

Capítulo 4 Proyectos Existentes y en Desarrollo con Energías Renovables

En este capítulo se ha revisado la siguiente información en energías renovables: (i) situación actual, (ii) barreras en la implementación, (iii) estudios relacionados y proyectos existentes y en desarrollo, y (iv) planes de proyectos futuros. Se presentan descripciones sobre las energías renovables en general, así como de pequeñas centrales hidroeléctricas, energía eólica, energía solar fotovoltaica, energía solar térmica, energía geotérmica, energía de biomasa y energía de biogás. Considerando la información de los puntos (i) hasta el (iv) antes mencionados, se dará una descripción concerniente al enfoque básico dirigido a la formulación del Plan Maestro, es decir, cómo formular el Plan Maestro tomando en consideración la información disponible. Considerando los problemas técnicos y económicos de las fuentes de energía renovables, pudiera ser necesario realizar trabajos previos para la introducción de los mismos, como por ejemplo: implementación de proyectos piloto, desarrollo e investigación, así como el desarrollo de los recursos humanos en empresas y universidades, o educar a las industrias relacionadas con el tema. Al considerar tales fuentes de energía, el trabajo principal será revisar la información existente para indicar recomendaciones dirigidas a su futura implementación.

4.1 Generalidades de las energías renovables

Antes de proseguir con la introducción de cada una de las fuentes de energía renovables, a continuación se presenta un panorama general de las mismas.

4.1.1 Situación actual

En la Tabla 4.1.1 se listan las centrales eléctricas que utilizan fuentes de energía renovables para el año 2010.

Tabla 4.1.1 Capacidad instalada en cada central eléctrica fuente de energía renovable

Tipo de Central Eléctrica	Capacidad Instalada (MW)
Hidroeléctrica (≥ 20 MW): 3 centrales	452
Pequeña Hidroeléctrica (< 20 MW): 17 centrales (≥ 5 MW: una central, < 5 MW: 16 centrales)	35
Central Eléctrica Geotérmica: 2 centrales	204
Central Eléctrica de Biomasa: 3 centrales(*)	104
Total	795

(Fuente: Boletín de SIGET 2010) *: Una fábrica más llamado "Chaparrastique" comenzó generación en 2011.

Las centrales hidroeléctricas hasta 20 MW de capacidad (tres centrales), pequeñas centrales hidroeléctricas mayores o iguales a 5 MW (una central) y centrales geotérmicas (dos centrales), están conectadas a la red eléctrica de alto voltaje (línea de transmisión de 115 kV) para poder vender energía al mercado mayorista. Por otra parte, las pequeñas centrales hidroeléctricas con menos de 5 MW de capacidad (16 centrales) están conectadas a las redes eléctricas de medio voltaje (líneas de distribución

de 46 kV, 23kV ò 13.2 kV) y venden energía directamente a las compañías distribuidoras.

Mayores detalles de cada fuente de energía renovable, son mostrados en las secciones posteriores.

4.1.2 Barreras en la Implementación

En general, las barreras en la implementación de las fuentes energía renovables, es decir, los retos comunes que pueden ser observados al implementar las fuentes de energía renovables, son mencionadas a continuación:

- Procedimientos complicados para la obtención de permisos y licencias por parte de la SIGET y el MARN, los cuales toman mucho tiempo para ser obtenidos.
- Falta de datos e información (datos de observación y estudio) para la implementación de las energías renovables.
- Existe una propuesta de marco regulatorio (desarrollada durante el año 2011), para promover la implementación de fuentes de energía renovable, las cuales requieren de un alto costo de inversión inicial.

4.1.3 Estudios Relacionados y Proyectos Existentes y en Desarrollo

En las siguientes secciones son descritos los estudios y proyectos para cada fuente de energía renovable. En ésta sección serán revisados en orden cronológico y en forma genérica los proyectos y estudios relacionados a energías renovables, por ejemplo: estudios y proyectos sobre el marco regulatorio para promover la introducción de las energías renovables, guías de aplicación general, estudios relacionados, etc.

4.1.3.1 UNDP/GEF Proyecto de Electrificación basado en Fuentes de Energías Renovables (Octubre 2002)

Para lograr el desarrollo energético deseado mientras se mantiene un medio ambiente más limpio, el gobierno de El Salvador inició el desarrollo de un proyecto basado en energías renovables. Dicho proyecto fue desarrollado para buscar la reducción de emisión de gases del efecto invernadero, al promover fuentes de energía renovables a menor escala (0 a 5 MW de capacidad), los cuales pueden ser integrados a las redes de distribución urbana y rural ya existentes. El proyecto fue desarrollado con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo (PNUD), esto para formular proyectos que más adelante pueden ser financiados con el apoyo da la entidad Global Environment Facility (GEF). El Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN) actuó como contraparte en la implementación del proyecto. La meta del proyecto fue reforzar la competitividad de fuentes de energía renovables en pequeña escala, esto con el objetivo de suministrar a la red de distribución la energía generada asimismo el desarrollo de proyectos ayuda a contribuir a la reducción de la emisión de gases efecto invernadero.

4.1.3.2 Análisis del Mercado Salvadoreño de Energías Renovables (ARECA/BCIE, 2009)

Se desarrolló y se presentó un análisis sobre el mercado de energías renovables en El Salvador a través de un proyecto denominado “Acelerando la inversión de Energía Renovable en Centro América y Panamá” (“Accelerating Renewable Energy Investment in Central América and Panamá (ARECA).”) El proyecto de ARECA, fue implementado en Centro América por “El Banco de Integración Económica” (the Economic Integration Bank) (BCIE), con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo (PNUD) a través de Global Environment Facility (GEF).

ARECA es un proyecto enfocado a promover la introducción de energías renovables en Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, teniendo como meta la reducción de gases efecto invernadero para el desarrollo sostenido de la región. El objetivo principal es realizar proyectos de energías renovables de media a pequeña escala, con una capacidad igual o menor a 10 MW, los cuales pueden contar con el posible financiamiento del BCIE. El proyecto ARECA incluye la identificación y remoción de barreras para la implementación de energías renovables, y mitigar los riesgos de las instituciones financieras a través de mecanismos de garantía de créditos parciales.

Los contenidos principales del reporte se muestran a continuación:

- A. **Información General:** Indicadores relevantes de desarrollo, resumen del sistema de gobierno, geografía, clima y recursos naturales, etc.
- B. **El Mercado Eléctrico y la Energía Renovable:** Mecanismos del Mercado Eléctrico, Marco Regulatorio, Operación del Mercado, Licencias y Permisos, etc.
- C. **Costos de Generación y Precios de la Energía:** Costos de generación de las fuentes de energías renovables hasta 10 MW de capacidad y los esquemas de precio del mercado eléctrico.
- D. **Proyectos de Energía Renovable y Mercados de Carbono:** Elementos generales de los estatutos del “Mecanismo de Desarrollo Limpio” (the Clean Development Mechanism) (CDM), a nivel internacional, regional y de país, aplicación del CDM a proyectos energías renovables.
- E. **Proyectos de Energía Renovable hasta 10 MW de capacidad:** Diversos ejemplos de proyectos de energías renovables relevantes en sus diferentes etapas de desarrollo identificadas en el país.
- F. **Financiamiento de las Energías Renovables:** Resume el resultado de las entrevistas con los representantes de los mayores sistemas financieros del país, para ayudar a comprender las tendencias y posiciones de los bancos en cuanto a financiar pequeños proyectos de energías renovables hasta 10 MW de capacidad.
- G. **Conclusiones y Recomendaciones:** A través del uso de diagramas radiales muestra conclusiones generales acerca del clima de desarrollo de los proyectos de energías renovables.

4.1.3.3 Estudio y Propuesta del Marco Regulatorio para Promover la Energía Renovable en El Salvador (Diciembre 2009, Comisión Económica para Latino América y el Caribe (CEPAL))

La Estrategia de Energía Sostenible de Centro América 2020 (Estrategia 20/20) fue aprobada en el 2007,

presentando las directrices e indicadores encaminados a logros de desarrollo sostenible en la región. Basados en la estrategia 20/20, se reportan las actividades relacionadas al desarrollo de energías renovables para cada país de la región.

El reporte presenta los siguientes capítulos:

Capítulo I: Provee el historial de iniciativas sub regionales de energía y su situación actual así como un breve informe general del sector energético sub regional.

Capítulo II: Discute las posibilidades de desarrollo de las energías renovables, particularmente en el mercado de energía hidroeléctrica y energía eólica en los cinco países de Centro América y Panamá.

Capítulo III: Discute la situación de los Bio-combustibles principalmente aquellos basados en la caña de azúcar y la palma africana.

Capítulo IV: Presenta la situación de las acciones principales tomadas por cada país en las áreas primordiales de la estrategia 20/20, especialmente aquellas relacionadas a la eficiencia y diversificación de la matriz energética.

Capítulo V: Presenta conclusiones y recomendaciones.

4.1.3.4 Guía para desarrollar proyectos de energía renovables en El Salvador, Centro América (Enero 2010 por BCIE y KfW)

Los países Centro Americanos están trabajando fuertemente en promover proyectos de generación de energía renovable. Sin embargo existe un número considerable de desarrolladores privados medianos y pequeños que no poseen una fuente de información fluida y práctica.

Esta guía fue desarrollada para introducir los procedimientos necesarios encaminados al desarrollo de fuentes de energías renovables incluyendo un breve informe del mecanismo del mercado energético en cada país. La guía consiste de: (1) Permisos y Licencias, (2) Financiamiento y (3) Registro al CDM etc. La guía también informa sobre las características en fuentes de energía renovable hidroeléctrica, eólica, geotérmica, biomasa y solar FV (fotovoltaica).

4.1.3.5 Consultoría para recolectar información y estudios realizados en cuanto al desarrollo de energía renovable para la validación y estimación de proyectos potenciales de generación eléctrica hasta 20 MW de capacidad en El Salvador (Marzo 2011, CNE/GIZ)

El proyecto fue encaminado a la recolección y compilación de estudios existentes e información sobre el desarrollo de energías renovables para ser usados en futuros proyectos o actividades para promover la utilización de energía renovable hasta 20 MW de capacidad. El reporte revisa los estudios existentes, potencial técnico y financiero, el criterio a seguir para la selección de proyectos a implementar. Las fuentes de energía objetivo son: (i) hidroeléctrica, (ii) geotérmica, (iii) solar fotovoltaica, (iv) biomasa, (v) eólica y (vi) mareomotriz.

4.1.3.6 Estudio y propuesta del Marco Regulatorio para la promoción de energías renovables en El Salvador (Marzo 2011, CNE/AEA)

Como parte de la estrategia nacional para promover las fuentes de energías renovables y diversificación de la matriz energética, el Consejo Nacional de Energía (CNE) ha propuesto desarrollar un marco regulatorio que promueva el desarrollo de proyectos para la generación de energías renovables. En este contexto, el estudio realizado, el cual tiene como objetivo principal llevar a cabo el diagnóstico, diseño y desarrollo de incentivos e instrumentos para promover la implementación de proyectos de desarrollo de energías renovables de capacidades hasta 20 MW para ser inyectados a la redes de distribución.

El estudio es el resultado de la ejecución de las tres fases indicadas en cada uno de los siguientes objetivos:

- Diagnóstico: Analizar el marco regulatorio en el sector de electricidad con énfasis especial en los instrumentos para proyectos de energías renovables a pequeña escala.
- Diseño: Desarrollar recomendaciones estratégicas y lineamientos que se enfoquen en el entendimiento de las barreras y problemas claves identificados en el diagnóstico.
- Desarrollo de la Política a seguir: Escribir las reformas a nivel de normas y reglamentos para poder implementar el diseño normativo desarrollado en la siguiente fase del proyecto.

