



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

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 eléctricas necesaria para conectar las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas plantea 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

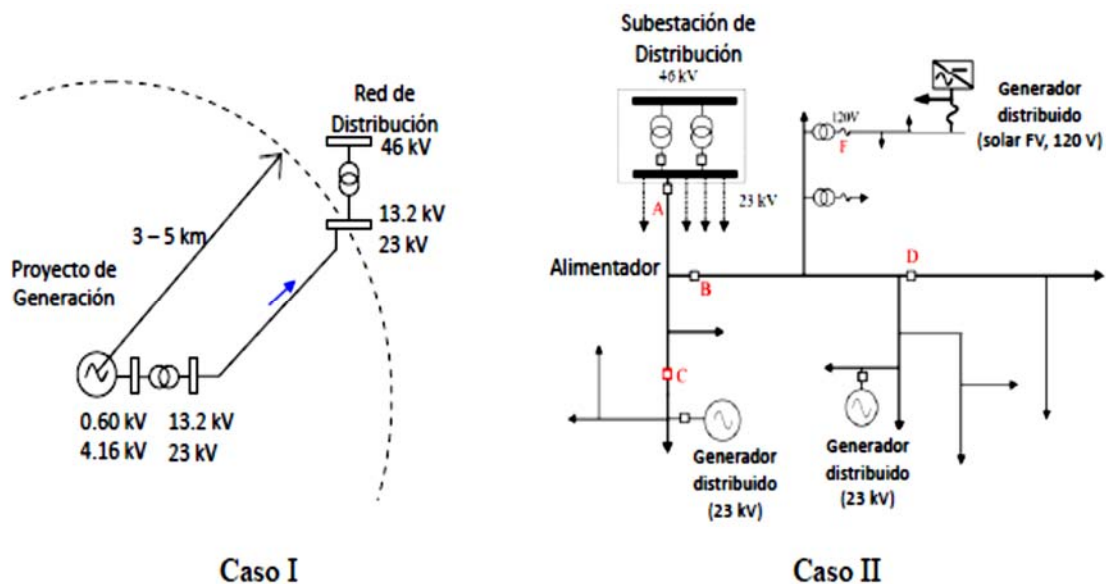
La forma de interconectar generadores a las redes de distribución se realiza mediante los siguientes casos:

Caso I: Generador conectado a una subestación de distribución en 13.2 kVó 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.

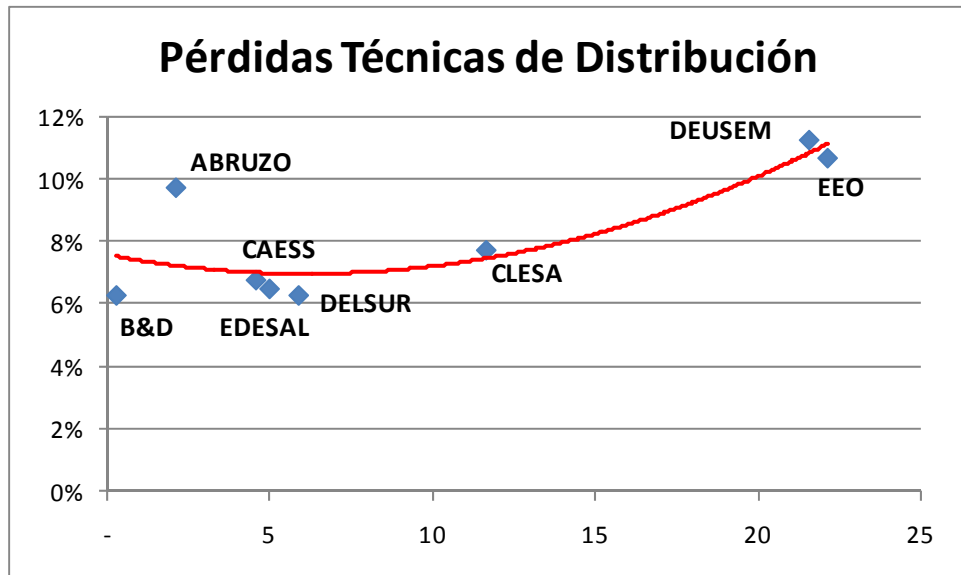


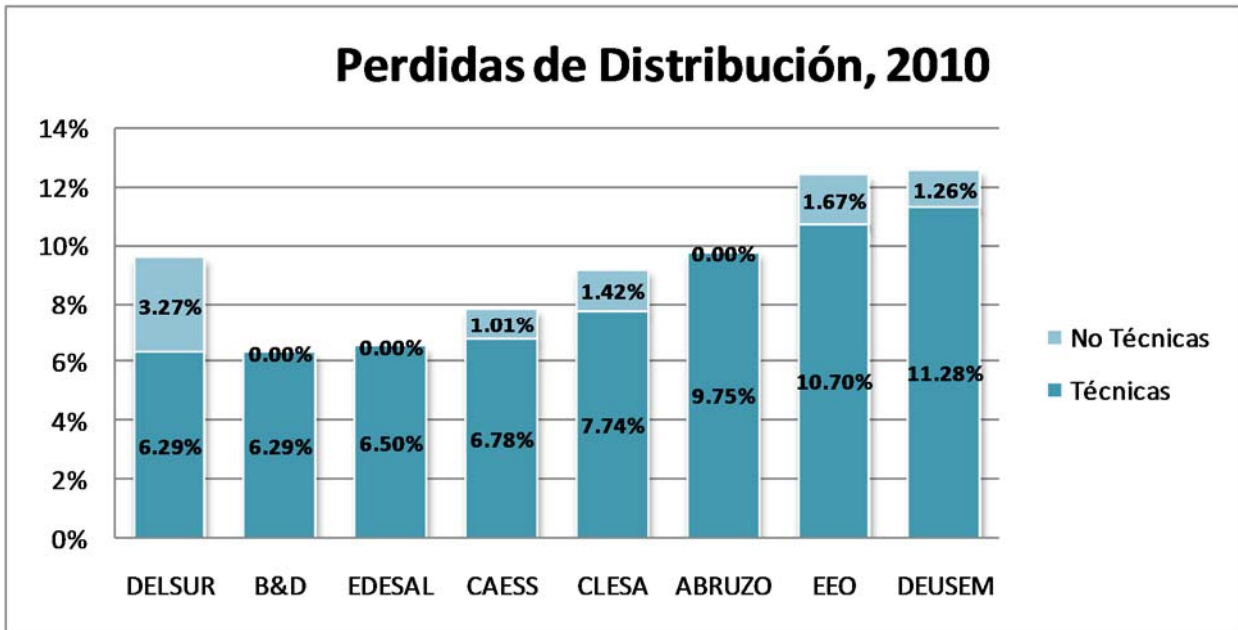
Figura 1.2

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:

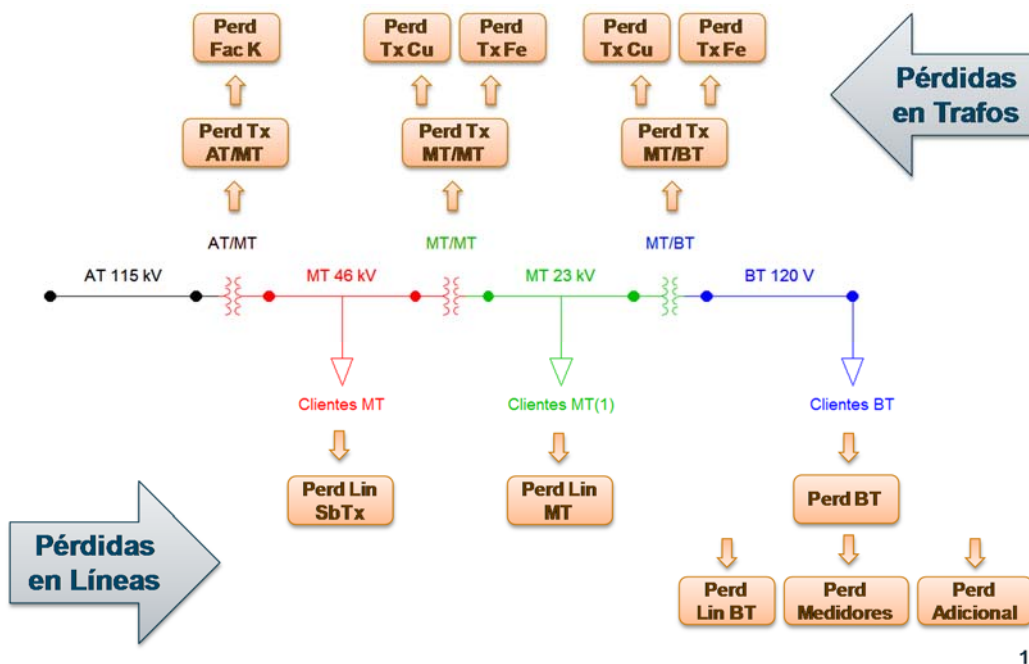


Figura 1.4.1 Diagrama de Pérdidas Técnicas

Se observan en el diagrama:

Pérdidas en estaciones transformadoras

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

- Pérdidas en el cobre

Pérdidas en las líneas

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

1.4.1 FORMULAS UTILIZADAS

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

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):

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

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 SOFTWARE 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 ejecutarse 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 determinar la configuración de la conexión al servicio de la máxima carga posible sin violar los límites de carga y voltaje.

