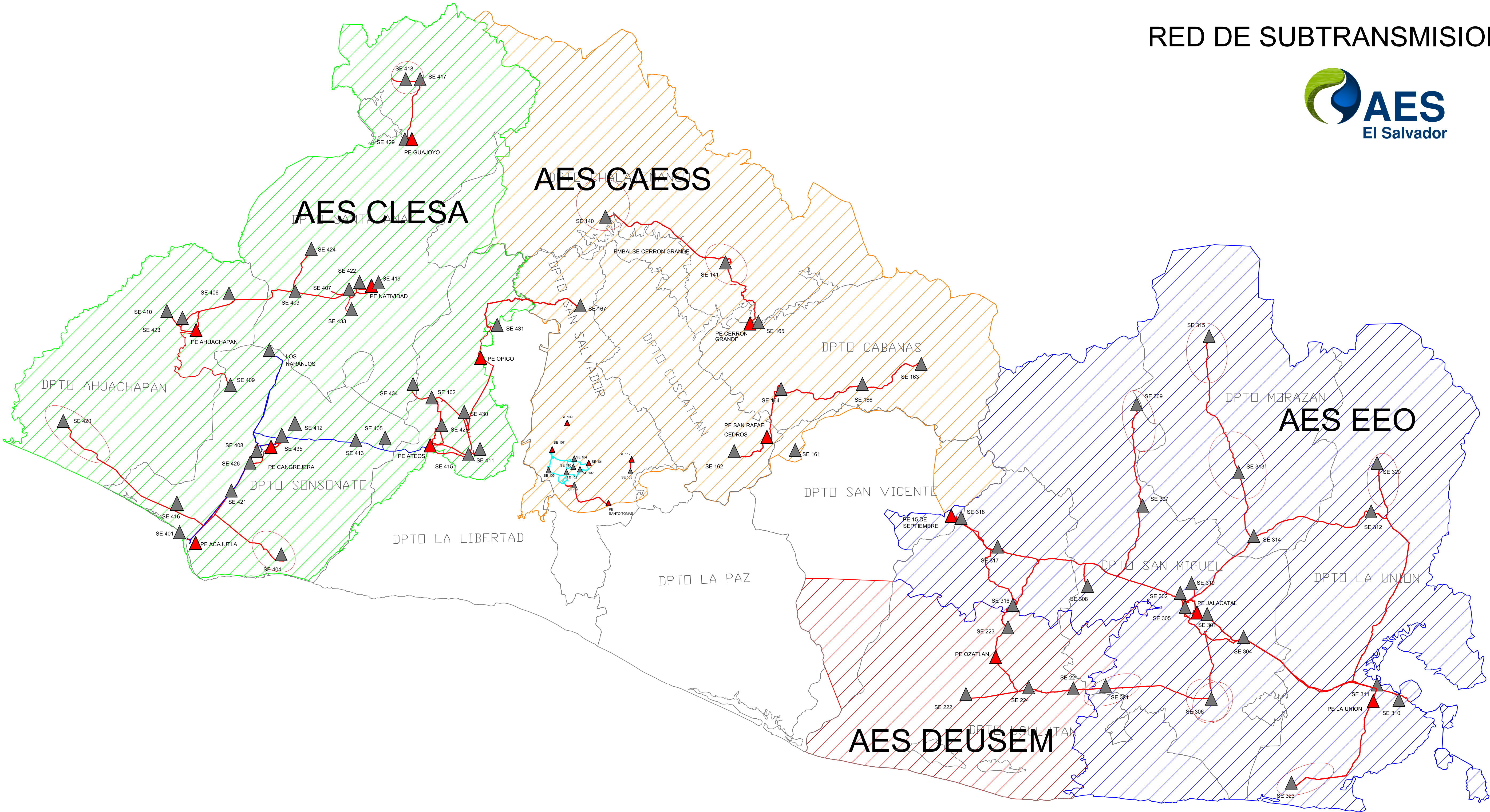
En la Figura 4.6.3 se muestra la evolución de la generación eléctrica de las centrales geotérmicas en El Salvador. En 1982, la generación de energía en Ahuachapán se redujo. Con base en el informe presentado en el WGC2010, este problema se produjo por primera vez debido a la disminución de la presión del yacimiento y posteriormente por la reinyección. Entonces, se estableció una nueva área de reinyección en Chipilapa, próxima a la zona de Ahuachapán. Como resultado, los problemas se resolvieron y la producción comenzó a recuperarse a partir de 1999. Por otro lado, la generación de energía en Berlín ha sido muy exitosa. Es así que, basado en el informe presentado en el WGC2010, las estadísticas relacionadas a la generación geotérmica por LaGeo en 2008 son las siguientes:

- Pozos de producción en funcionamiento: 32
- Pozos de inyección en funcionamiento: 27
- Producción de vapor: 13.1 millones de toneladas
- Tasa de producción de vapor : 1 350 t/h
- Producción promedio por pozo: 33.1 t/h
- Salmuera separada reinyectada: 38.2 millones de toneladas
- Generación de electricidad: 1.421 GWh (factor de capacidad anual promedio: 79.4%)
- Consumo bruto específico de vapor: 82 t/MWh

El equipo de evaluación del estudio visitó la central geotérmica de Berlín el 6 de octubre de 2011 y se impresionó al ver el alto nivel de operación y mantenimiento de la planta, y el alto nivel de conciencia hacia el medio ambiente y la ecología por parte de LaGeo, ya que se encontró las instalaciones interiores

ANEXO G: MAPA DE RED DE SUBTRANSMISION AES EL SALVADOR

RED DE SUBTRANSMISION AES



SIMBOLOGIA

- ZONA POTENCIAL PARA PROYECTOS DE GENERACION DISTRIBUIDA
- PUNTO DE ENTREGA
- SUBESTACIONES AES
- RED SUBTRANSMISION 46 KV.
- RED SUBTRANSMISION 34.5 KV.

- CLESA
- CAESS
- EEO
- DEUSEM

RED DE SUBTRANSMISION AES			
FECHA DE CREACION:	MAY/2013	SECCION:	PLANIFICACION DE LA RED
REVISOR:	JULIO CALDERON	DIGITALIZADO:	EDUARDO ELY GOMEZ
APROBADO:	JORGE JOVEL	FECHA MODIFICACION:	VERSION: 1

ANEXO H: PERDIDAS TECNICAS DE ENERGIA DE LA RED DE AES EL SALVADOR

PERDIDA TÉCNICA POR DEPARTAMENTO.