En cada capítulo del reporte se proporcionan las siguientes descripciones y análisis:

Generalidades (Capítulo 1); Resultados del diagnóstico sobre la política y el marco regulatorio en el desarrollo de energías renovables en el país (Capítulo 2); Diagnosticar como el diseño propuesto busca remover las principales barreras. (Capítulo 3); Cómo reformar las reglas de la actual ley General de Electricidad (Capítulo 4); y cómo pueden ser eliminadas o mitigadas las barreras a través de la implementación de las soluciones propuestas así como los enfoques regulatorios (Capítulo 5).

4.1.4 Planes de Proyectos Futuros

No existe un plan de desarrollo que cubra todas las fuentes de energía renovables (Plan Maestro). Existe un estudio sobre el marco regulatorio que fue mencionado en el punto (6) de la sección 4.1.3 (Estudios Relacionados y Proyectos Existentes y en Desarrollo). Este estudio lo está implementando el CNE con el apoyo financiero del BID y de un consultor para el seguimiento de implementación del marco regulatorio el cual es financiado por GIZ. El “Equipo de Estudio del JICA” va a supervisar el progreso del estudio sobre el plan del marco regulatorio y hará mención sobre a la información relevante o las recomendaciones de éste.

4.1.5 Enfoque para la Formulación del Plan Maestro

Para la formulación del Plan Maestro se consideran los siguientes siete tipos de fuentes de energía como parte de objeto de estudio, sin embargo, se anticipa que se requerirán varias revisiones antes de la introducción de cierta clase de energía renovable debido a los insuficientes estudios, tecnologías o

avances del mercado.

1. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, (PCHs hasta 20 MW de capacidad)
2. Energía Eólica
3. Energía Solar Foto Voltaica
4. Energía Solar Térmica
5. Energía Geotérmica
6. Energía de Biomasa
7. Energía del Biogás

Como se acordó en las minutas de reunión entre el Gobierno de El Salvador (CNE) y el JICA en julio de 2011, las primeras tres de las siete fuentes de energía antes mencionadas: (1) Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (hasta 20 MW de capacidad), (2) Energía Eólica y (3) Energía Solar Foto Voltaica, serán revisadas especialmente en los siguientes puntos:

- Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (hasta 20 MW de capacidad): Preparar los lineamientos para la introducción de las PCHs en la formulación del Plan Maestro.
- Energía Eólica: Preparar el Mapa del potencial eólico cubriendo todo el territorio de El Salvador para la formulación del Plan Maestro.
- Energía Solar Foto Voltaica: Examinar la promoción de los sistemas solares fotovoltaicos para montaje en techos en áreas urbanas.

Para el resto de las fuentes de energías renovables (energía solar térmica, geotérmica, biomasa, y biogás), se hará la revisión basada en la información disponible para examinar los problemas técnicos y económicos y dar las recomendaciones hacia su futura implementación.

4.2 Pequeñas centrales hidroeléctricas

En el año 2011 se pueden contabilizar un total de 20 centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 487 MW. Además existen 17 pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 20 MW con una capacidad instalada total de 35 MW.

De acuerdo con la revisión de estudios previos que se describen en las secciones 4.2.3 y 4.2.4, se identificaron proyectos con potenciales hidroeléctricos en 12 sitios para capacidades mayores de 20 MW y en 86 sitios para capacidades menores de 20 MW.

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

necesario examinar más adelante.

4.2.1 Situación actual

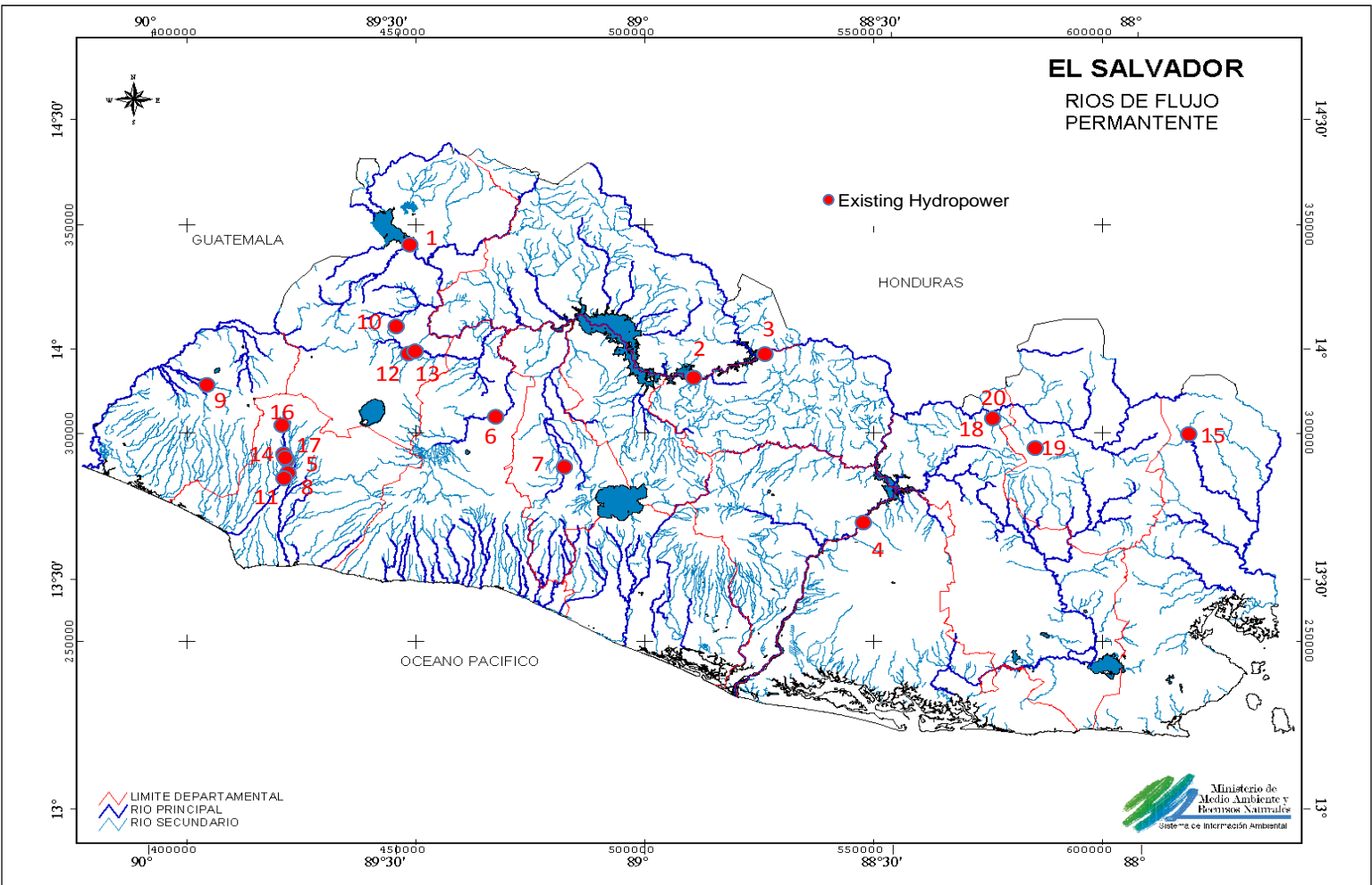
Las centrales hidroeléctricas existentes en El Salvador se muestran en la Tabla 4.2.1 y la Figura 4.2.1. En el año 2011 se contabilizaron un total de 20 centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada de 487 MW en total. Existen 17 pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 20 MW con una capacidad instalada de 35 MW en total.

Tabla 4.2.1 Centrales hidroeléctricas existentes (2011)

No.	Central de Generación	Localización por Departamento	Ccapacidad (MW)	Unidades	Inyección (MWh)	Estatal/Privada	Agente Receptor
1	Guajoyo	Metapán, Santa Ana	19.80	(1x19.8)	51,200	Estatal -CEL	ETESAL
2	Cerrón Grande	Chalat./Cuscatlán/Caba	172.80	(2x86.4)	401,000	Estatal -CEL	ETESAL
3	5 de Noviembre	Cabañas/Cuscatlán	99.40	(3x20)+(1x18)+(1x21.4)	474,100	Estatal -CEL	ETESAL
4	15 de Septiembre	San Vicente/Usulután	180.00	(2x90)	574,100	Estatal -CEL	ETESAL
5	Cucumacayán	Sonsonate	2.30	(1x1.4)+(1x0.9)	11,687	Estatal - CECSA	DELSUR
6	Río Sucio	Santa Ana	2.50	(1x2.5)	8,230	Estatal - CECSA	CAESS
7	Milingo	San Salvador	0.80	(2x0.4)	2,639	Estatal - CECSA	“ “
8	Bululú	Sonsonate	0.70	(1x0.7)	3,283	Estatal - CECSA	AES-CLESA
9	Atehuasías	Ahuachapán	0.60	(1x0.6)	0	Estatal - CECSA	“ “
10	Cutumay Camones	Santa Ana	0.40	(1x0.4)	672	Estatal - CECSA	“ “
11	Sonsonate	Sonsonate	0.20	(1x0.2)	899	Estatal - CECSA	“ “
12	San Luis I	Santa Ana	0.60	(1x0.6)	3,178	Estatal - CECSA	“ “
13	San Luis II	Santa Ana	0.74	(1x0.74)	0	Estatal - CECSA	“ “
14	Sensunapán Nahizalco)	Sonsonate	2.80	(3x1.0)	17,246	Private - Sensunapán	AES-CLESA
15	La Calera	La Union	1.50	(1x1.50)	5,310	Private - De Matheu	AES-CLESA
16	Papaloate	Sonsonate	2.00	(1x2.0)	7,306	Private - Papaloate	AES-CLESA
17	La Chacra	Morazán	0.017	(1x0.017)	N.D.	Private - SABES	Autoconsumo
18	Carolina	San Miguel	0.05	(1x0.050)	N.D.	Private - SABES	“ “
19	El Junquillo	Morazán	0.014	(1x0.014)	N.D.	Private - SABES	“ “
20	Miracapa	San Miguel	0.034	(1x0.034)	N.D.	Private - SABES	“ “
		Total	487.255		1,560,849		

N.D.: No data

(Fuente: Consultoría para recopilar estudios realizados sobre energías renovables para su validación, marzo 2011, GIZ-CNE)



(Fuente: Situación de PCH de la CNE, Mapa Base del MARN)

Figura 4.2.1 Ubicación de las centrales hidroeléctricas existentes

4.2.2 Barreras en la Implementación

A continuación se detallan las barreras que existen en la introducción del desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas en El Salvador.