Estudio de contingencia también puede reconocer las mejoras del sistema que, de aplicarse antes de un corte de luz, pueden aumentar la 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 de 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

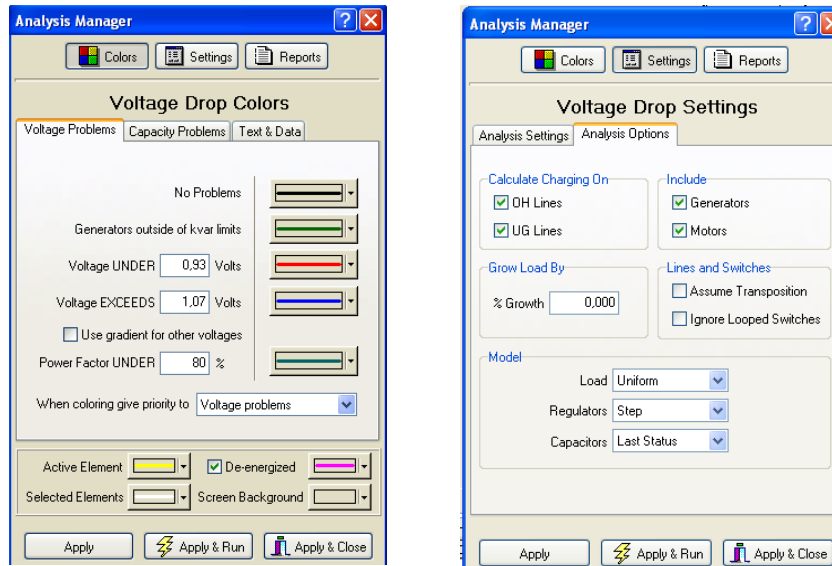


Figura 1.5.4.1, muestra ventana de datos de entrada de variaciones de voltaje y % de crecimiento utilizados.

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 overread.

- 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.

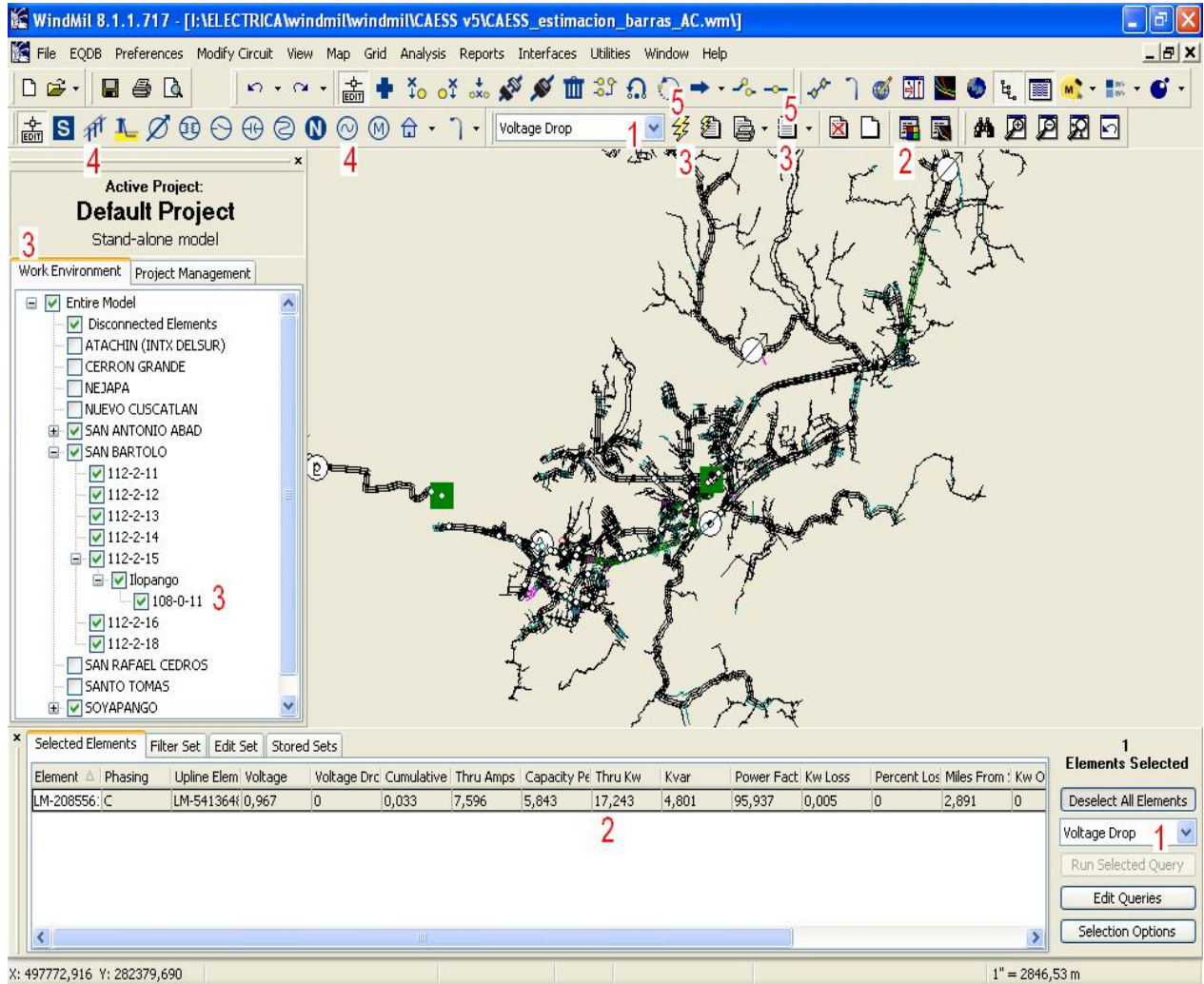


Figura 1.5.4.3

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

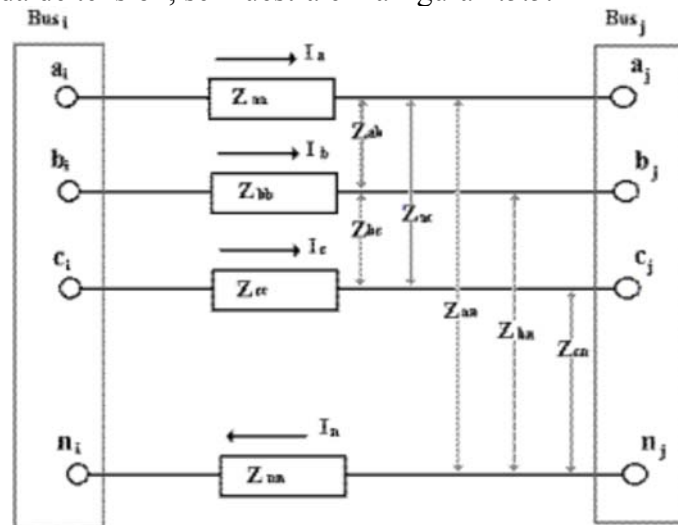


Figura 1.5.5.1

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

$$\begin{bmatrix} V_{a \ ij} \\ V_{b \ ij} \\ V_{c \ ij} \\ V_{n \ ij} \end{bmatrix} := \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{an} & Z_{bn} & Z_{cn} & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix}$$

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.

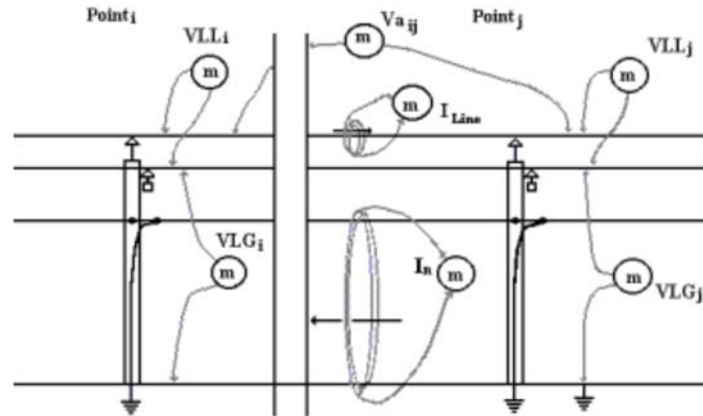


Figura 1.5.5.2

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:

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

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:

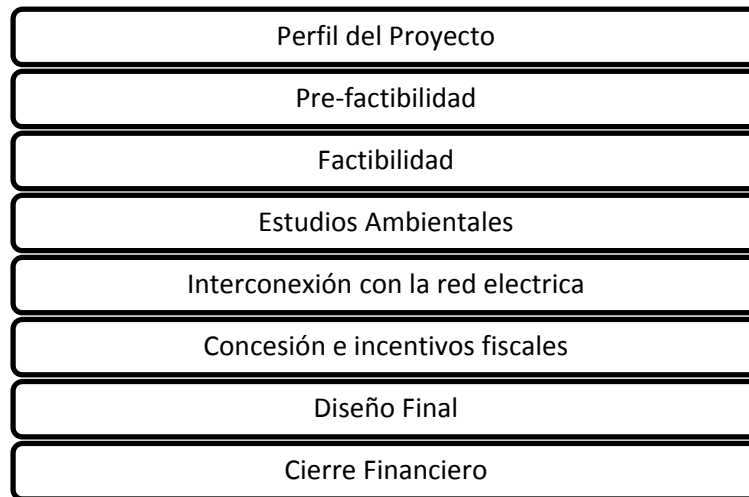


Figura 1.7.1.2

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:

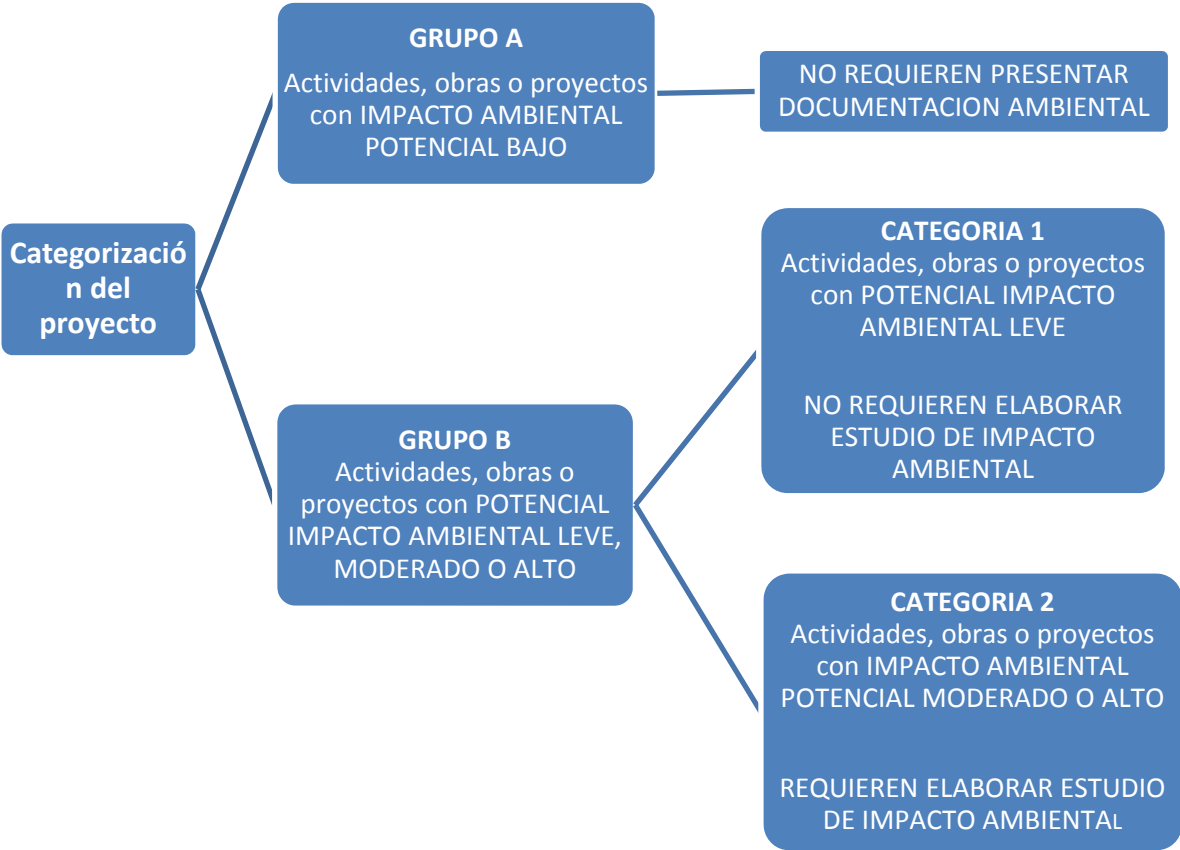


Figura 1.7.1.3

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 (CLESA, 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

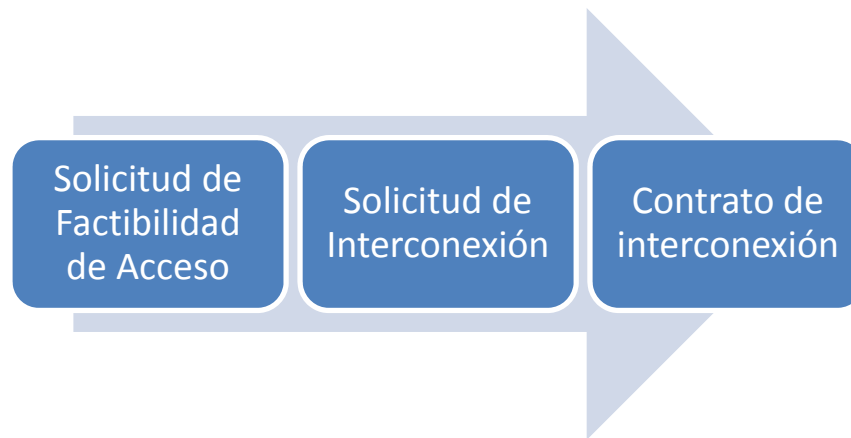


Figura 1.7.1.4

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 (reconector, 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	Etapa de pre-inversión	Etapa de Inversión (Construcción)	Etapa de Operación	Etapa de cierre de operaciones
Interconexión con el sistema eléctrico	Distribuidora	- Factibilidad de acceso - Solicitud de interconexión - Contrato de interconexión			- Tramite desconexión - Termino 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	Etapa de pre-inversión	Etapa de Inversión (Construcción)	Etapa de Operación	Etapa de cierre de operaciones
Interconexión con el sistema eléctrico	Distribuidora	- Factibilidad de acceso - Solicitud de interconexión - Contrato de interconexión			- Tramite desconexión - Termino 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	Etapa de pre-inversión	Etapa de Inversión (Construcción)	Etapa de Operación	Etapa 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.

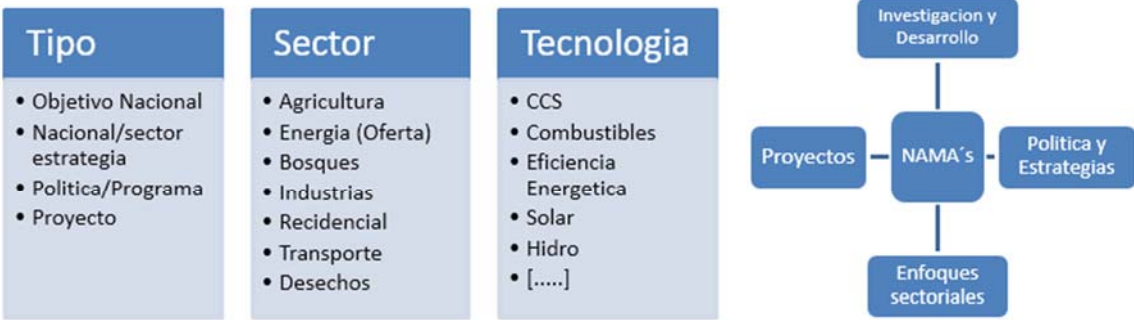


Figura 2.1

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 16^o y 17^o, 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

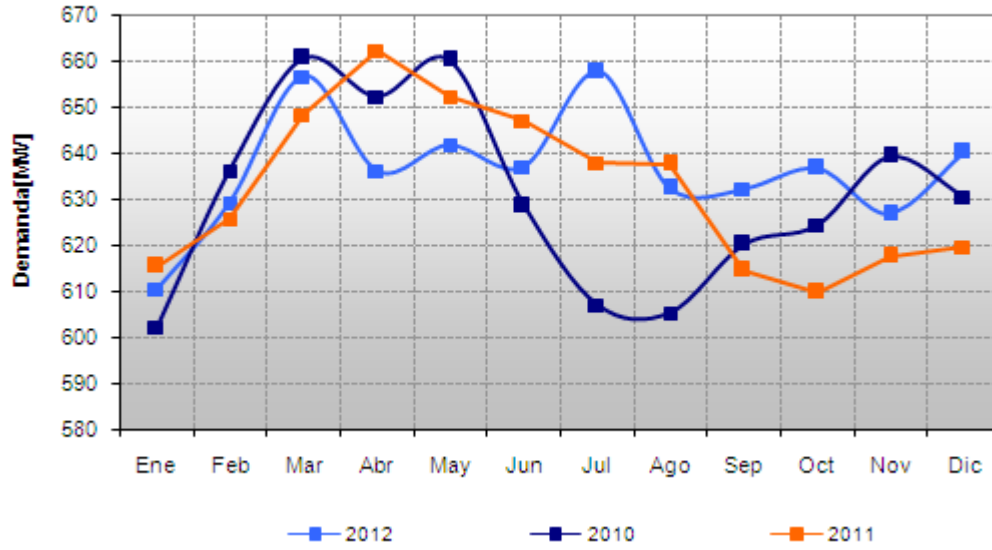
Fuente: Informe Estadístico de la Red AES El Salvador 2012.

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

Máxima Demanda de Potencia AES ES [MW]



Grafica 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.