A continuación el grafico 3.6.1.1 se presentan las pérdidas técnicas de energía anuales de 2012 por cada departamento del país con redes de distribución de AES El Salvador

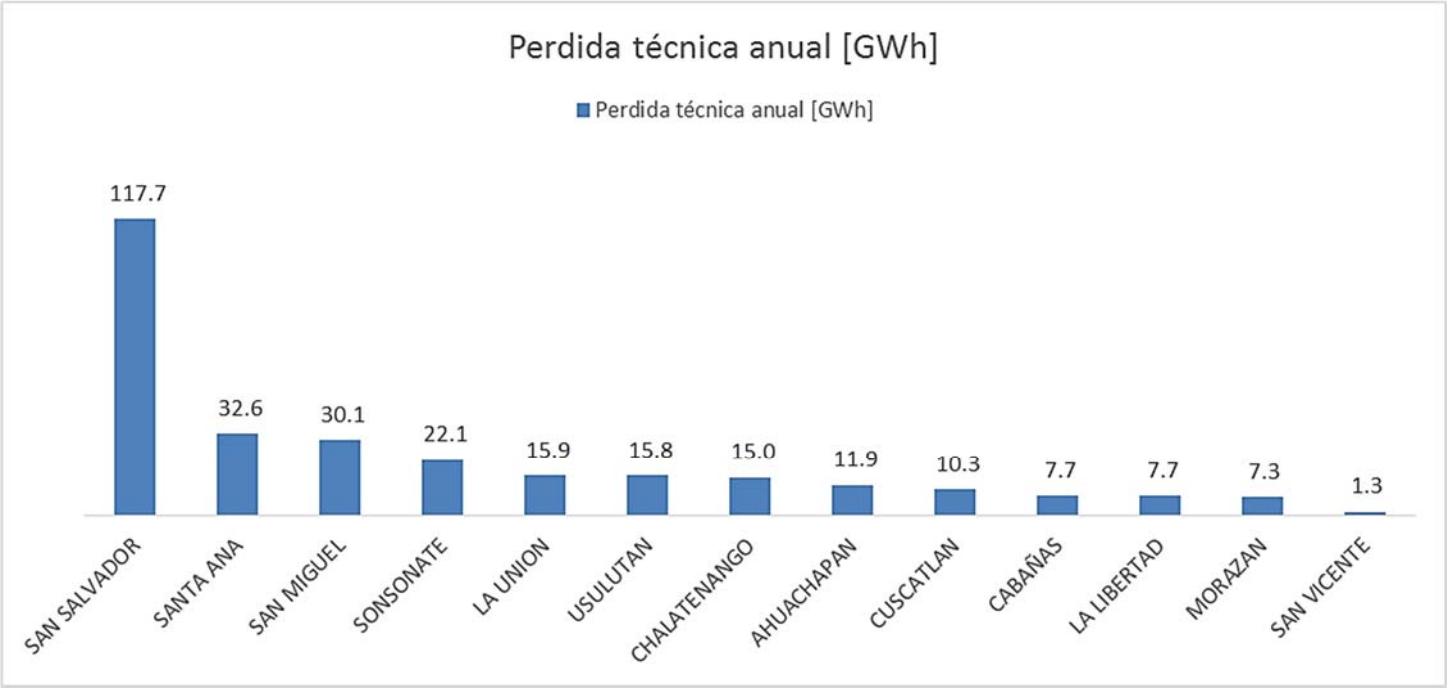
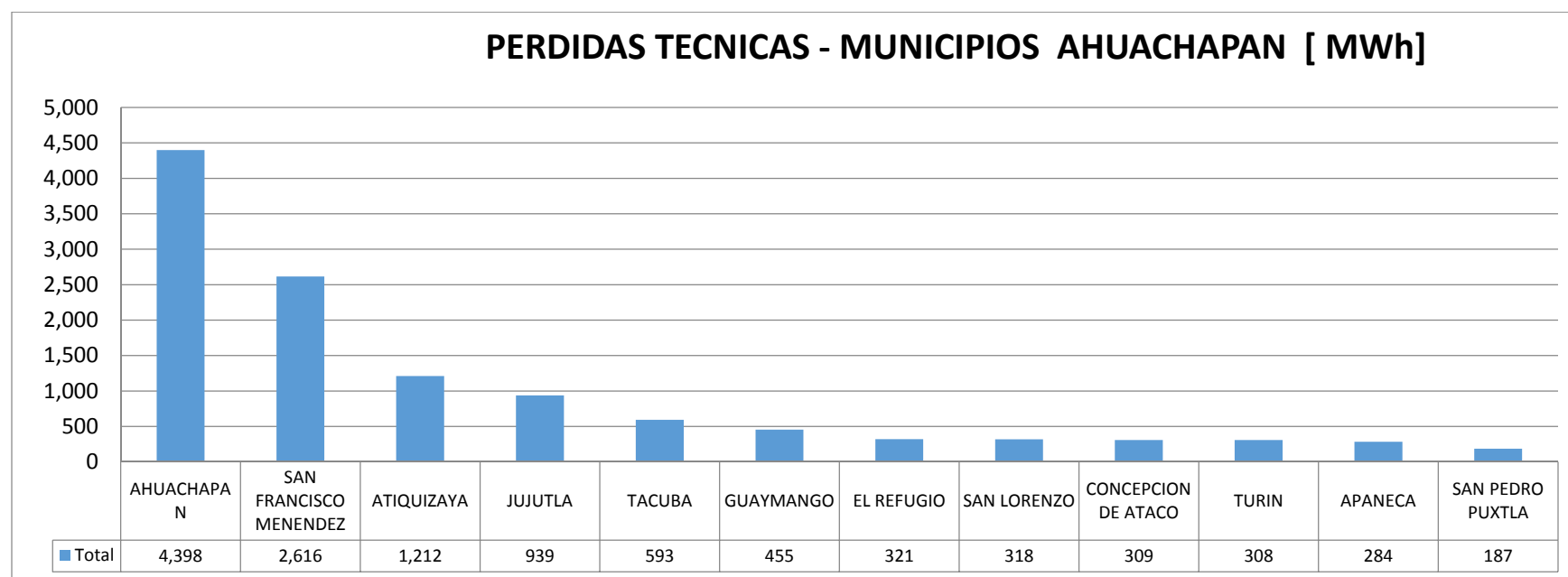