1. Falta de subsidios o fondos por parte del Gobierno Central a fin de que los desarrolladores puedan llevar a cabo los estudios y/o desarrollar pequeñas centrales hidroeléctricas.
2. Falta de datos hidrológicos (el número de estaciones hidrológicas es limitado y los períodos de observación son cortos en algunas estaciones).
3. El alto costo de los datos hidrológicos proporcionados por el Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET).
4. Es necesario actualizar los potenciales de energía hidroeléctrica, los costos y valores económicos en cada uno de los sitios potenciales ya que la última encuesta del potencial hidroeléctrico data de 1989 (hace más de 20 años), la cual fue realizada a nivel nacional por parte de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y la Universidad Centroamericana José Simeón Cañas (UCA).
5. El número de consultores e ingenieros expertos en energía hidroeléctrica en El Salvador es limitado.
6. La complejidad de los diversos procedimientos y el tiempo que conlleva obtener los permisos: del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN), de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) y de conexión a la red de distribución, etc.
7. Actualmente existe una categorización ambiental de los proyectos para la energía hidroeléctrica y geotérmica. Las otras 5 energías objeto de este informe, y que fueron detalladas en el capítulo anterior se incluirán en una propuesta de categorización ambiental sobre energías renovables, la cual están trabajando las entidades gubernamentales del sector energético y ambiental
8. Falta de mecanismos para incentivar el desarrollo de energías renovables, tales como "Renovable Portfolio Standard" (RPS).
9. Los aspectos socio-culturales de las zonas donde se realiza el desarrollo de los proyectos tiene tendencias muy marcadas a no permitir el desarrollo de estos proyectos, tal es el caso del proyecto hidroeléctrico Sumpul ubicado en el norte de Chalatenango, es una zona muy delicada socialmente ya que ellos son excombatientes de la guerrilla y se oponen rotundamente al desarrollo de este proyecto y ellos alegan que es porque el río es el recuerdo de sus mártires y que no permitirán la construcción por el simple hecho de no tocar el río.

4.2.3 Estudios relacionados, proyectos existentes y en desarrollo

4.2.3.1 Estudio del Potencial Hidroeléctrico

A la fecha se han realizado diversos estudios del potencial de energía hidroeléctrica los cuales se detallan a continuación:

- “Primer Plan Nacional de Desarrollo Energético Integrado 1988-2000”, Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), enero de 1988.
- “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.
- “Inventario de ríos con potencial hidroeléctrico”, Ing. Córdova, UCA, mayo de 1998.
- “Electrificación con base en recursos de energía renovable”, Transenergie, F. Lozano / J. Cottin, MARN, el PNUD-FMAM, octubre de 2002.
- “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.

A continuación se mencionan, en resumen, los estudios sobre el potencial hidroeléctrico antes descritos:

a) Estudio de CEL 1988 (medianas y grandes hidroeléctricas)

De acuerdo con el estudio del “Primer Plan Nacional de Desarrollo Energético Integrado 1988-2000”, CEL (1988), existen los siguientes proyectos hidroeléctricos potenciales.

Tabla 4.2.2 Sitios con potencial hidroeléctrico de acuerdo al estudio de CEL (1988)

No.	Proyecto	Río	Potencia (MW)
1	Zapotillo	Lempa	N.D.
2	Paso del Oso	Lempa	N.D.
3	El Tigre	Lempa	704
4	Rehabilitación 5 de Noviembre	Lempa	N.D.
5	Expansión 5 de Noviembre	Lempa	80
6	Expansión 5 Cerron Grande	Lempa	N.D.
7	San Marcos	Lempa	N.D.
8	El Jobo - La Angostura	Paz	72
9	Piedra de Toro - La Cabaña	Paz	66
10	Hacienda Vieja	Jiboa	N.D.
11	Santa Rita (Jiboa)	Jiboa	7.6
12	San José Loma (Jiboa)	Jiboa	5
13	San Esteban	Grande de San Miguel	20
14	San Juan	Grande de San Miguel	4.5
15	San José	Grande de San Miguel	3.2
16	El Platanar (Goascorán)	Goascorán	12.5

N.D.: Potencial hidroeléctrico no definido.

(Fuente: “Primer Plan Nacional de desarrollo Energético Integrado 1988-2000”, CEL, enero 1988)

b) Estudio CEL-UCA 1989 (pequeñas centrales hidroeléctricas)

El estudio de inventario realizado por CEL-UCA en 1989 denominado “Pequeñas centrales hidroeléctricas en El Salvador” (UCA: A. Soderberg / CEL: H. Landaverde, et.al.) se llevó a cabo en 66 ríos a lo largo de todo El Salvador. De los 66 sitios en el estudio, solo 11 sitios no fueron visitados debido a la dificultad de acceso. Un total de 58 sitios posibles fueron estudiados mediante evaluaciones técnicas y económicas. Entre los 58 sitios evaluados, 29 sitios obtuvieron una relación costo-beneficio (B/C) mayor que 1 con los costos actuales del año 1989 y una capacidad instalada total de 28.469 kW.

Tabla 4.2.3 Sitios con potencial hidroeléctrico de acuerdo al estudio de CEL-UCA (1989)

Zona	No. Proyectos Evaluados	Potencia Máxima Instalada [kW]	Producción Anual de Energía [GWh]
Occidental	25	17,036	112.00
Central	24	20,633	84.83
Oriental	9	24,246	89.90
TOTAL	58	61,915	286.73

(Fuente: “Estudio conjunto CEL/UCA sobre pequeñas centrales hidroeléctricas en El Salvador”, informe final, CEL/UCA, septiembre 1991)

Además, en 1991 los cinco sitios (Nahuizalzo, Sonzacate, Mirazalco, Papaloate y Pilonas) fueron evaluados a un nivel de estudio de Pre-factibilidad.

c) Estudio de la UCA 1998 (Ingeniero Córdova)

El “Inventario de ríos potencial hidroeléctrico” (Ing. Córdova, UCA, mayo de 1998) es un documento que sinteriza el estudio CEL-UCA 1989.

d) El estudio PNUD / FMAM-MARN 2002 (TransÉnergie, F. Lozano / Cottin J.)

En el estudio de “Electrificación con base en recursos de energía renovable” elaborado por TransÉnergie y el PNUD-FMAM para el MARN (2002), la lista de sitios potenciales hidroeléctricos identificados hace referencia a los estudios de CEL (1988) y de CEL-UCA Estudio (1989). Los costos del proyecto y el valor económico de cada uno de los sitios potenciales de energía hidroeléctrica mostrados en los estudios de CEL 1988 y CEL-UCA 1989 fueron actualizados a dólares de EE. UU. a partir de su valor en colones en el año 2002.

e) Estudio de GIZ 2011 (F. Lozano)

El estudio de la GIZ 2011 (Francisco Lozano) se basó en la lista de potencial hidroeléctrico del estudio de PNUD-FMAM (2002) y se actualizaron los estudios recientes. Sin embargo, los valores económicos, como el costo de inversión (en dólares de EE. UU.), el costo por kWh (kWh/dólares de EE. UU.), la Tasa Interna de Retorno, Valor Actual Neto y el análisis costo/beneficio, no se han actualizado desde el 2002.

4.2.3.2 Estudios y proyectos en desarrollo

1) AEA

La Alianza de Energía y Ambiente con Centroamérica (AEA) es una iniciativa de la ONU en 2002 que se

originó en el marco de la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible en Johannesburgo con el objetivo de promover la energía renovable en América Central, contribuir al desarrollo sostenible y la mitigación del cambio climático a nivel global. Esta organización fue apoyada por el Ministerio de Relaciones Exteriores de Finlandia, el Sistema de Integración Centroamericana (SICA), la Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo (CCAD) y la Cooperación Austríaca para el Desarrollo (OCAD). Se presta apoyo a las instituciones gubernamentales, varias ONG y el sector privado en los proyectos de energía solar, eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas, la bioenergía y la energía geotérmica. Los siguientes proyectos y estudios se llevan a cabo por la AEA en El Salvador.

a) “Estudio de factibilidad para el desarrollo de seis mini centrales hidroeléctricas en la zona Cacahuatique, río Torola” El Salvador 3.02, AEA, MARN, SABES, Dr. Luis Boigues, abril de 2008.

1. Estudios de factibilidad en: i) Gualpuca, en San Simón, ii) Miracapa, en el municipio de Carolina, iii) La Cabaña, en el municipio de Jucuarán, iv) El Juquillo, en el municipio de San Simón, v) El Progreso, en el municipio de Torola, y v) Santa Rosa, en San Antonio del Mosco.

2. Construcción de una pequeña central hidroeléctrica en Miracapa con una capacidad instalada de 34 kW para 45 familias y una inversión de US\$180,000.

3. Construcción de una pequeña central hidroeléctrica en El Juquillo con una capacidad instalada de 55 kW para 41 familias y una inversión de US\$120.000.

* Sanidad, Educación para la Salud y la Asociación de Energías Renovables (SABES) es una ONG salvadoreña sin fines de lucro fundada en 1998 para proveer de servicios sociales a la comunidad, a través de asistencia técnica en la implementación.

* Desde el año 2001, SABES desarrolló su primer microproyecto de energía hidroeléctrica en La Chacra (17 kW). Hasta la fecha han sido dos los microproyectos desarrollados: uno en el Río Miracapa en Carolina (34 kW), localizado en San Miguel en funcionamiento desde 2006, y en El Juquillo en San Simón (55 kW), que inició sus operaciones en 2007. Este último proyecto localizado en el departamento de Morazán.

b) “Proyecto de rehabilitación de cuatro pequeñas centrales hidroeléctricas”, El Salvador, AEA, Compañía Eléctrica Cucumacayán S. A. de C. V. (CECSA), Pöyry Energy GmbH, Ing. Carlos Girón, marzo 2009.

* Estudio de rehabilitación para lograr un funcionamiento óptimo de las cuatro centrales hidroeléctricas de CECSA, i) Cucumacayán, ii) Milingo, iii) Atehuesias, iv) San Luis II, a través de la instalación de equipos automatizados y la mejora de los equipos con los estándares internacionales.

c) “Estudio de factibilidad para proyectos de minicentrales hidroeléctricas en cinco comunidades en los departamentos de Morazán, San Miguel y Ahuachapán”, El Salvador, AEA, SABES, Dr. Luis Boigues, febrero de 2008.

* El análisis costo/beneficio en los cinco sitios en Morazán, San Miguel y Ahuachapán fue realizado

por SABES. La capacidad instalada que se estima se muestra a continuación: i) El Calambre, Morazán, en la aldea La Joya (58 kW→75 kW), ii) El Salto (31 kW), iii) La Colmena (97 kW), iv) La Loma-Osicala (55 kW) y v) Sapo-Guanijiquil (131 kW).

d) “Aprovechamiento de la energía hidráulica en sistemas de abastecimiento de agua por gravedad”, El Salvador, AEA, ANDA, Ing. Karla Ciudad Real, marzo 2011.

* Este proyecto consiste en la construcción de una pequeña central hidroeléctrica (15 kW de capacidad) en los canales de agua no tratada ubicados desde la entrada al río hasta la planta de tratamiento de agua El Rosario de ANDA (Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados), esto permitirá la reducción de la tarifa de electricidad por medio de autogeneración.

e) “Construcción de la mini central hidroeléctrica El Calambre de 75 kW, en comunidad La Joya, Perquín”, El Salvador, AEA-SICA, SABES, Dr. Luis Boigues, UCA, Ing. Roberto Córdova, mayo 2006.

f) “Construcción de la mini central hidroeléctrica, en comunidad San José Cureña”, (75 kW), El Salvador, proyecto en revisión, AEA, SABES, Dr. Luis Boigues, mayo 2009.

g) “Construcción de la mini central hidroeléctrica, en beneficio de El Salto, Jujutla, en el departamento de Ahuachapán”, (40 kW), El Salvador 3.32, AEA, SABES, Dr. Luis Boigues, mayo 2009.

h) “Estudio de pre factibilidad del proyecto de reactivación de la presa hidroeléctrica Venecia-Prusia”, El Salvador, AEA, Compañía Eléctrica Jorge Meléndez e Hijos.