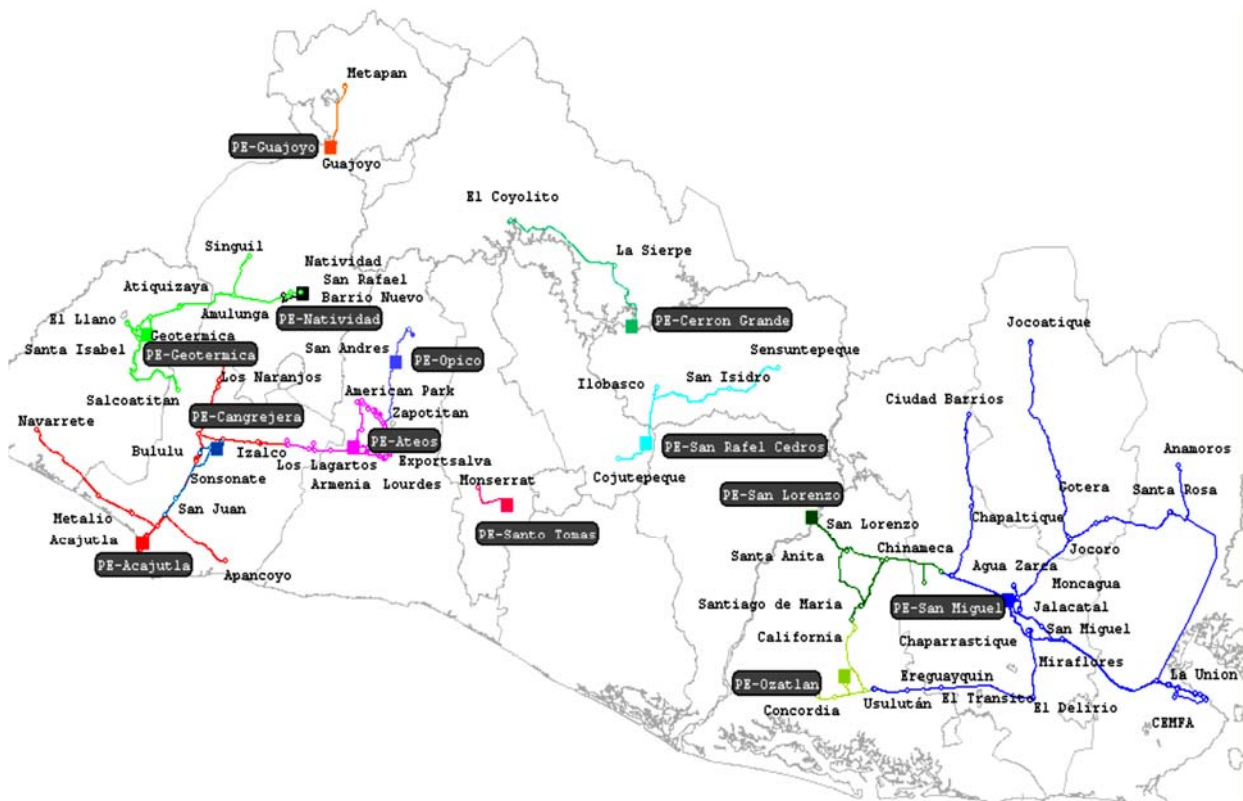


Figura 3.2.1 Ubicación de subestaciones y puntos de entrega ETESAL

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 Ahuachapan	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.

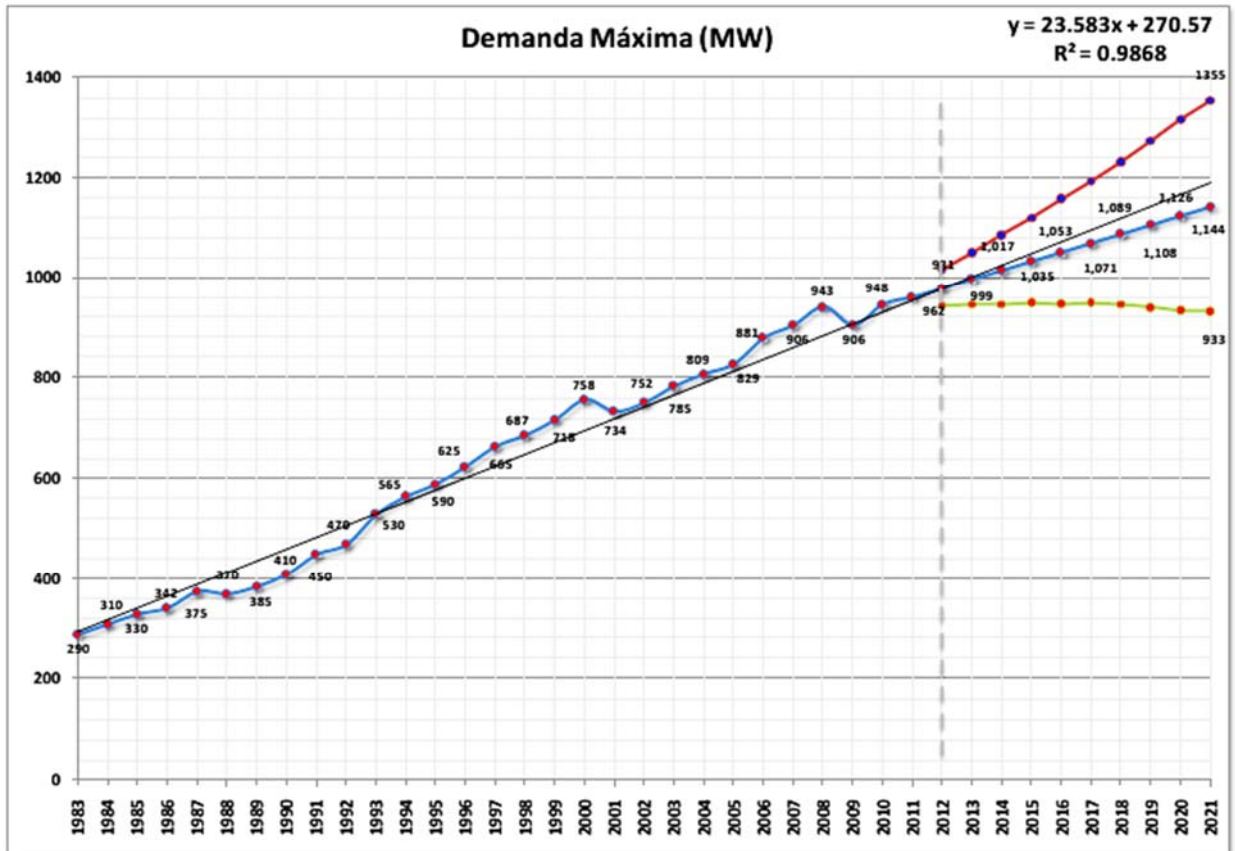


Figura 3.2.2 Proyección de demanda máxima de potencia – Sistema salvadoreño – 10 años.

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.	
	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

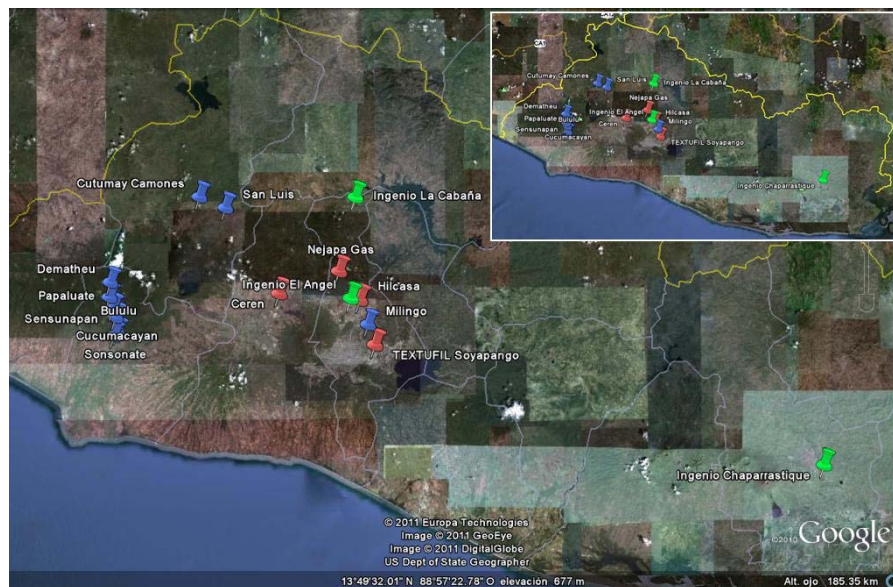
*Máxima Coincidental

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 Textufile 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.