Grafico 3.6.1.1

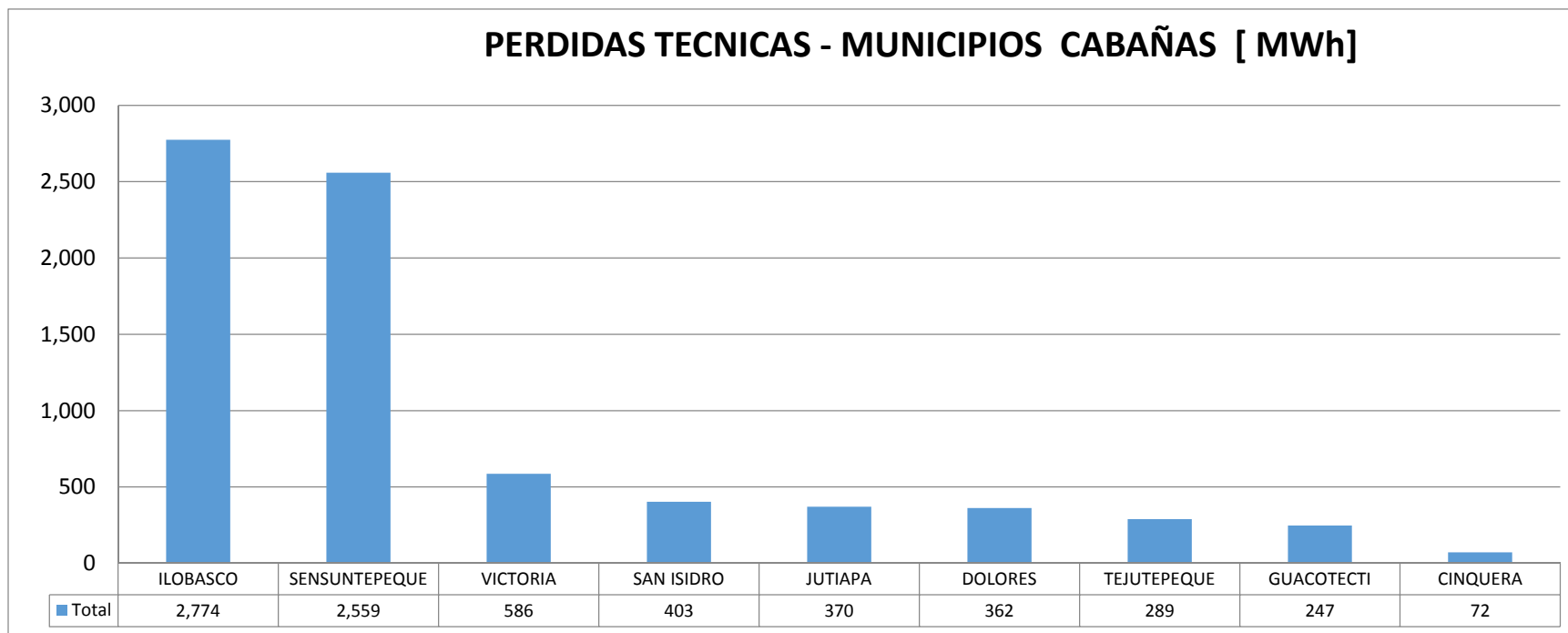
En el grafico 3.6.2 se muestra que el departamento de San Salvador presenta el nivel más alto en pérdidas técnicas de energía, esto se debe como se explicaba anteriormente, a que es el sector con mayor consumo de energía y potencia demandada (red urbana de CAESS) del país. De igual forma, los departamentos de San Miguel y Santa Ana son los siguientes en altos niveles de perdida técnica, esto se debe a que después de San Salvador son los sectores con más niveles de desarrollo en el país, es decir, son sectores con alto consumo de energía y potencia demandada.

3.6.2 PERDIDA TÉCNICA POR MUNICIPIO.

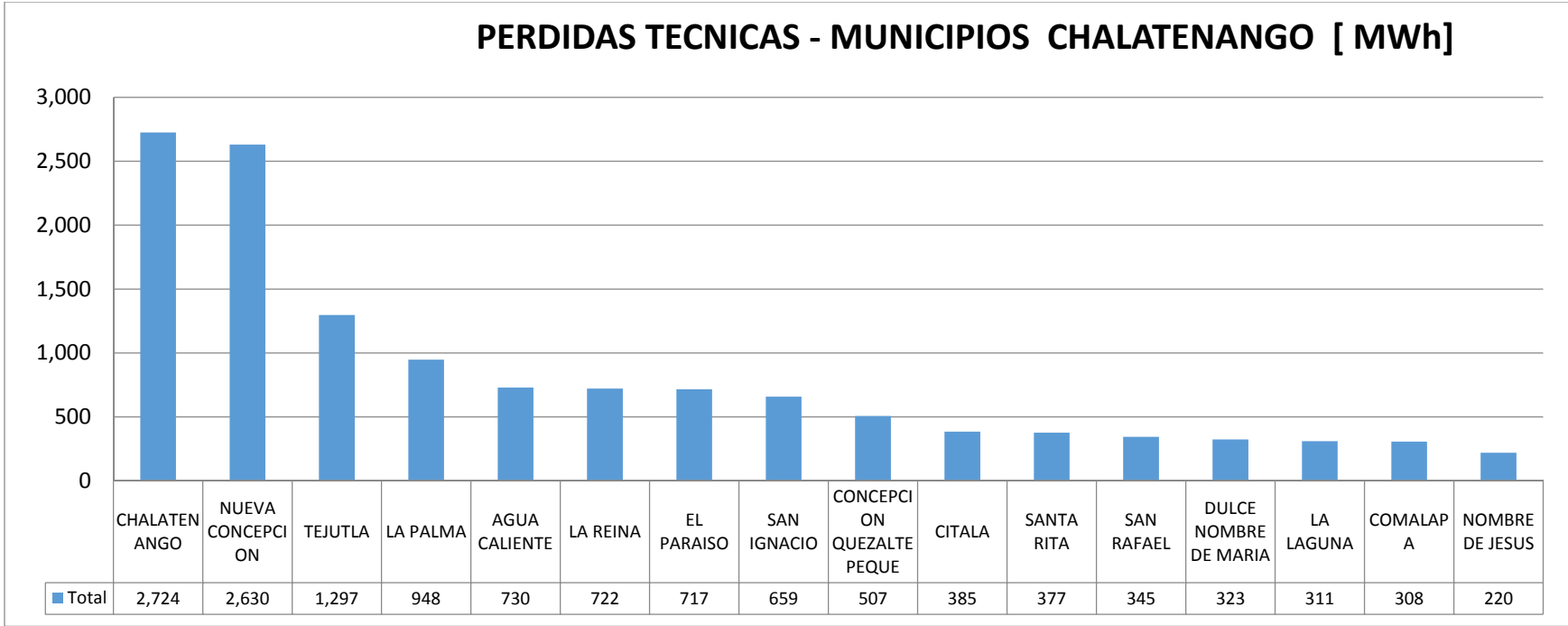
A continuación se muestran los niveles de perdida técnica de energía anual 2012 por municipio grafica 3.6.2