* Este es un estudio de pre factibilidad para la reactivación de mini centrales hidroeléctricas antiguas y privadas de Venecia-Prusia. Los detalles no se mencionan en la página web de la AEA.

i) “Estudio de pre factibilidad-Rehabilitación hidroeléctrica Santa Emilia”, (1.180 kW), El Salvador 3.38, AEA, AGROUNION, S. A. de C. V., noviembre 2010.

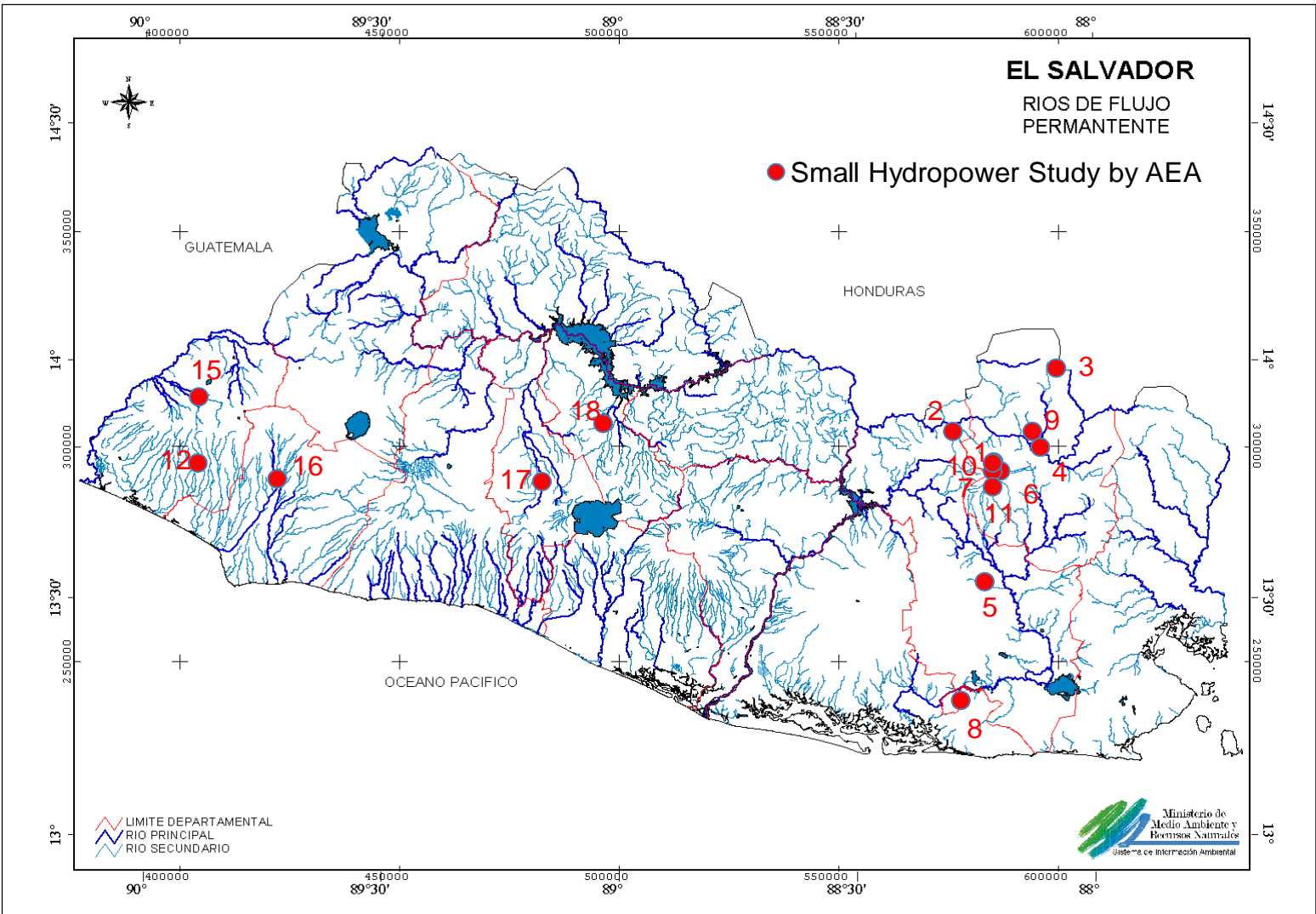
* El estudio de pre factibilidad de la rehabilitación de la central hidroeléctrica de Santa Emilia y la construcción de la central hidroeléctrica Santa Emilia II que se encuentra alrededor de 2.6 kilómetros río abajo. La capacidad instalada total se estima en 1,180 kW.

El resumen de los estudios realizados con fondos de AEA se muestra en la Tabla 4.2.4. El mapa de ubicación de los sitios de estudio de la AEA se muestra en la Figura 4.2.2.

Tabla 4.2.4 Estudios de pequeñas centrales hidroeléctricas financiados por AEA

No.	Nombre del Proyecto	Río	Departamento	Organización	Potencia [kW]	Energía [kWh/year]	Factor [%]	Beneficios [familias]	Inversión [US\$]	Inversión/kW [US\$/kW]	Costo/kWh [US\$/kWh]	TIR [%]	VAN [US\$]	B / C	Estado	Año de Estudio
1	Miracapa	Carolina	San Miguel	SABES	34	275,598	93%	40	157,388	4,628	0.0018	13.9%	52,868	1.00	Operating	2005~
2	El Junquillo	La Cueva y San José	Morazán	SABES	55	455,474	95%	150	294,246	5,350	0.0673	13.2%	88,440	1.10	Operating	2006~
3	El Calambre	El Calambre	Morazán	SABES	58	310,765	61%	40	145,683	2,512	0.0212	16.46%	81,917	1.17	Under Const	2005
4	Guanjiquil - Poza Honda	Sapo	Morazán	SABES	131	510,046	44%	150	345,474	2,637	0.0323	14.69%	140,299	1.43	F/S	2010
5	La Loma	Oscala	Morazán	SABES	55	398,252	83%	55	269,760	4,905	0.0248	15.96%	135,935	1.15	F/S	2010
6	Gualpuca	Gualpuca	Morazán	SABES	1,000	6,155,146	67%	1000	1,475,423	1,475	0.0655	26.00%	614,375	1.70	F/S	2006
7	Santa Rosa	Riachuelo	San Miguel	SABES	38	260,000	77%	50	180,000	4,700	0.0729	11.80%	29,817	1.00	F/S	2006
8	La Cabaña	Grande de San Miguel	Usulután	SABES	980	4,300,000	50%	980	2,600,000	2,637	0.0569	11.40%	181,007	1.40	F/S	2006
9	El Progreso	Aruate	Morazán	SABES	33	280,000	98%	45	200,000	6,056	0.0563	11.80%	33,848	1.00	F/S	2006
10	Potrillos	Las Lajas y El Arco	Morazán	SABES	320	2,600,000	93%	300	975,733	3,059	0.0569	18.40%	256,856	1.50	F/S	
11	La Colmena	El Volcán	San Miguel	SABES	97	460,000	53%	50	289,651	2,986	0.0600	15.27%	124,478	1.10	F/S	2009
12	El Naranjito	El Naranjito	Ahuachapán	SABES	31	146,358	54%	200	96,852	3,124	0.0623	10.26%	2,016	0.85	F/S	2010
13	La Joya	San Jose Curufia		SABES	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.		
14	Venecia Prusia			PRIVADO	58	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Pre-F/S	
15	Atehuacillas (Rehabilitación)		Ahuachapán	CECSA	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.		
16	Cucumacayan (Reconversion)	Grande de Sonsonate	Sonsonate	CECSA	2.3	17,895,276	90%	Grid	2,224,966	796	0.0567	42.0%	260,722	1.76	Operating	2009
17	Milingo (Reconversion)	Acelhuate	San Salvador	CECSA	800	N.D.	N.D.	Grid	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Operating	2009
18	San Luis II (Rehabilitación)	Suquiapa	Santa Ana	CECSA	750	3,347,801	51%	Grid	2,081,148	2,799	0.0665	15.6%	263,175	1.19	Operating	2010
19	Santa Emilia I				590	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Pre-F/S	
20	Santa Emilia II				590	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Pre-F/S	
	TOTAL				5,622	37,384,716		3,060	11,336,304							

(Fuente: AEA, <http://appext.sica.int/>)



(Fuente: AEA)

Figura 4.2.2 Estudios de pequeñas centrales hidroeléctricas realizados con fondos de AEA

2) CEL

CEL llevó a cabo los siguientes estudios:

- a) “Estudio de Pre factibilidad de Proyectos hidroeléctricos Zapotillo, Paso de del Oso, El Tigre, San Marcos en el río Lempa y San Esteban-Agua Zarca en el río Grande de San Miguel”, CEL, Lahmeyer International, 1995.
- b) Proyecto hidroeléctrico El Cimarrón (262 MW), Pre factibilidad 1997, Estudio de Factibilidad fase I: 2004-2005, fase II: 2005-2006, CEL.
- c) “Estudio de viabilidad en el complejo hidroeléctrico sobre el río Torola en la República de El Salvador” (El Chaparral proyecto, 65.7 MW), Japan International Cooperation Agency (JICA), Electric Power Development Co., Ltd. (J-Power), de 2004.
- d) “Estudios de pre factibilidad de los proyectos hidroeléctricos del río Paz”, CEL, BCIE, 2008, y el estudio adicional por IBERINSA, abril de 2010.

Estos sitios del proyecto se encuentran localizados en el río Paz en la frontera entre Guatemala y El Salvador. En septiembre de 2006, los gobiernos de ambos países firmaron un memorando de entendimiento para el desarrollo de estudios. En 2008, se inició un proceso de licitación internacional para los estudios gracias a una subvención del gobierno de España a través del BCIE. Las capacidades de los dos proyectos fueron estimadas en 72 MW (revisado → 60 MW) para El Jobo y 67MW (revisado → 50 MW) para Piedra del Toro.

- e) Expansión de la central hidroeléctrica 5 de Noviembre (80 MW), Estudio de Factibilidad: 09/ 2009, CEL.

En la central hidroeléctrica 5 de Noviembre serán instaladas otras dos turbinas Francis y generadores con una capacidad de 80 MW en total. El presupuesto será de US\$115 millones y el período de construcción será de 3.5 años.