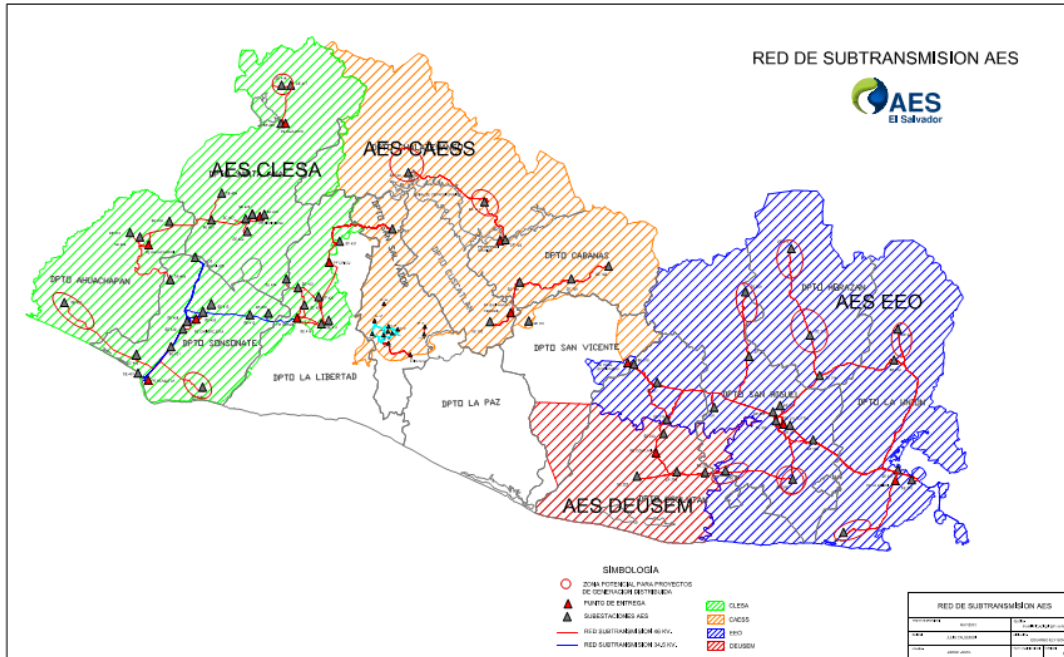


Figura 3.5.1

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.

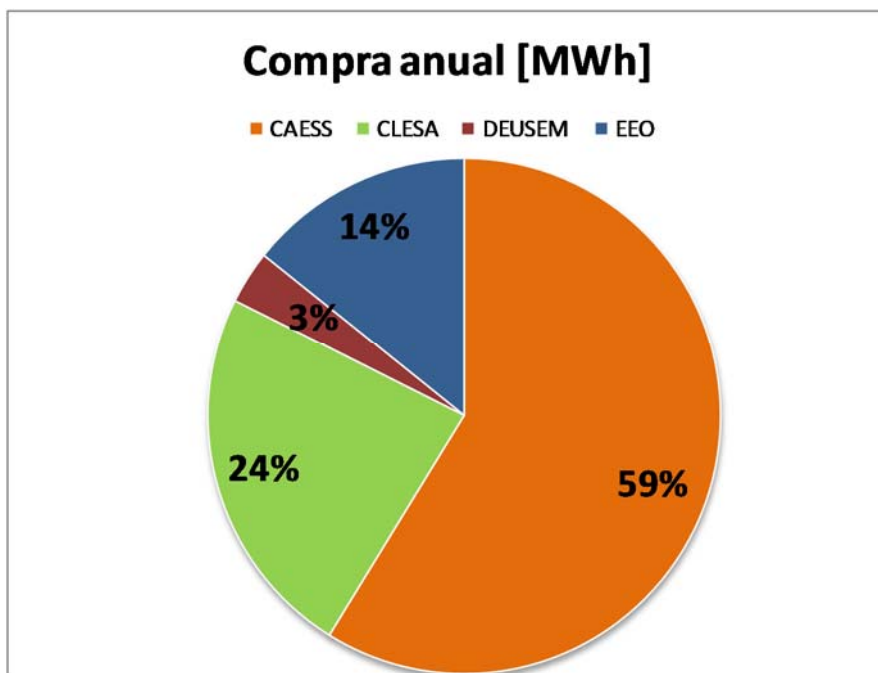
Como se describirá en capítulos posteriores los proyectos serán definidos en base a su impacto en reducción de pérdidas técnicas de energía en el sistema ya que esto se traduce en toneladas de CO₂ mitigadas al reducir la generación térmica contenida en la matriz energética del país. De acuerdo a esto, 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 $\mu\mu\text{m}$ 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

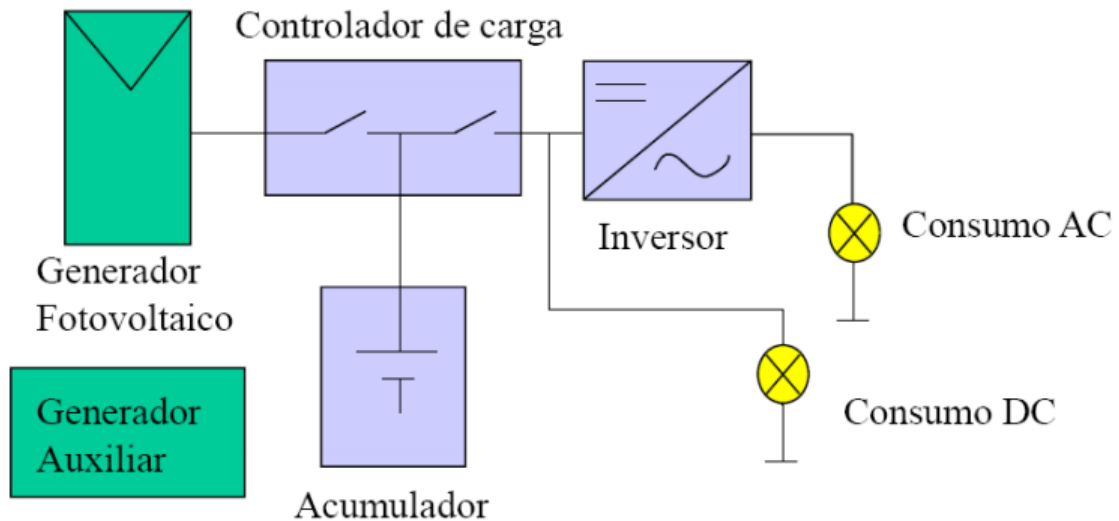


Figura 4.1.4.3 Diagrama típico de conexión de un generador fotovoltaico

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

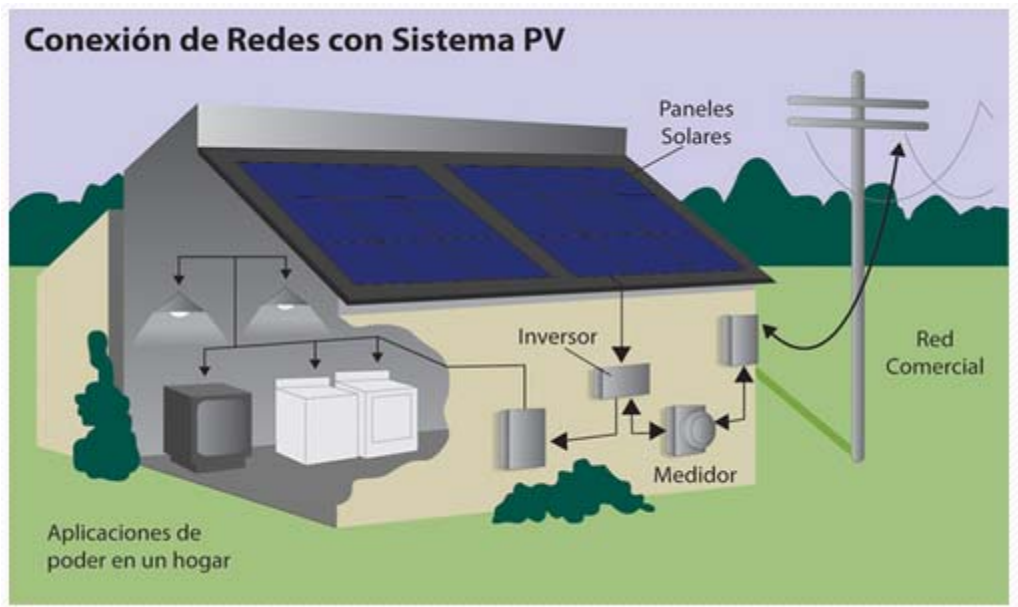


Figura 4.1.4.4 Esquema típico de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

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) Parques 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 este potencia que será aprovechado para fines energéticos a la red de distribución eléctrica. Figura 4.2.0.1