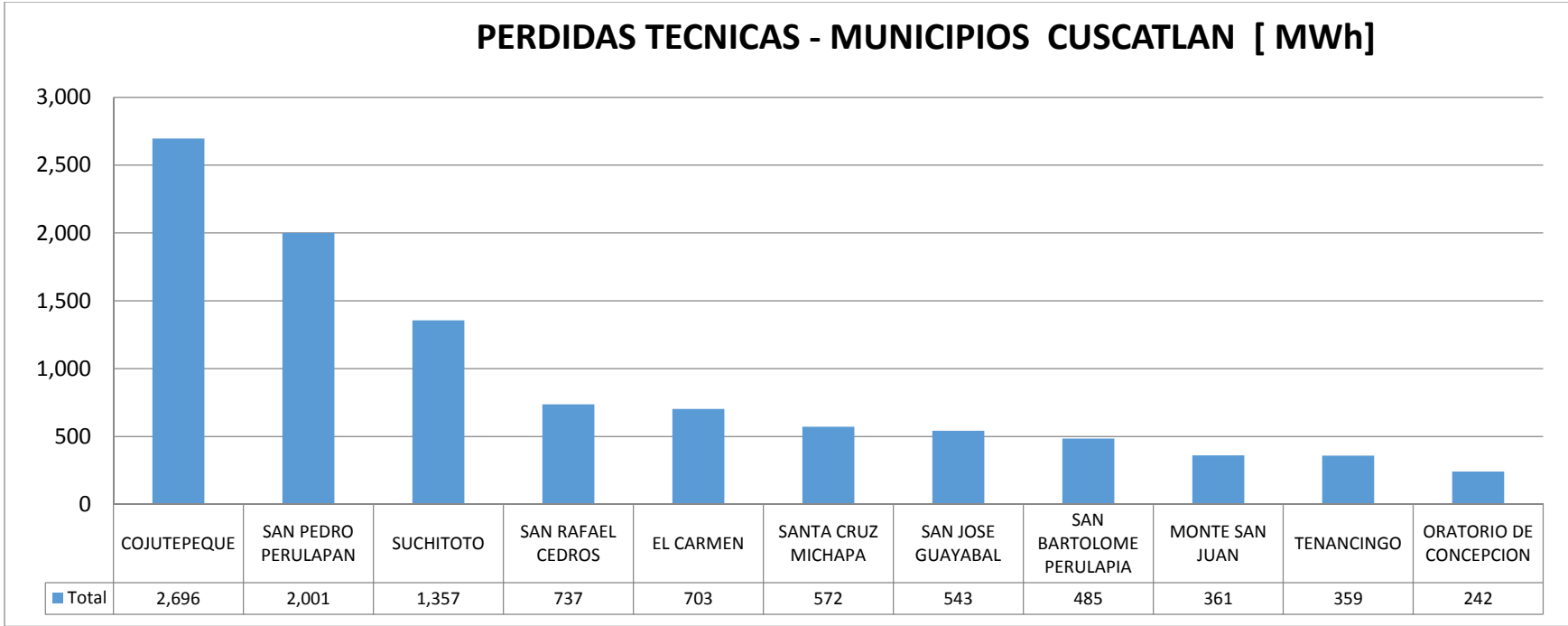
Grafica 3.6.2



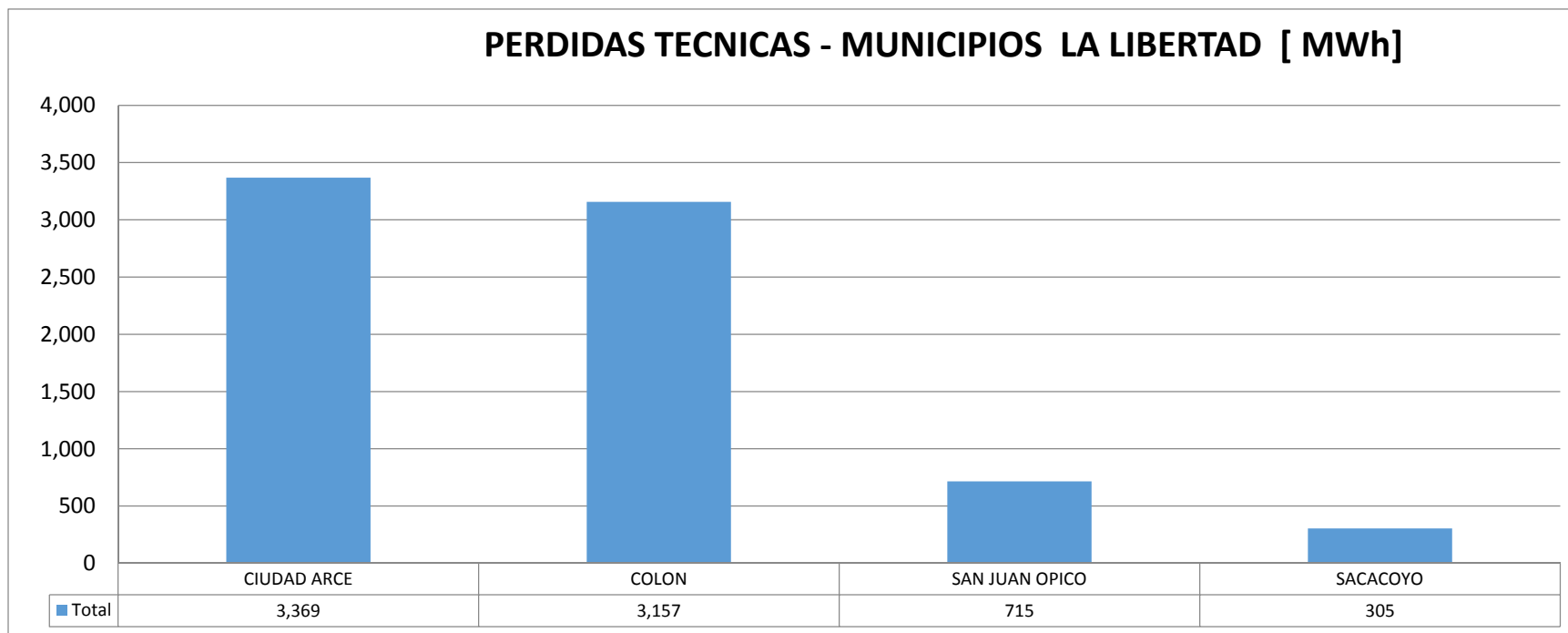
Grafica 3.6.3