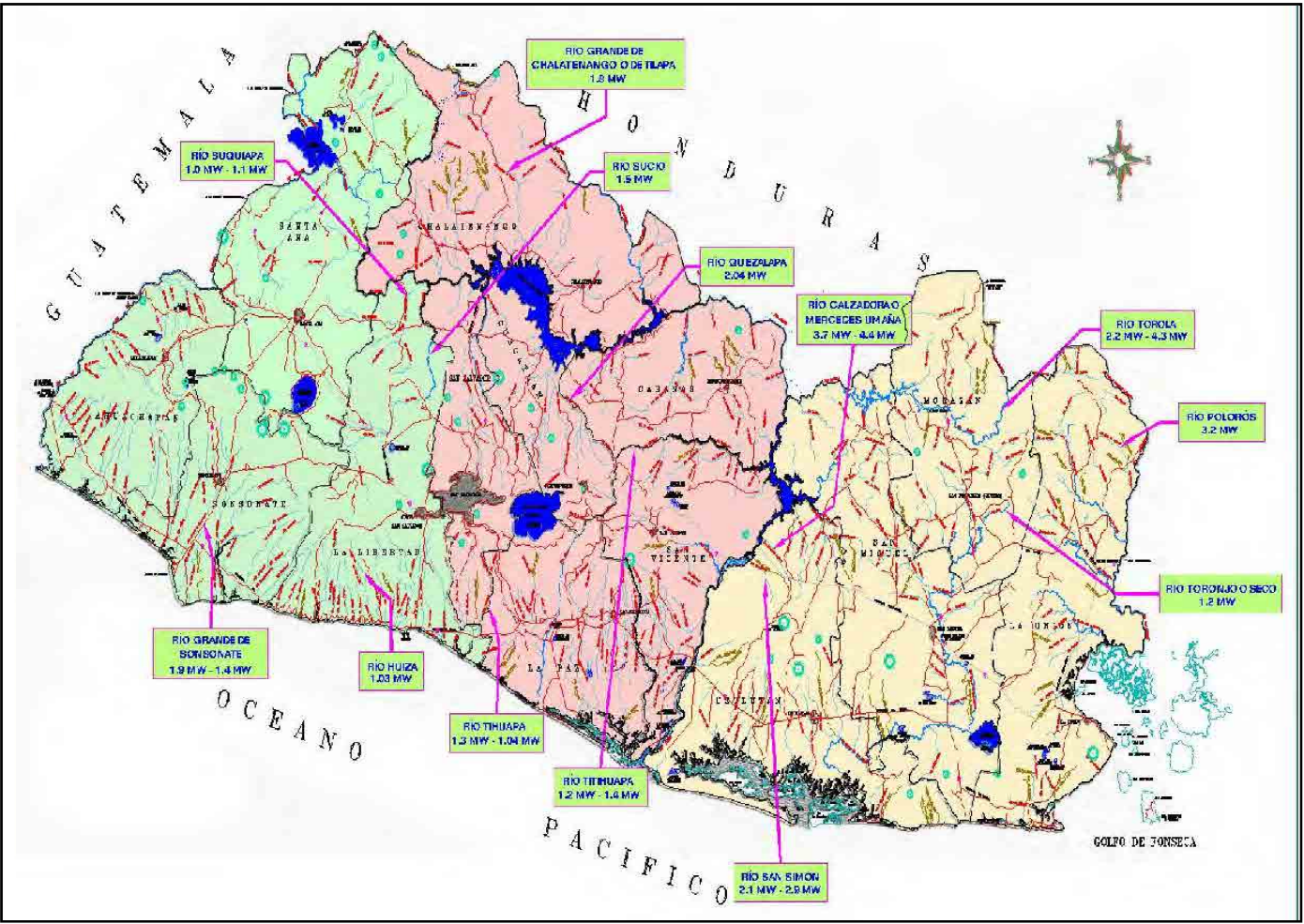
- f) Tercera unidad de Cerrón Grande (86.4MW), CEL, 2009.

Este proyecto trata de la instalación de una unidad adicional (tercera unidad) con una capacidad de 86.4 MW en la central eléctrica del Cerrón Grande. El contrato de los servicios de consultoría se firmó el 25 de septiembre de 2009 con FICHTNER.

- g) “Proyecto de identificación de sitios con potencial para la instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas”, CEL, ACCIONA, 2011.

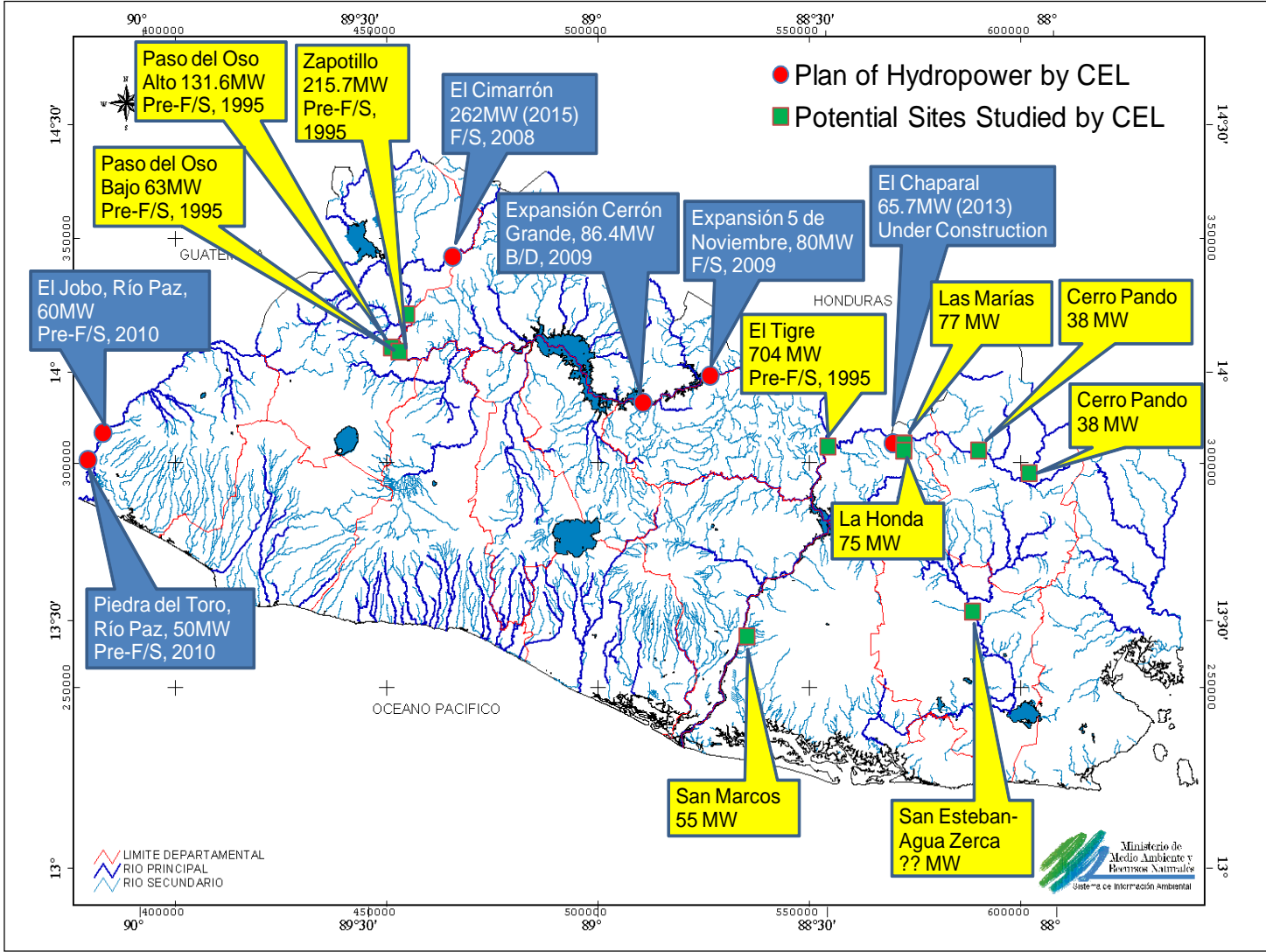
Para actualizar el potencial de las pequeñas centrales hidroeléctricas mostradas en el estudio CEL-UCA en (1989), CEL recientemente ha contratado a la empresa española ACCIONA (IBERINSA), este estudio incluye las coordenadas de ubicación en el Sistema de Información Geográfica (GIS, de sus siglas en inglés) de cada sitio elegido para construir una pequeña central hidroeléctrica. Este estudio comenzó en enero de 2011 y finalizará en noviembre de ese mismo año. De acuerdo a los términos de referencia de la CEL, ACCIONA evaluará y recomendará el número de proyectos, en el rango de 1 a 10 MW, alcanzando un total de 20 MW. Después de la revisión de los sitios de potenciales hidroeléctricos,

un total de 12 sitios candidatos son seleccionados para el Estudio de Pre-factibilidad y el diseño básico. En este estudio, la medición de la descarga se llevó a cabo mediante el uso de medidores de caudal con 10 registros en un período de cinco meses para cada uno de los candidatos seleccionados en 13 ríos. Según CEL, las mediciones de descarga del caudal de los ríos pueden ser menores de al de hace 30 años debido a la deforestación. La Figura 4.2.3 muestra el mapa de localización de los 13 sitios seleccionados para el estudio CEL-ACCIONA.



(Fuente: CEL)

Figura 4.2.3 Sitios de estudio para pequeñas centrales hidroeléctricas (<10 MW) por CEL-ACCIONA (2011)



(Fuente: CEL)

Figura 4.2.4 Proyectos de energía hidroeléctrica planificados por CEL (>20 MW)

3) CECSA

La Compañía Eléctrica Cucumacayán S.A. de C.V. (CECSA) se constituyó como compañía pública en 1954, por inversionistas privados. La administración de la empresa fue transferida a CEL en 1986 y operó bajo el nombre de Compañía Eléctrica Cucumacayán Administración CEL. CEL formalizó la compra de la planta Cucumacayán por Decreto Legislativo en 1994 y se estableció como Compañía Eléctrica Cucumacayán S. A. (CECSA). CECSA cuenta con 8 pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs) con una capacidad instalada total de 8,184 kW, como lo muestra la Tabla 4.2.5 y la Figura 4.2.5.

Tabla 4.2.5 Centrales hidroeléctricas de CECSA

No.	Nombre de PCH	Ubicación	Generadores	Potencia Total Instalada (Kw)	Caída Bruta (m)	Caudal de Diseño (m ³ /s)
1	Rio Sucio (*)	San Matías, La Libertad	3	2,500	31.54	10.15
2	Cucumacayán (*)	Nahuizalco, Sonsonate.	2	2,256	83	3.4
3	Milingo (*)	Ciudad Delgado, San Salvador	2	800	32.7	3.4
4	Bululú	Sonzacate, Sonsonate	2	680	11.8	7
5	San Luis I (*)	Santa Ana.	1	630	21	3.8
6	San Luis II	Santa Ana	2	768	22.37	4
7	Cutumay Camones (*)	Santa Ana	1	400	12	2.8
8	Sonsonate	Sonsonate	1	150	4.2	4.6
		Total	14	8,184		

(*) Centrales en proceso de reconversión/modernización.

(Fuente: CECSA, 2011)



(Fuente: CECSA, 2011)

Figura 4.2.5 Estado de las centrales hidroeléctricas de CECSA (2011)

A continuación se detallan los estudios o planes que CECSA para el año 2011:

Proyectos en desarrollo:

- a) Reconversión de PCH Cucumacayán.
- b) Reconversión de PCH Milingo.
- c) Reconversión de PCH Cutumay Camones.
- d) Reconversión de PCH San Luis I.

Los proyectos en estudio:

- e) Reconversión de la PCH de Río Sucio.
- f) Estudio de factibilidad y diseño de la nueva PCH San Luis III.
- g) Estudio de factibilidad y diseño de la nueva PCH El Chorreón.
- h) Estudio de factibilidad y diseño de la nueva PCH San Luis IV.