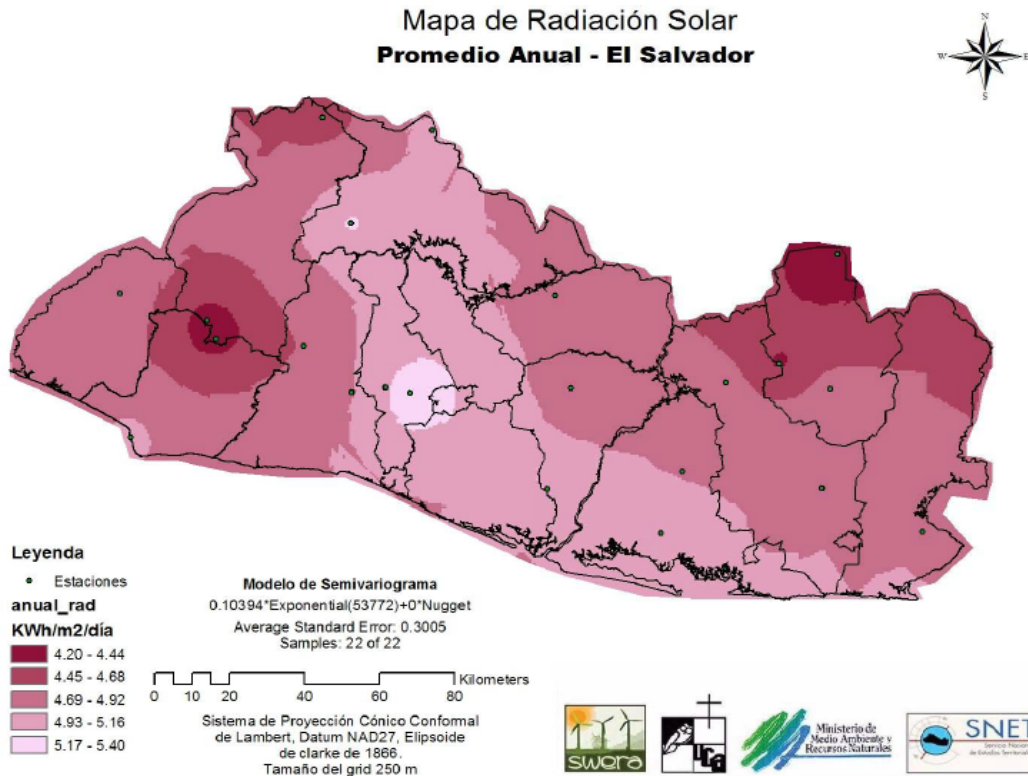


Figura 4.2.0.1

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

Potencia Total del proyecto = 1800 unidades x 280 Watts = 504 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

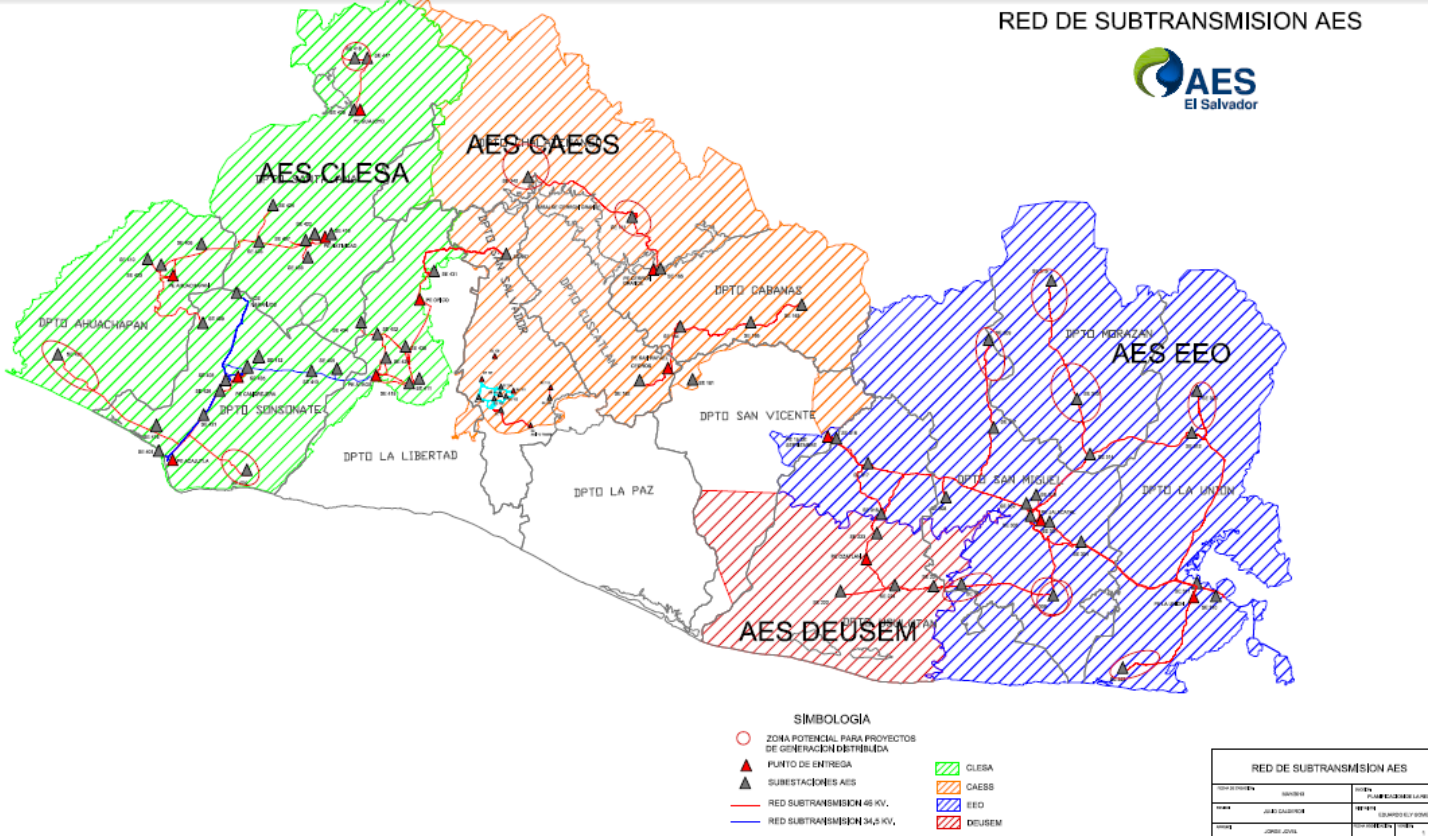


FIGURA 4.5.0.1 (Este detalle se podrá apreciar en el ANEXO B).

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.

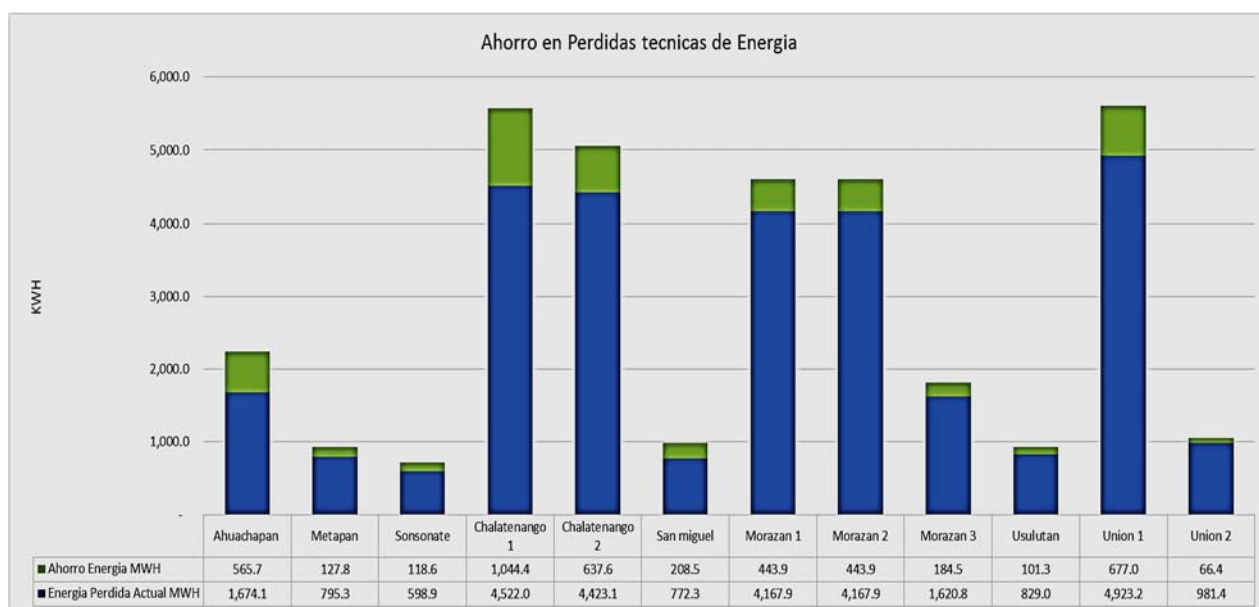
DISTRIBUIDORA	SUBESTACION	NUMERO DE CIRCUITO	NOMBRE DEL PROYECTO	DISTANCIA INTERCONEXION m	CALIBRES
CLESA	ACAJUTLA NAVARRETE	420-1-11	AHUACHAPÁN	160	3 HILOS 2ACSR
CLESA	METAPAN URBANO	418-1-11	METAPAN	300	3 HILOS 2ACSR
CLESA	APANCOYO	13-4-81	SONSONATE	300	3 HILOS 2ACSR
CAESS	CERRON GRANDE	17-4-81	CHALATENAN 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