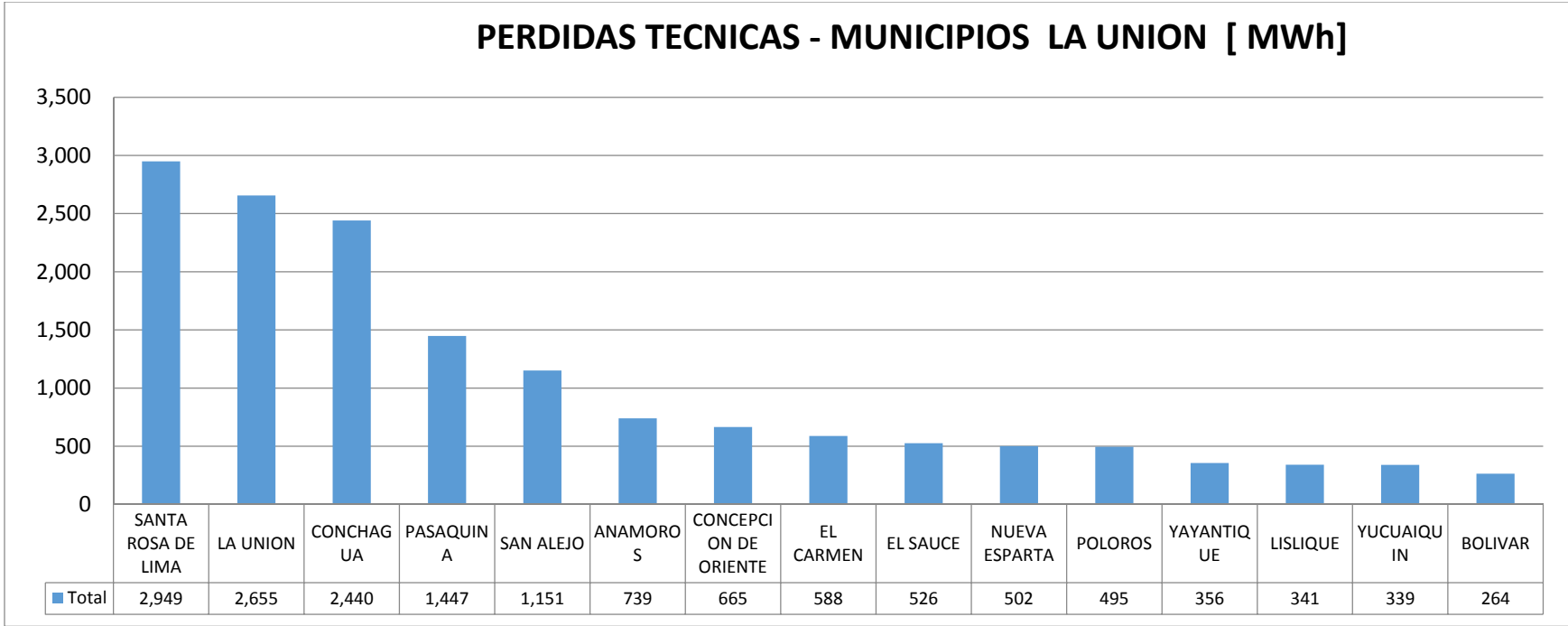
Grafica 3.6.4



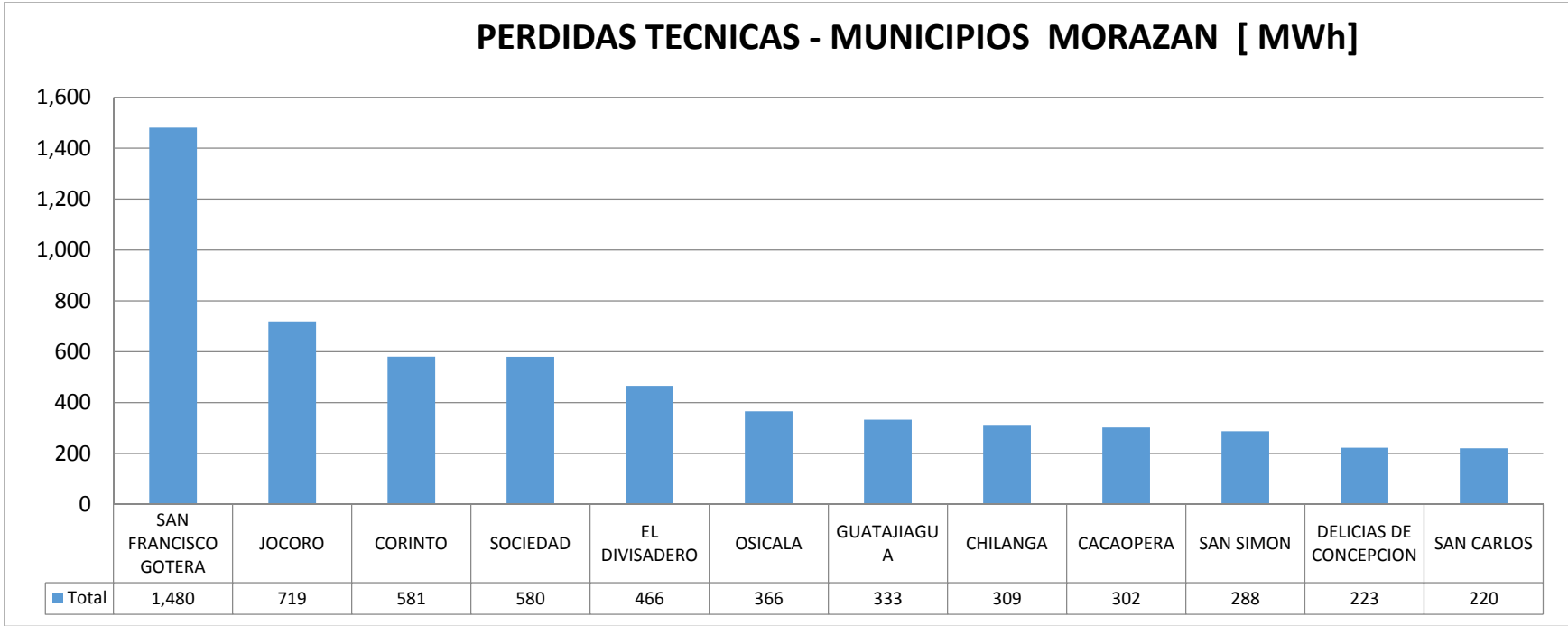
Grafica 3.6.5