Tabla 4.2.6 Proyecto de reconversión para PCH existentes de CECSA

Proyecto	Reconversión Cucumacayán	Reconversión Milingo	Reconversión Cutumay Camones	Reconversión San Luis I
Potencia	2,800 kW	1,800 kW	250 kW	680 kW
Tipo de Turbinas	Francis	Francis	Flujo Cruzado	Francis
Unidades	2	2	1	1
Altura Neta	82.56 mts.	39 mts.	13 mts.	13.25 mts.
Caudal de diseño	4 m ³ /s	3.4 m ³ /s	1.5 m ³ /s	3.58 m ³ /s
Inversión Presupuestada	US\$2,435,507	US\$3,219,784	US\$622,541	US\$1,213,845
TIR del Proyecto	18.82%	44.95%	En estudio	15.43%
Fecha de Inicio	Mar/11	Jun/11	Sep/11	Mar/11
Fecha estimada de operación	Mar/13	Abr/13	Feb/13	Jul/12

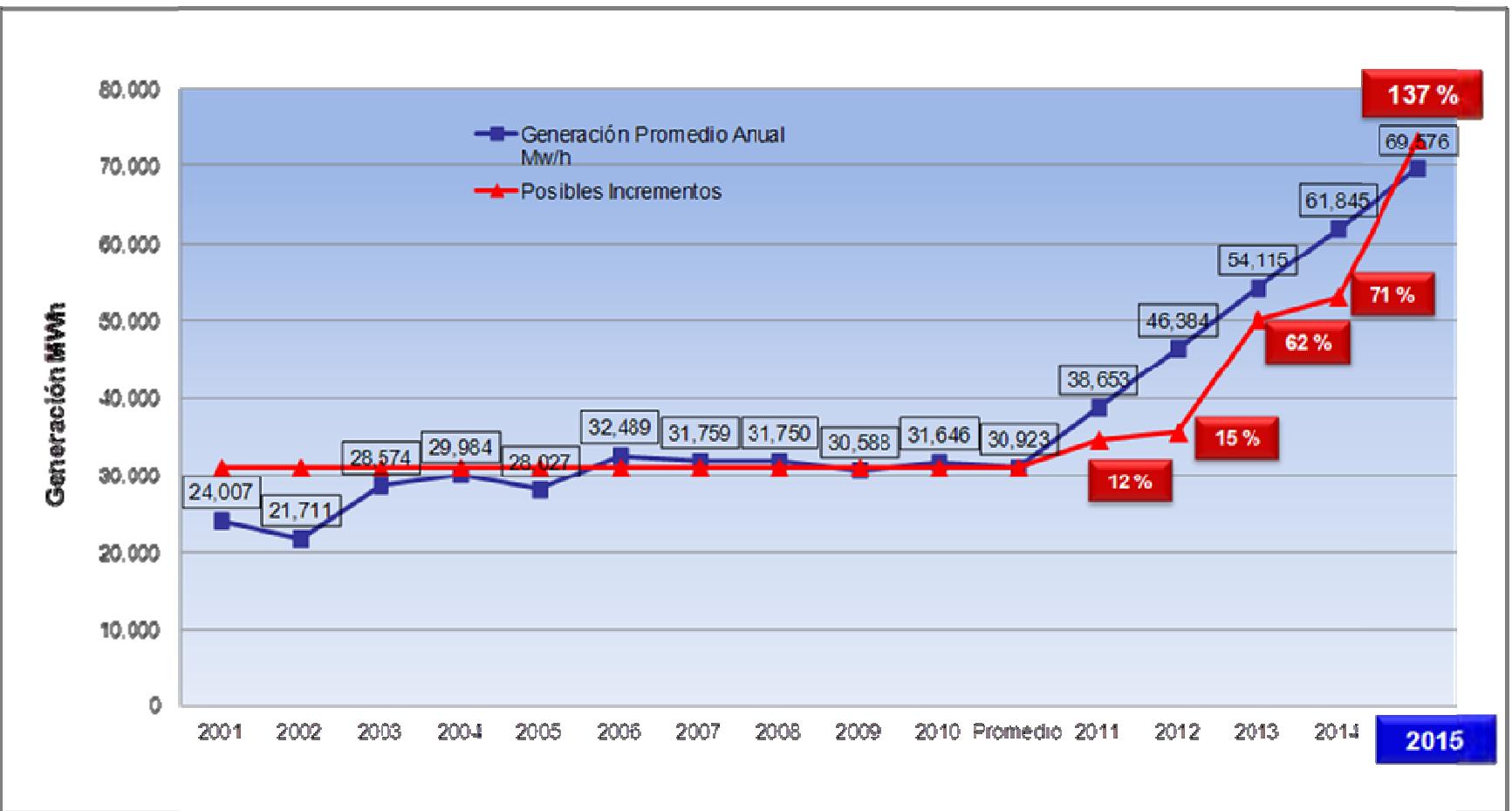
(Fuente: CECSA)

Tabla 4.2.7 Estudios de centrales hidroeléctricas de CECSA

Proyecto	Repotenciación Río Sucio	Nueva Central San Luis III	Nueva Central El Chorrerón-Jiboa	Nueva Central San Luis IV
Potencial	En estudio	425 kW (*)	2,800 kW (*)	600 kW (*)
Estatus	Documentación en el BCIE	Documentación en el BCIE	TDR presentados	Documentos a presentarse Jul/11
Fecha de Inicio	Feb/11	Feb/11	Feb/11	Ago/11
Fecha estimada de operación	Dic/12	Abr/13	Feb/14	Sep/14

Nota: (*) Potencial basado en el estudio de pre factibilidad
(Fuente: CECSA)

CECSA planea incrementar la producción anual de energía en un 137% hasta el 2015 por medio de los proyectos mostrados en la Figura 4.2.6.



(Fuente: CECSA)

Figura 4.2.6 Plan de expansión para la producción de energía de CECSA

4) SABES

Todos los estudios de factibilidad de los proyectos de SABES (ONG), cuyo representante legal es el Dr. Luis Boigues, fueron llevados a cabo por la empresa INGENDEHSA S.A. de C.V. (Compañía Consultora Salvadoreña especializada en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos) y financiado por la AEA. De acuerdo con el estudio de GIZ 2011, el estado de los proyectos de SABES se muestra a continuación:

Tabla 4.2.8 Estado del proyecto de energía hidroeléctrica de SABES

No.	Nombre del proyecto	Departamento	Capacidad [kW]	Estado
1	Calambre	Morazán	58	En proceso de concesión de la SIGET
2	Qbda El Naranjito al Naranjo	Ahuachapán	80	Pendientes del permiso ambiental del MARN
3	Guanijiquil (Poza Honda)	Morazán	135	Pendientes del permiso ambiental del MARN
4	QbdaEl Volcán/Río San Juan	San Miguel	97	Pendientes del permiso ambiental del MARN
5	Gualpuca	Morazán	1,000	Recibió la concesión de SIGET desde el 2008. Pero debido al alto costo de inversión, están buscando financiamiento para su inicio.
6	Sapo/Osicala	Morazán	10	En proceso de obtención del permiso ambiental y concesión para iniciar.

(Fuente: Consultoría para Recopilar Estudios realizados sobre Energías Renovables para su Validación, Marzo 2011, GIZ-CNE)

De los proyectos identificados: Araute (50 kW), El Singual / al Cuyo (4,500 kW) y El Riachuelo (38kW), SABES no logró desarrollar ninguno debido que los dueños de la tierra negaron el permiso para su construcción. Del potencial teórico total de 3.68 MW explorado por SABES se extraerán 1.42 MW (sin incluir los 76 kW instalados en los tres PCHs que operan en Morazán) y el resto de los proyectos de la ONG fueron descalificados debido a las razones expuestas en la Tabla 4.2.9.

Tabla 4.2.9 Proyectos de energía hidroeléctrica menores de 5 MW descalificados por SABES

N.º	Río	Potencia Estimada (MW)	Motivo de descalificación
1	Cumaro	0.039	Cerrado porque la comunidad había instalado módulos solares
2	Montañita	0.900	Cerrado porque la comunidad había instalado módulos solares
3	Champate	0.050	Por ser frontera con Honduras (existe poco flujo de agua y existe una gran irregularidad en el terreno salvadoreño)
4	El Riachuelo	0.070	El dueño no dio permiso en el 2005 y fue inundado por el río
5	Araute	n. d.	El alcalde ha construido una línea de distribución eléctrica
6	Río Grande de San Miguel	0.984	Los campos estaban inundados y los dueños no permitieron el proyecto
	TOTAL	2.04	

(Fuente: Entrevista con el Dr. Luis Boigues (SABES), Enero)

(Fuente: Consultoría para Recopilar Estudios realizados sobre Energías Renovables para su Validación, Marzo 2011, GIZ-CNE)

4.2.4 Plan de Desarrollo a Futuro

De acuerdo con los estudios previamente descritos en la Sección 4.2.3, los proyectos y sitios con potencial hidroeléctrico en El Salvador se describen en las Tablas 4.2.10 y 4.2.11. Después de la revisión de los estudios anteriores, se identifican 18 sitios con potenciales hidroeléctricos mayores o iguales a 20 MW y 86 sitios menores de 20 MW. Las capacidades del potencial hidroeléctrico de algunos proyectos se actualizan a partir de los resultados de estudios recientes de pre factibilidad o factibilidad.

Tabla 4.2.10 Lista de proyectos medianos y grandes con potencial hidroeléctrico mayor o igual a 20 MW

No.	Proyecto de Energía	Río	Departamento	Potencial (MW)	Energía (MWh)	Etapas	Fuente	Latitud	Longitud
1	Torola, El Chaparral	Torola	San Miguel	65.700	<i>287,770</i>	Under Const.	www.cel.gob.sv	13.8565	88.3565
2	Lempa, El Cimarrón	Lempa	Chalatenango	261.000	<i>1,143,180</i>	Pre-F/S	www.cel.gob.sv	14.2333	89.3167
3	Lempa, Expansión 5 de Noviembre	Lempa	Chalatenango	80.000	<i>350,400</i>	Pre-F/S	www.cel.gob.sv	13.9931	88.7553
4	Expansión Cerrón Grande	Lempa	Chalatenango	86.400	<i>378,430</i>	Pre-F/S	www.cel.gob.sv	13.9386	88.9016
5	Paz, El Jobo	Río Paz	Ahuachapán	60.000	<i>262,800</i>	Pre-F/S	www.cel.gob.sv	13.8776	90.0786
6	Paz, Piedra de Toro	Río Paz	Ahuachapán	50.000	<i>219,000</i>	Pre-F/S	www.cel.gob.sv	13.8227	90.1113
7	Las Marías, Torola	Torola	San Miguel	77.000	<i>337,260</i>	Pre-F/S	www.cel.gob.sv	13.8558	88.3328
8	Torola	Torola	San Miguel	50.000	<i>219,000</i>	Pre-F/S	www.cel.gob.sv	13.8558	88.3328
9	Torola, Cerro Pando	Torola	San Miguel	38.000	<i>166,440</i>	Pre-F/S	www.cel.gob.sv	13.8419	88.1702
10	Torola, Las Mesas	Torola	San Miguel	25.000	<i>109,500</i>	Pre-F/S	www.cel.gob.sv	13.7963	88.0602
11	Torola, Maroma	Torola	San Miguel	40.000	<i>175,200</i>	Pre-F/S	www.cel.gob.sv	13.8558	88.3328
12	El Tigre	Lempa	Cabañas/lempira	704.000	1,815,000	Pre-F/S	www.cel.gob.sv	13.8500	88.4986
13	Zapotillo	Lempa	Chalatenango	215.700	473,000	Pre-F/S	CEL, 1995.	14.0700	89.2500
14	Paso del Oso Alto	Lempa	Chalatenango	131.600	340,000	Pre-F/S	CEL, 1995.	14.0300	89.2700
15	Paso del Oso Bajo	Lempa	Chalatenango	63.000	132,000	Pre-F/S	CEL, 1995.	14.0833	89.2600
16	San Marcos	Lempa	Usulután	55.000	212,000	Pre-F/S	CEL, 1995.	13.4500	88.6833
17	San Esteban-Agua Zerca	Grande de San Miguel	San Miguel	N.D.	N.D.	Pre-F/S	CEL, 1995.	13.3100	88.1100
18	La Honda	Grande de San Miguel	San Miguel	75.000	<i>328,500</i>	Pre-F/S	CEL, 2007. "Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral"	13.8416	88.2000
			TOTAL	2,077.400	6,949,000				