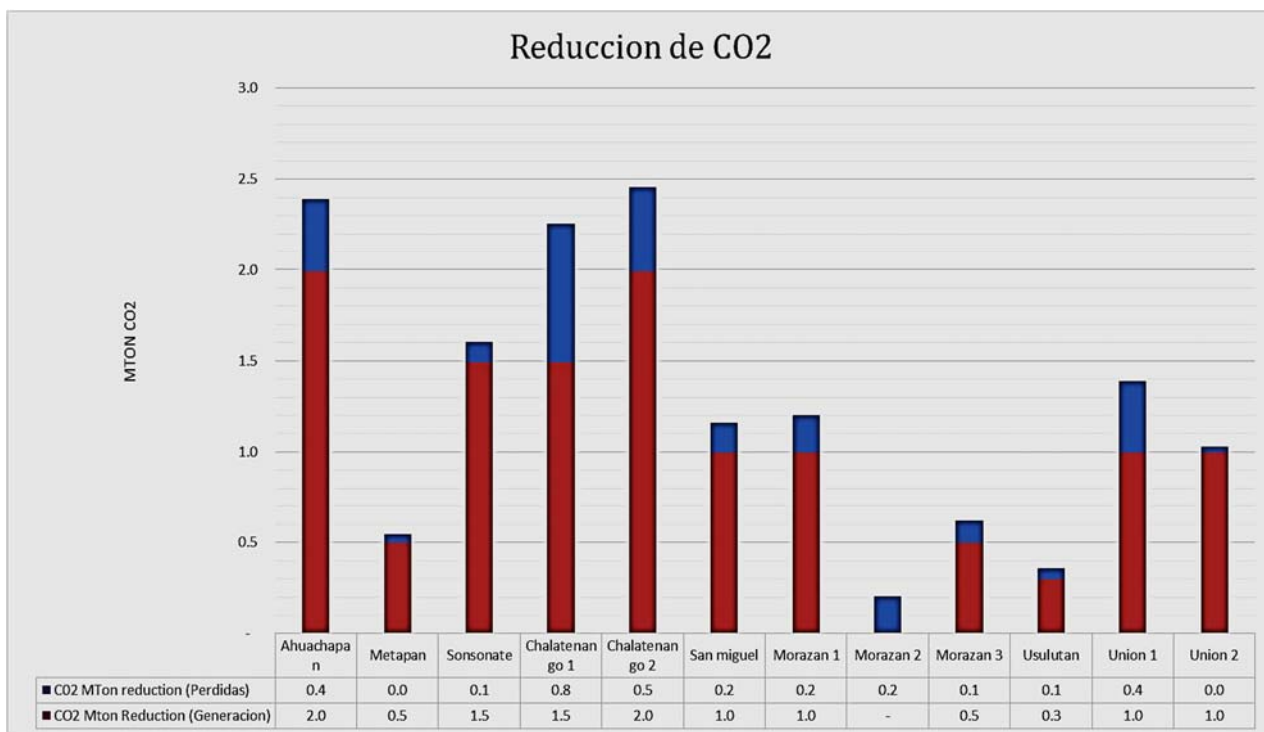
Para la simulación de portafolio de proyectos solar fotovoltaicos contenidos en el ANEXO B, se utilizó el programa Windmil, el proceso se describe en el capítulo 1 literal 1.5.3 y 1.5.4. Además fue necesario levantamiento de datos de línea de interconexión, que se encuentra descrito en el ítem 4.3.0.

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 gráfico 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						290.0	\$ 52,208	0.2	1,401.6	1.0
MORAZAN 2	1,000	4335	723	646	77	-	\$ -	-	-	-
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 recalibracion 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

NO	PROYECTO	RIO	LATITUD	LONGITUD	Potencia	INVERSION \$US	COTO/KW (US\$/kW)	COSTO GENERACION (US\$/kWh)
					MW			
2	Mirazalco	Río Gran.d.e de Sonsonate	13.8414	89.7456	3.37	\$ 9,969,000.00	2,958	0.089
3	Gualpuca	Río Gualpuca	13.8333	88.2333	1	\$ 1,475,000.00	1,475	0.032
5	San Luis IV	Río Suquiapa	13.9942	89.4828	1.5	\$ 5,250,000.00	3,500	0.105
8	La Joya	Río Acahuapa	13.6248	88.7383	3	\$ 9,000,000.00	3,000	0.09
9	San Francisco	Río Tapuchina	13.8482	89.7285	1	\$ 3,000,000.00	3,000	0.09
15	Cucumacayan (Reconversion)	Río 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)	Río Sensunapán	13.7567	89.7153	3.839	\$ 9,450,000.00	2,461	0.074
31	Quezalapa	Río Quezalapa	13.8833	88.9667	1.05	\$ 3,150,000.00	3,000	0.158
32	Tihuapa 1	Río Tihuapa	13.5883	89.1383	1.315	\$ 3,945,000.00	3,000	0.134
37	Tihuapa 3	Río Tihuapa	13.6067	88.65	2.1	\$ 6,300,000.00	3,000	0.122
38	Tihuapa 5	Río Tihuapa	13.7667	88.6	1.41	\$ 4,230,000.00	3,000	0.098
39	Cuyuapa	Río Cuyuapa	13.75	88.8	1.02	\$ 3,060,000.00	3,000	0.142
40	Suquiapa	Río Suquiapa	13.9833	89.4333	3.53	\$ 10,590,000.00	3,000	0.102
41	Gr. Chalatenango	Río Gr. Chalatenango	14.7167	89.0833	1.63	\$ 4,890,000.00	3,000	0.175
42	Sucio 3	Río Sucio	13.9833	89.2833	2.025	\$ 6,075,000.00	3,000	0.072
43	Polbrós		13.805	89.8083	2.025	\$ 6,075,000.00	3,000	0.152
44	Huiza 2	Río Huiza	13.55	89.2333	2.1	\$ 6,300,000.00	3,000	0.138
45	Santo Domingo (Presa 1 & 2 & 3)	Río Tepechapa/ Río Cacahuata/	13.7497	89.7838	1.54	\$ 2,958,000.00	2,881	0.087
46	Chacala Los Apantes (Presa 1 & 2)	Río Chacala / Río Los Apantes	13.8037	89.8484	1.5	\$ 4,498,000.00	3,124	0.094
50	San José Loma	Río 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	Río Huiza	13.5762	89.2177	1.1	\$ 3,268,000.00	2,971	0.145
61	Torola	Río Torola	13.8501	88.4663	4.321	\$ 4,710,000.00	1,090	0.033
66	Malancola	Río Jiboa	13.5695	88.985	4.175	\$ 10,926,000.00	2,617	0.081
67	Gran.d.e de San Miguel, Sn Juan	Río 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	Río 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)	Río Chilama / Río Siguatepeque	13.6212	89.3309	2.623	\$ 5,197,000.00	1,981	0.087
72	EL Jabio	Río Gran.d.e de Sonsonate	13.7532	88.2887	2	\$ 6,000,000.00	3,000	0.132
89	Tilapa II	Río Gran.d.e de Chalatenango	14.2237	89.0976	1.925	\$ 5,234,000.00	2,719	0.108
104	Los Pueblos II	Río de Los Pueblos	13.8643	88.6869	1.247	\$ 4,075,000.00	3,267	0.116
138	Tilapa I	Río 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 descarta por ser reconversión, no se tiene datos del proyecto actual.

Par los proyectos TilapaII, Tilapa I y Grande de Chalatenango se analizará 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.

5.2.1 PROCEDIMIENTO DE FACTIBILIDAD DE INTERCONEXION PARA PORTAFOLIO DE PROYECTO 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 la 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.

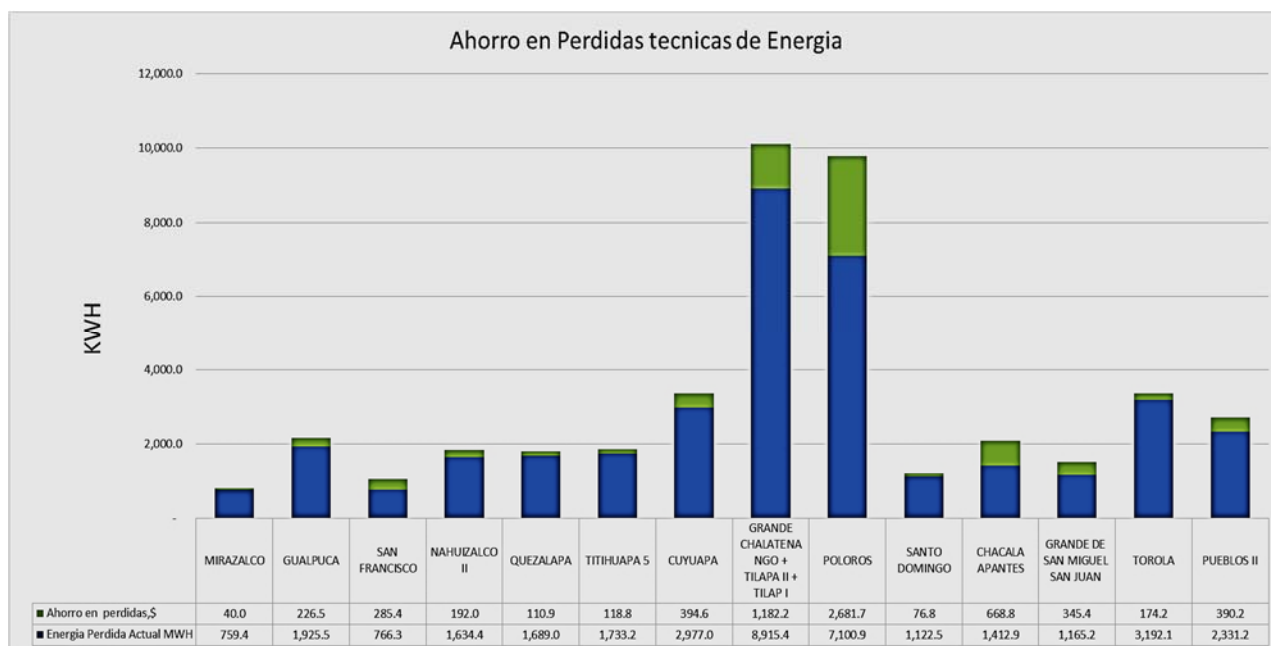
Las distancias de línea de interconexión serán utilizadas en el literal 5.5.0 para que sumen en los costos de inversión de cada proyecto.