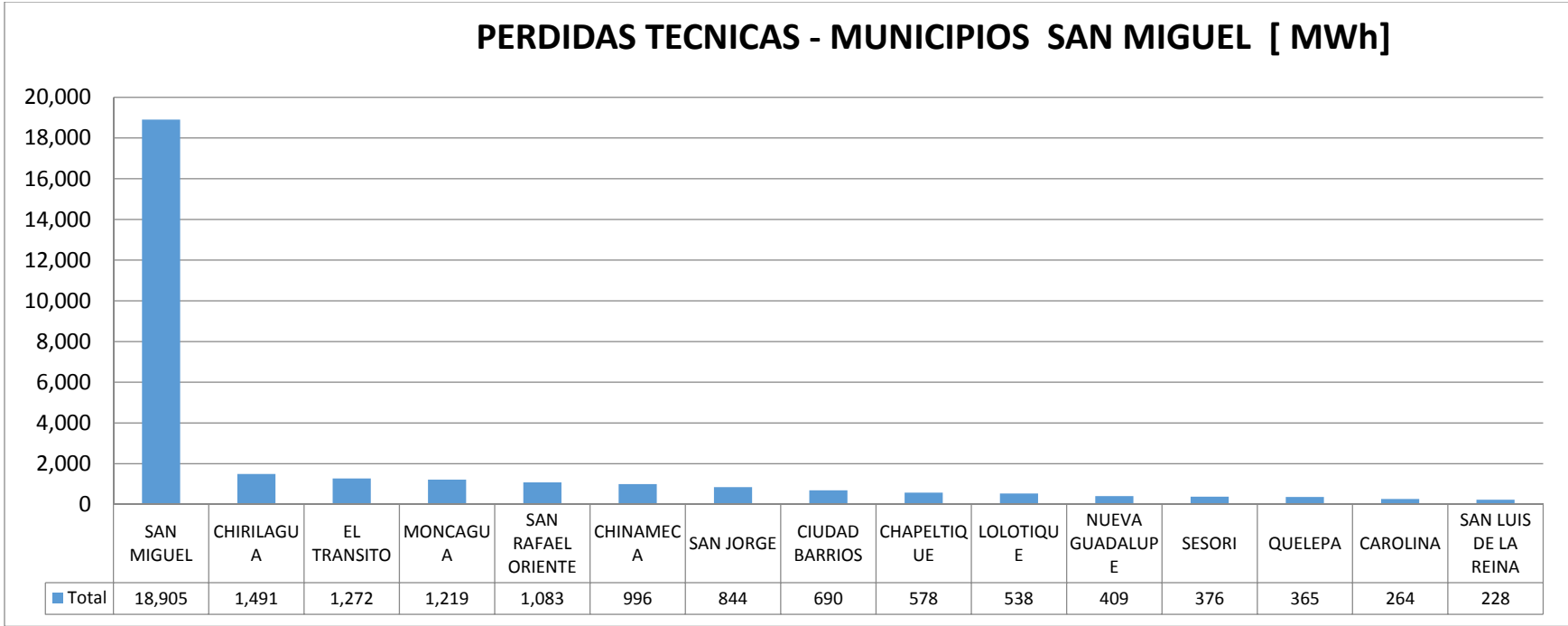
Grafica 3.6.6



Grafica 3.6.7

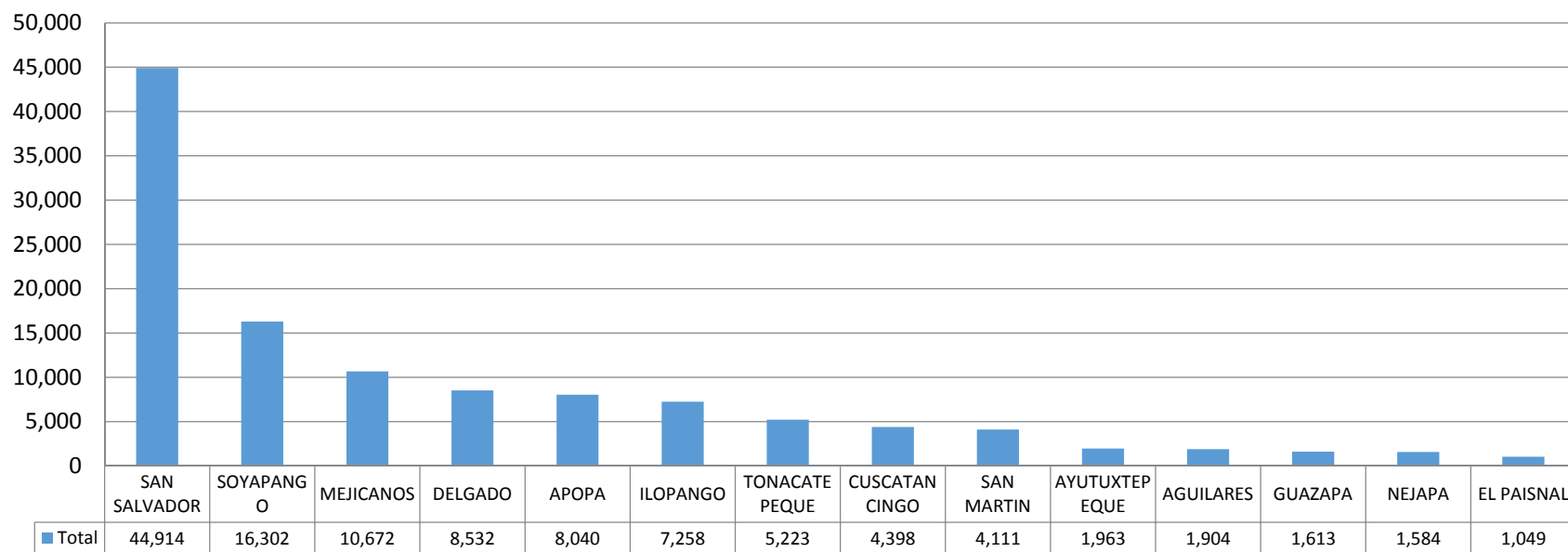