Nota: El número en cursiva de la columna de energía se estimó suponiendo un factor de planta promedio de 0.5 (Fuente: CEL)

Tabla 4.2.11 Lista de proyectos pequeños con potencial hidroeléctrico menor de 20 MW (1/2)

No.	Proyecto de Energía	Río	Departamento	Potencial (MW)	Energía (kWh/año)	Etapas	Fuente	Latitud	Longitud
AEA PROYECTOS									
1	El Calambre	El Calambre	Morazán	0.058	311	En construcción	http://appext.sica.int/	13.9833	88.0833
2	Guanijiquil - Poza Honda	Sapo	Morazán	0.131	510	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.8167	88.1167
3	La Loma	Oscala	Morazán	0.055	398	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.5333	88.2333
4	Gualpuca	Gualpuca	Morazán	1.000	6,155	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.4600	88.2000
5	Santa Rosa	Riachuelo	San Miguel	0.038	260	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.7667	88.2167
6	La Cabaña	Grande de San Miguel	Usulután	0.980	4,300	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.1700	88.1700
7	El Progreso	Aruate	Morazán	0.033	280	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.8500	88.1333
8	Potreros	Las Lajas y El Arco	Morazán	0.320	2,600	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.7833	88.2167
9	La Colmena	El Volcán	San Miguel	0.097	450	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.7333	88.2167
10	El Naranjito	El Naranjito	Ahuachapán	0.031	146	Factibilidad	http://appext.sica.int/	13.7833	89.8833
11	La Joya	San José Curuñá		N.D.	N.D.		http://appext.sica.int/		
12	Venecia Prusia			N.D.	N.D.	Prefactibilidad	http://appext.sica.int/		
13	Milingo (Reconversión)	Acelhuate	San Salvador	0.800	3,500	Operando	http://appext.sica.int/	13.7443	89.1619
14	Santa Emilia I			N.D.	N.D.	Prefactibilidad	http://appext.sica.int/		
15	Santa Emilia II			N.D.	N.D.	Prefactibilidad	http://appext.sica.int/		
Con estudio de Prefactibilidad									
16	El Sapo	Sapo	Morazán	2.400	8,961	Factibilidad	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.8463	88.0980
17	Santo Domingo (Presa 1)	Tepechapa	Sonsonate	1.500	7,884	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.7497	89.7838
18	Santo Domingo (Presa 2)	Cacahuata	Sonsonate	1.500	7,884	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.7497	89.7877
19	Santo Domingo (Presa 3)	Quebrada El Camote	Sonsonate	1.500	7,884	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.7483	89.7926
20	Río Rosario - Metapan	Rosario	Santa Ana	1.000	3,110	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A DE C.V.	14.3434	89.3865
21	Río Rosario	Rosario	Ahuachapán	0.200	0	Inventario	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.7362	89.8815
22	Copinula	Copinula	Ahuachapán	0.464	2,030	Inventario	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.7862	89.8445
23	Malancola	Jiboa	La Paz	5.400	23,650	Inventario	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.6082	88.9662
24	San José Loma	Jiboa	La Paz	2.500	10,950	Inventario	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.6082	88.9662
25	Santa Rita	Jiboa	La Paz	9.600	42,050	Inventario	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.6082	88.9662
26	Ocuila	Ocuila	Sonsonate	2.000	8,760	Inventario	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.8350	89.7148
27	Cauta	Cauta	Ahuachapán	0.511	2,697	Inventario	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.6999	89.8852
28	Ahuachapio	Ahuachapio	Ahuachapán	0.500	2,190	Inventario	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.8213	89.9447
29	Sumpul	Sumpul	Chalatenango	16.700	64,043	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.8300	89.7300
30	El Naranjo	El Naranjo	Ahuachapán	0.790	4,187	Inventario	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.7579	89.9319
31	Las Pilonas	Huiza	San Salvador	1.000	5,256	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.6128	89.1800
32	Sonzacate (Nahuizalco II)	Grande de Sonsonate	Sonsonate	2.300	10,070	Factibilidad	2011 GIZ	13.7342	89.7147
33	Hacienda Vieja	Jiboa	San Salvador	14.500	63,510	Inventario	INGENDEHSA S.A DE C.V.		
34	Mirzalco	Grande de Sonsonate	Sonsonate	4.000	17,520	Financiamiento	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.8340	89.7272
35	La Calzadora I	Quebrada La Calzadora	Usulután	0.940	4,117	Inventario	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.5537	88.5287
36	La Calzadora II	Quebrada La Calzadora	Usulután	0.910	3,986	Inventario	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.5613	88.5345
37	Huiza	Huiza	San Salvador	1.500	4,468	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.6128	89.1800
38	El Jabio	Grande de Sonsonate	Sonsonate	1.500	6,570	Inventario	CECSA	13.7532	88.2887
39	San Esteban	San Esteban	San Miguel	0.310	1,360	Prefactibilidad	CECSA	13.5196	88.1829
40	Acahuapa	Acahuapa	San Vicente	0.120	530	Prefactibilidad	CECSA	13.6583	88.8157
41	Sapuyo	Sapuyo	La Paz	0.060	260	Prefactibilidad	CECSA	13.4941	88.8667
42	San Luis III	Suquiapa	La Libertad	0.425	1,860	Factibilidad	CECSA	13.9942	89.4828
43	Chacala Los Apantes (Presa 1)	Chacala	Ahuachapán	1.500	8,126	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.8037	89.8484
44	Chacala Los Apantes (Presa 2)	Los Apantes	Ahuachapán	1.500	8,126	Prefactibilidad	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.7997	89.8379
45	Ilopango Aguacayo	Aguacayo	San Salvador	16.600	60,000	Financiamiento	INGENDEHSA S.A DE C.V.	13.6311	89.0334

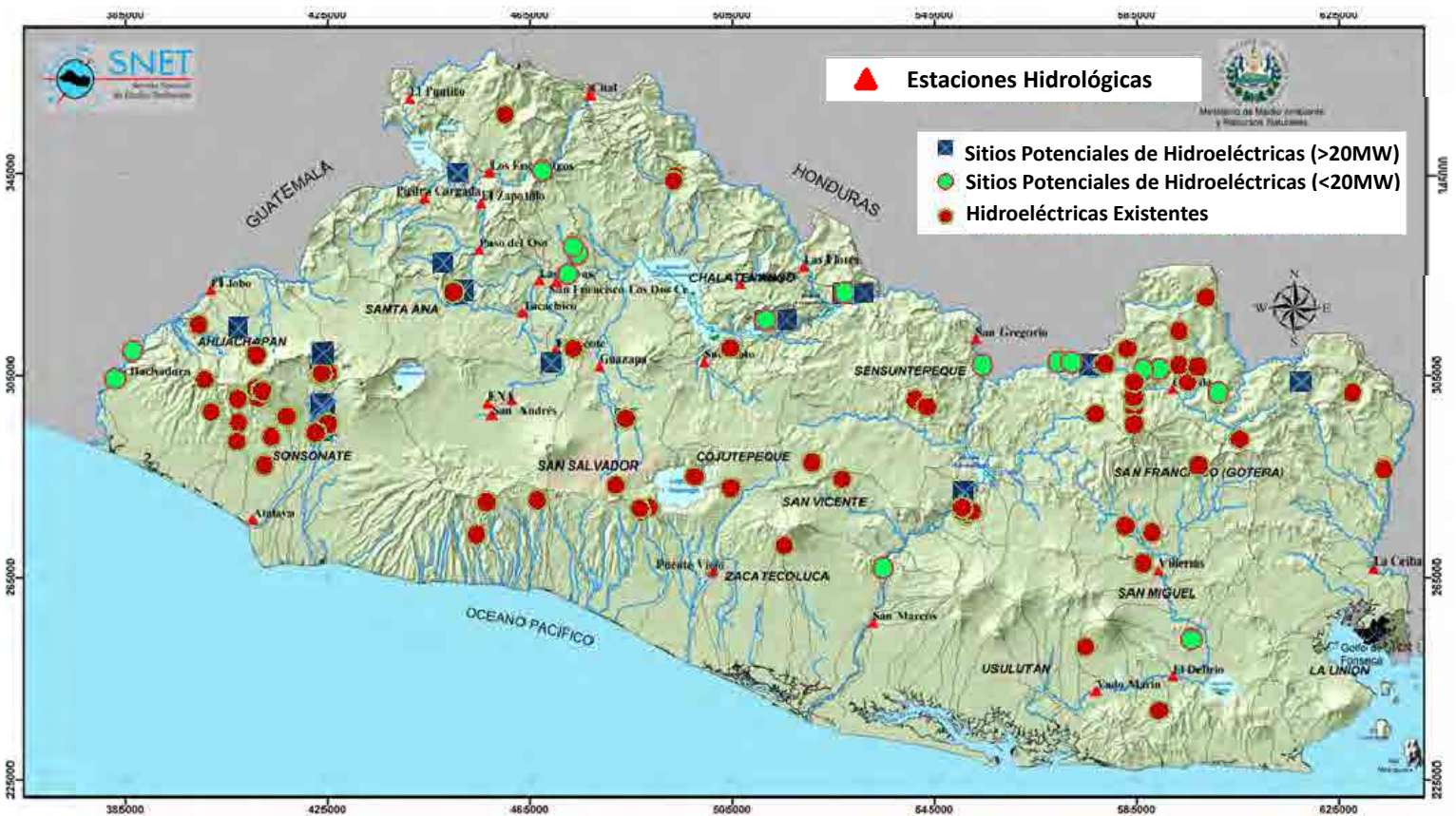
Nota: El número en cursiva de la columna de energía se estimó suponiendo un factor de planta promedio de 0.5 (Fuente: Equipo de estudio JICA (Preparado utilizando estudios previos disponibles))

Tabla 4.2.11 Lista de proyectos pequeños con potencial hidroeléctrico menor de 20 MW (2/2)