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

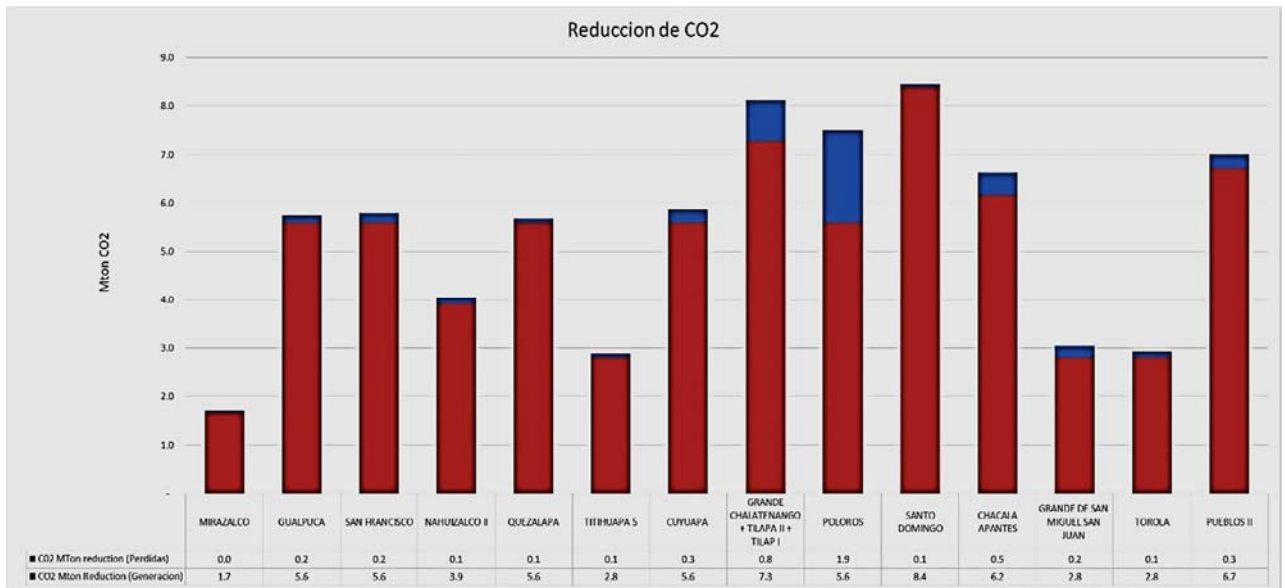
Los resultados obtenidos de la simulación de los proyectos Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se utilizó el programa Windmil, el proceso se describe en el capítulo 1 literal 1.5.3 y 1.5.4. Además fue necesario levantamiento de datos de línea de interconexión, que se encuentra descrito en el ítem 5.2.0.

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
NAHUJIZALCO 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
OLOROS	\$ 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	$W_g=0.145*Q^{0.692}$	50,600
Toma						107,400
Peso de Compuerta	W_g ton	44.5	US\$/ton	2,200	$W_g=12.7*(R*Q)^{0.533}$, $R=D/d^2$	97,900
Peso de Zaranda	W_s ton	2.8	US\$/ton	3,390	$W_s=0.701*(R*Q)^{0.582}$, $R=D/d^2$	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	$W_p \text{ (ton)}=7.85*\pi*D_p*Tp/1000*1.15*L$	318,700
Compuerta Salida						0
Peso de Compuerta	W_o ton	-	US\$/ton	2,200	$W_g=0.910*Q_{max}^{0.613}$	-
Otros					20%	100,000
	L.S.	-				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	Costo [mil. US\$] = $0.7452 * P \text{ [mW]}^{0.8546}$	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 = $23867 * (\text{No. turbinas})$	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	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 v Capacitación	kW	4,175	US\$/kW	55.81	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 (menor 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 KW	COSTO PLANTA (US\$/kW)	COSTO INTERCONEXION SG	INVERSION PLANTA \$US	COSTO TOTAL INVERSION	COSTO GENERACION (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 ECONOMICO 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 (x1000 US\$)	PERÍODO Amortización años	TASA INT. AN. Préstamo	EXENCIÓN IMPUESTOS AÑOS	IMPUESTO Corporativo	TASA Descuento
Operación	Escalación									
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 ^B	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 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, Pérdidas 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 en 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	Perdida técnica anual [MWh]
CAESS	150,688
CLESA	74,577
DEUSEM	14,593
EEO	55,432
AES	295,289

Tabla 7.4.1

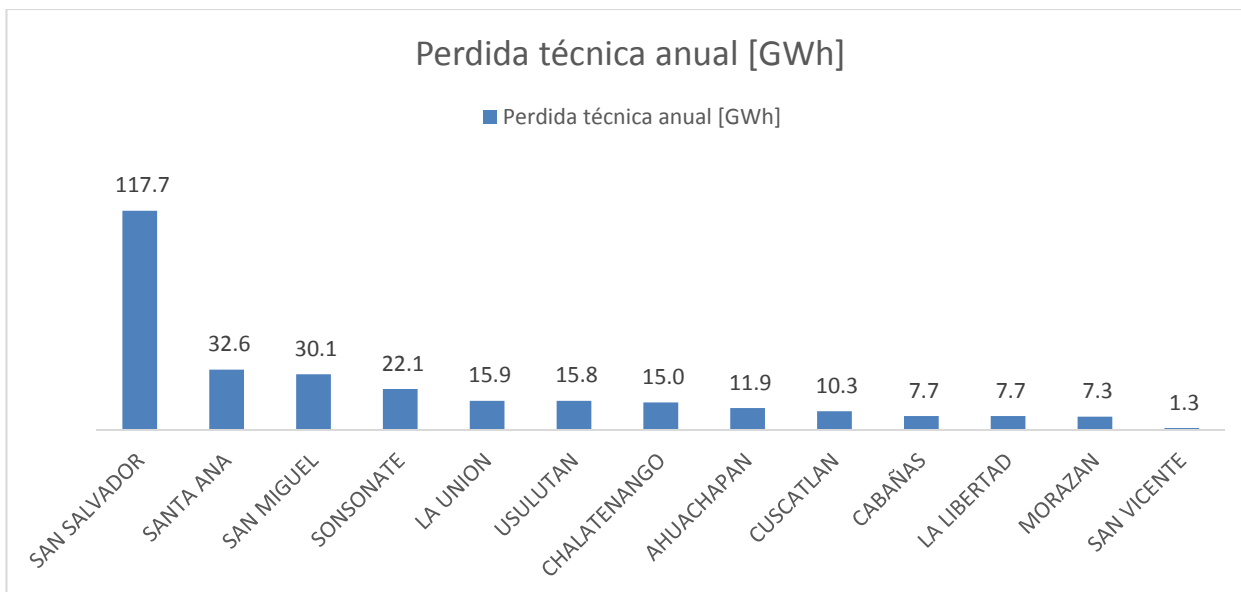


Grafico 7.4.1

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.

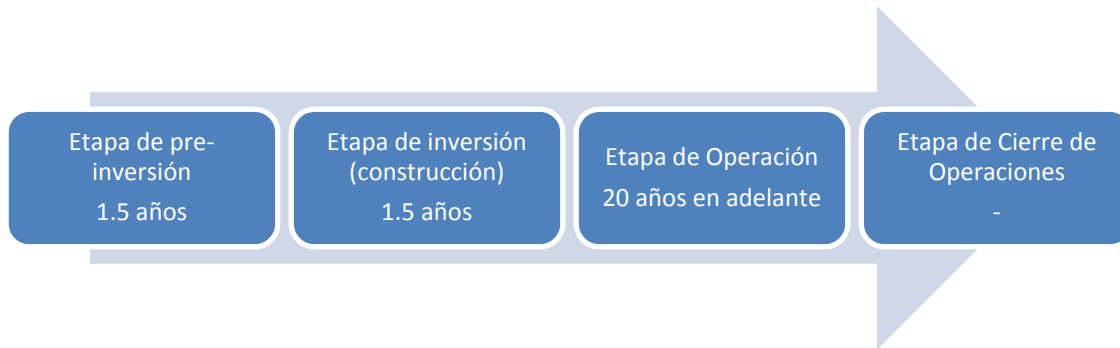


Figura 7.6.1

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 ENERGIARENOVABLES DE EL SALVADOR

ANEXO G: MAPA DE RED DE SUBTRANSMISION AES EL SALVADOR

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