Grafica 3.6.8

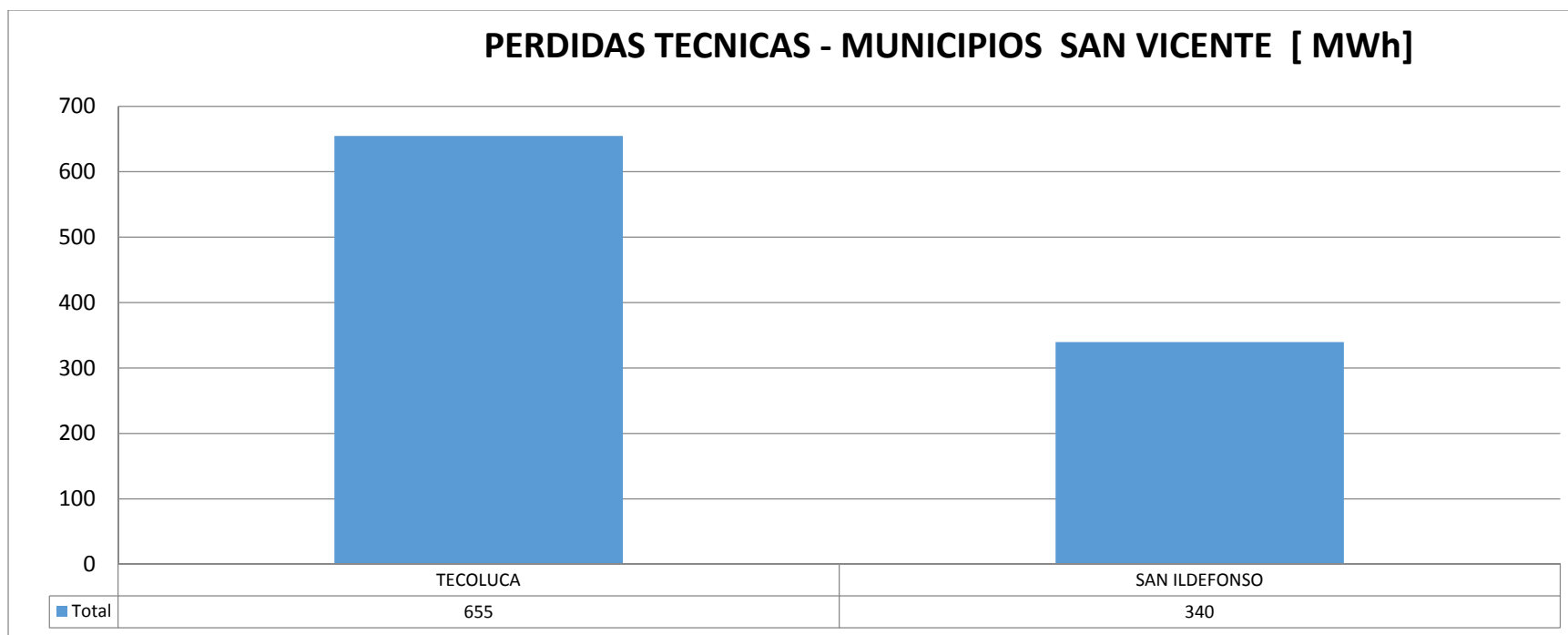


Grafica 3.6.9

PERDIDAS TECNICAS - MUNICIPIOS SAN SALVADOR [MWh]

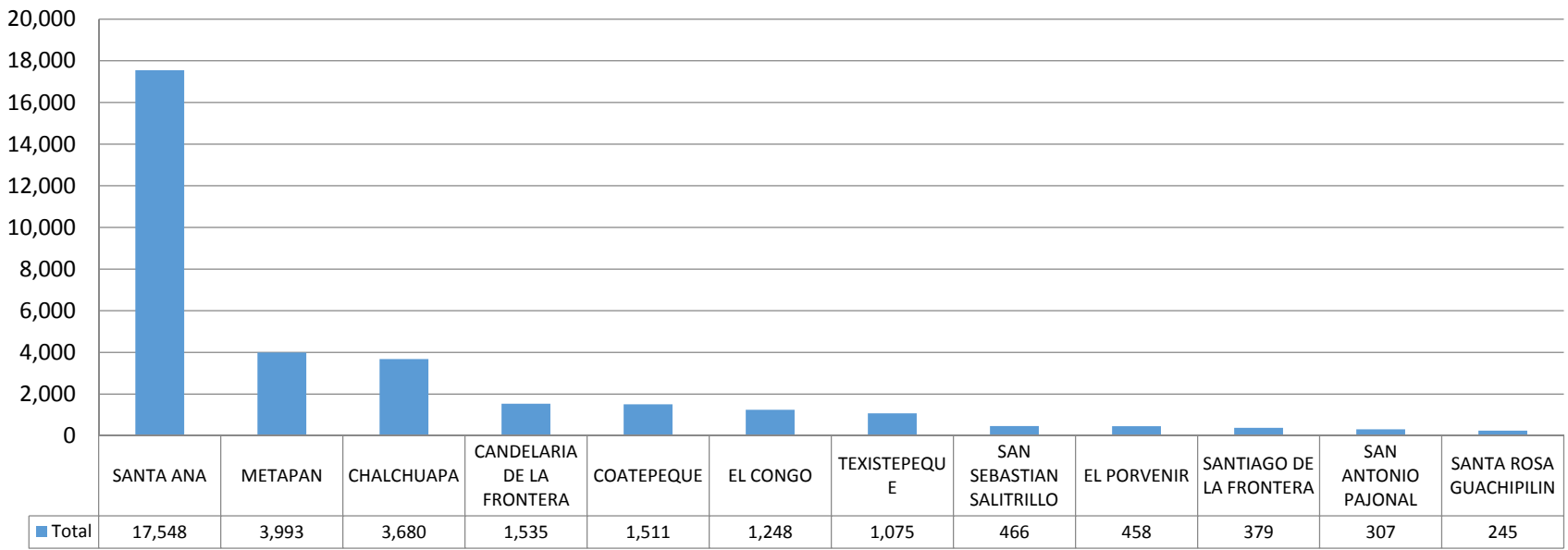


Grafica 3.6.10



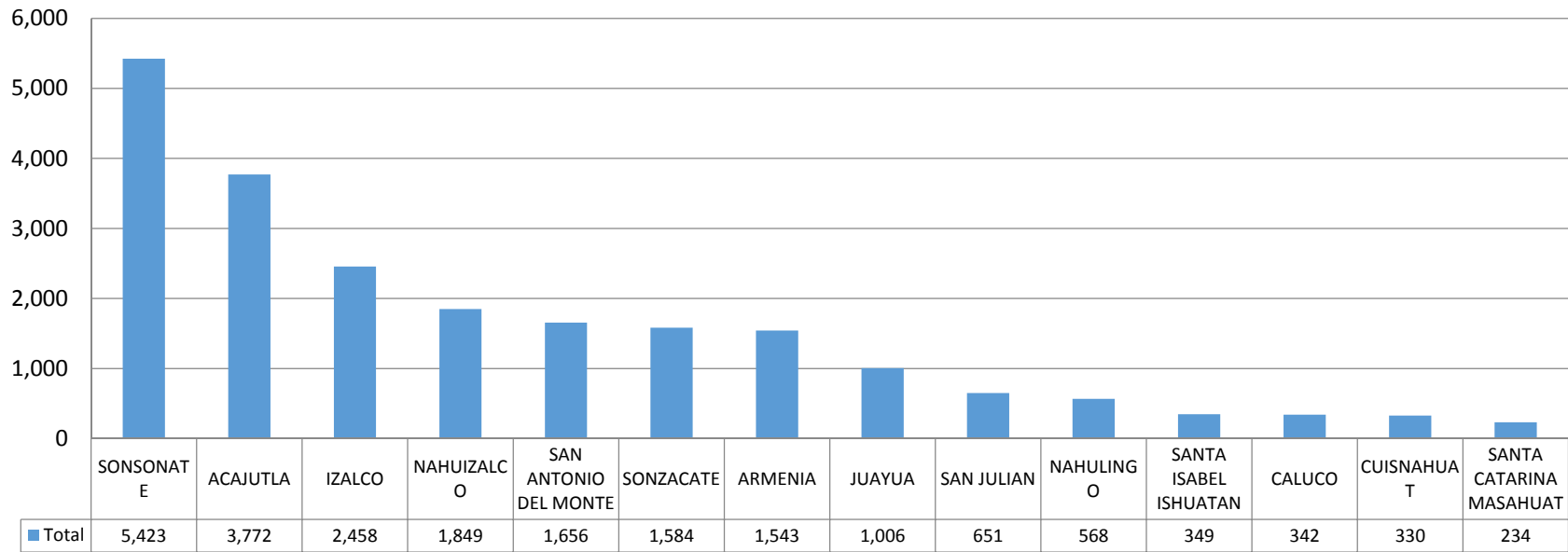
Grafica 3.6.11

PERDIDAS TECNICAS - MUNICIPIOS SANTA ANA [MWh]



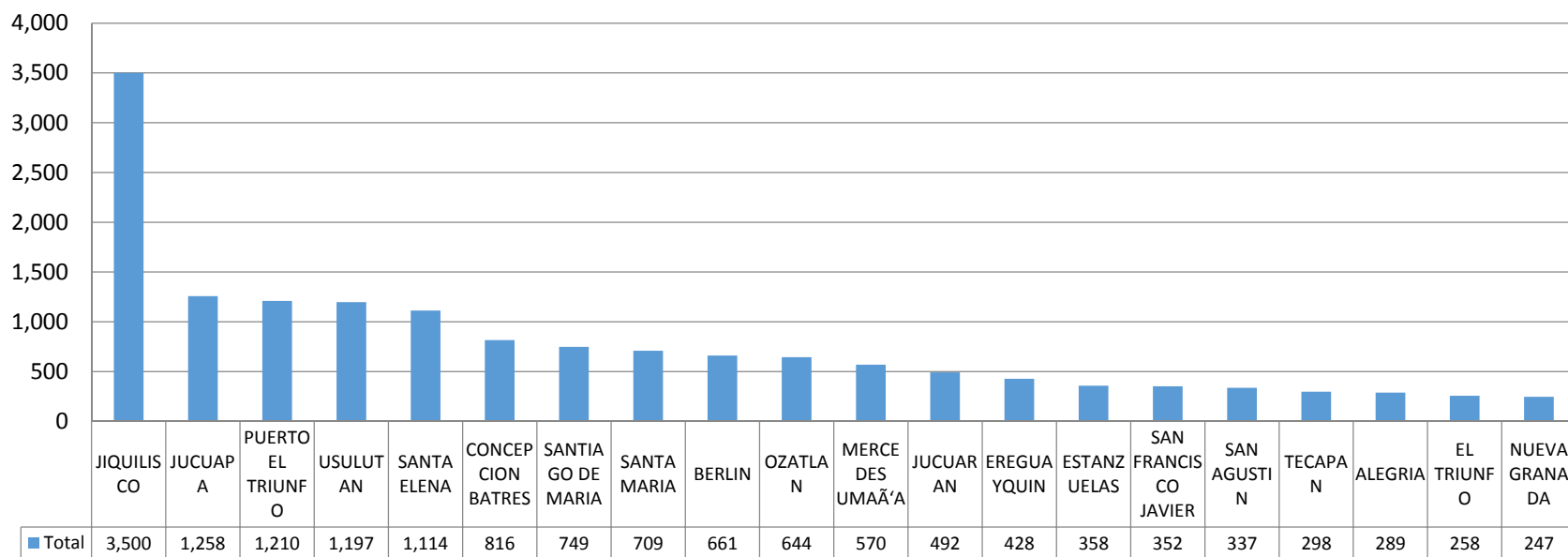
Grafica 3.6.12

PERDIDAS TECNICAS - MUNICIPIOS SONSONATE [MWh]



Grafica 3.6.13

PERDIDAS TECNICAS - MUNICIPIOS USULUTAN [MWh]



Grafica 3.6.14