No.	Proyecto de Energía	Río	Departamento	Potencial (MW)	Energía (kWh/año)	Eropa	Fuente	Latitud	Longitud
	Sin estudio								
46	Chilama	Río Chilama	La Libertad	0.932	<i>4,080</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5839	89.3265
47	Comalapa	Río Comalapa	La Paz	0.401	<i>1,760</i>	Potencial	CEL-UCA 1989	13.5697	89.1172
48	Grande de Chalatenango	Grande de Chalatenango	Chalatenango	1.795	7,754	Inventario	2011 GIZ	14.2233	89.0710
49	Nejapa	Río Nejapa	Ahuachapán	0.553	2,488	Inventario	2011 GIZ	13.8703	89.8486
50	Polorós	Río Polorós	La Unión	3.162	13,660	Inventario	2011 GIZ	13.7955	87.8109
51	Quezalapa	Río Quezalapa	Cabañas	2.037	8,800	Inventario	2011 GIZ	13.8833	88.9667
52	Quezalapa	Río Quezalapa	Cabañas	0.809	<i>3,540</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.8833	88.9667
53	Quezalapa	Río Quezalapa	Cabañas	0.782	<i>3,430</i>	Inventario	CEL-UCA 1989		
54	San Antonio	Río San Antonio	Sonsonate	0.805	<i>3,530</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7164	89.7383
55	San Antonio	Río San Antonio	Sonsonate	0.696	<i>3,050</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7164	89.7383
56	San Francisco	Río San Francisco	Morazán	0.227	<i>990</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.6521	88.0971
57	San Simón	Río San Simón	Usulután	2.976	12,856	Inventario	2011 GIZ	13.5619	88.5176
58	San Simón	Río San Simón	Usulután	2.173	9,387	Inventario	2011 GIZ	13.5699	88.5362
59	Sunzacuapa	Río Sunzacuapa	Ahuachapán	0.313	<i>1,370</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7089	89.8206
60	Sunzacuapa y Sucio	Río Sunzacuapa y Sucio	Sonsonate	0.527	2,277	Inventario	2011 GIZ	13.6528	89.8342
61	Sunzal-Tamanique	Río Sunzal-Tamanique	La Libertad	0.436	2,277	Inventario	2011 GIZ	13.5795	89.4204
62	Sunzal-Tamanique	Río Sunzal-Tamanique	La Libertad	0.527	<i>2,310</i>	Inventario	CEL-UCA 1989		
63	Tacuba	Río Tacuba	Ahuachapán	0.388	<i>1,700</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.9297	89.9564
64	Tihuapa	Río Tihuapa	La Paz	1.315	<i>5,760</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5610	89.1351
65	Tihuapa	Río Tihuapa	La Paz	1.041	<i>4,360</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5677	89.1358
66	Tihuapa	Río Tihuapa	Cabañas	1.434	<i>6,280</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7814	88.6235
67	Tihuapa	Río Tihuapa	Cabañas	1.175	<i>5,150</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7687	88.6019
68	Tihuapa	Río Tihuapa	Cabañas	0.882	<i>3,860</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7687	88.6019
69	Tihuapa	Río Tihuapa	Cabañas/Sn Vicente	0.156	<i>680</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7687	88.6019
70	Toronjo	Río Toronjo	Morazán	1.160	<i>5,080</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7047	88.0206
71	Zonte	Río Zonte	La Libertad	0.468	2,190	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5160	89.4389
72	Zonte	Río Zonte	La Libertad	0.466	<i>2,040</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5160	89.4389
73	Zonte	Río Zonte	La Libertad	0.478	<i>2,090</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5160	89.4389
74	Zonte	Río Zonte	La Libertad	0.507	<i>2,220</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.5160	89.4389
75	Araute	Río Araute	Morazán	0.050	284	Inventario	2011 GIZ	13.8819	88.2299
76	Gnde de San Miguel, San José	Gnde de San Miguel, San José	Usulután	3.200	<i>14,020</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.2947	88.3068
77	Grande de San Miguel, Sn Juan	Grande de San Miguel, Sn Juan	Usulután	4.500	<i>19,710</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.2947	88.3068
78	Qbda El Singual, al Cuyapo	Qbda El Singual, al Cuyapo	Morazan	0.058	<i>250</i>	Inventario	CEL-UCA 1989		
79	Qbda El Volcán/Río Sn Juan	Qbda El Volcán/Río Sn Juan	San Miguel	0.097	<i>420</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.7875	88.2171
80	La Montañita	Río La Montañita	Morazan	0.900	3,942	Inventario	CEL-UCA 1989	13.8167	88.2167
81	El Riachuelo	El Riachuelo	San Miguel	0.038	256	Inventario	2011 GIZ	13.8520	88.2708
82	Cumaro	Río Cumaro	Morazán	0.039	168	Inventario	2011 GIZ	13.9167	88.1333
83	La Joya, Río Acahuapa	La Joya, Acahuapa	San Vicente	3.000	<i>13,140</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.6256	88.7600
84	Grande de Chalatenango	Grande de Chalatenango	Chalatenango	0.690	<i>3,020</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	14.2132	89.0728
85	Goascorán	Goascorán	La Unión	12.500	54,750	Inventario	2011 GIZ	13.6446	87.7524
86	Sucio, Los Tetuntes	Sucio, Los Tetuntes	La Libertad	6.600	<i>28,910</i>	Inventario	CEL-UCA 1989	13.8822	89.2594
			TOTAL	157.566	675,000				

Nota: El número en cursiva de la columna de energía se estimó suponiendo un factor de planta promedio de 0.5 (Fuente: Equipo de estudio JICA. (Preparado utilizando estudios previos disponibles))

Las centrales hidroeléctricas existentes y los sitios con potencial hidroeléctrico se muestran en la Figura 4.2.7.



(Fuente: Equipo de estudio JICA. (Preparado utilizando estudios previos disponibles))

Figura 4.2.7 Centrales hidroeléctrico existentes y sitios con potencial hidroeléctrico

En la Tabla 4.2.11 se resumen la capacidad total del potencial hidroeléctrico.

Tabla 4.2.12 Resumen del potencial hidroeléctrico en El Salvador

Categoría	Número de proyectos	Capacidad total (MW)	Energía anual (GWh/año)	Institución implementadora
≥ 20 MW	18	2,077	6,949	CEL/ Gobierno / Corporativo, privado
< 20 MW	86	158	675	Inversión privada
TOTAL	104	2,235	7,624	

Nota: La energía anual incluye valores estimados suponiendo un factor de planta promedio de 0.5
(Fuente: Equipo de estudio JICA. (Preparado utilizando estudios previos disponibles))

El potencial hidroeléctrico total en El Salvador es de 2,235 MW y el potencial de las pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 20 MW es de 158 MW. De acuerdo a los estudios previos, la producción de energía anual promedio de los sitios con potencial hidroeléctrico se estima en 7,624 GWh/año en total y 675 GWh/año para las pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 20 MW. Estas energías anuales estimadas incluyen valores calculados asumiendo un factor de planta del 50%, el cual será necesario examinar más adelante.

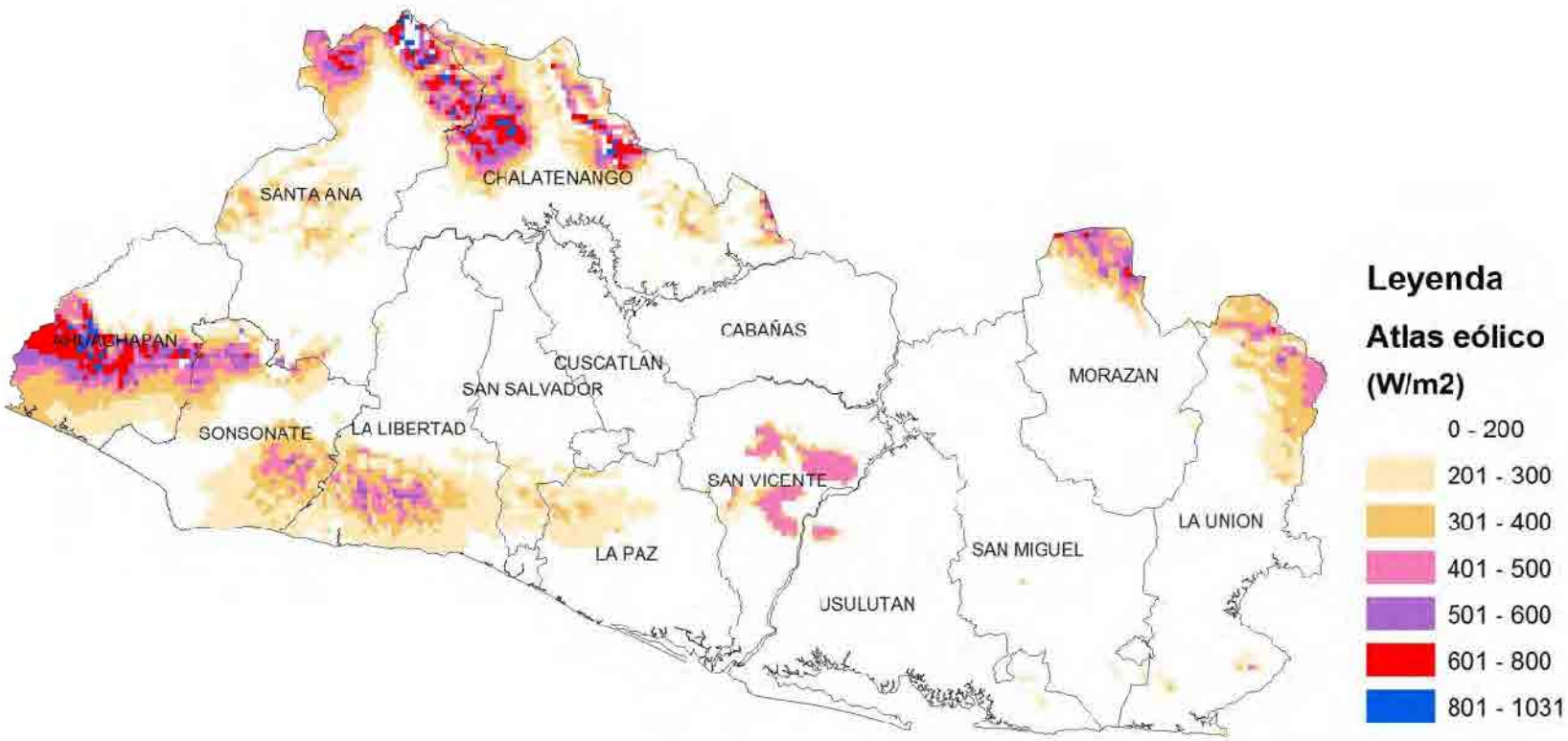
4.3 Energía eólica

Basándose en el mapa eólico elaborado por SWERA (*Evaluación de Recursos de Energía Eólica y Solar*, por sus siglas en inglés) en el 2005, existen áreas con potencial de energía eólica en las regiones septentrional y occidental de El Salvador, por lo que es necesario preparar la normativa o directriz técnica antes de la introducción del sistema de generación eólica en El Salvador. Además, el desarrollo del recurso humano también es uno de los temas importantes para el desarrollo de la energía eólica. Existe una relación complementaria entre la generación de energía hidroeléctrica y la generación de energía eólica durante las estaciones. Hay planes para desarrollar parques eólicos en dos sitios, con una capacidad de 72 MW en total.

4.3.1 Situación actual

En El Salvador, aun no se ha desarrollado la energía eólica para generar electricidad. El mapa del potencial eólico en El Salvador fue creado en el 2005 por SWERA, bajo la conducción del NREL (Laboratorio Nacional de Energía Renovable, por sus siglas en inglés, en EE. UU.), el PNUMA (Programa de Naciones Unidas del Medio Ambiente), y el FMAM (Fondo para el Medio Ambiente Mundial), en cooperación con el MARN (Ministerio de Medio Ambiente y Recursos naturales), la UCA (Universidad Centroamericana José Simeón Cañas) y el SNET (Servicio Nacional de Estudios Territoriales).

De acuerdo con el mapa del potencial eólico que se elaboró con SWERA, se han identificado pocas áreas como zonas aptas para el desarrollo de la energía eólica. El siguiente mapa, elaborado por SWERA, muestra el potencial de energía eólica de El Salvador.



(Fuente: SWERA)

Figura 4.3.1 Mapa del potencial de energía eólica (SWERA)

El Instituto Meteorológico de Finlandia llevó a cabo las mediciones de viento en El Salvador. De acuerdo al informe del proyecto "Medición de la velocidad del viento en El Salvador 2006-2007 para la evaluación de la energía eólica", fueron instalados sistemas de monitoreo de viento en cuatro sitios diferentes: La Hachadura, Metapán, Monteca y San Isidro. Las ubicaciones de los sitios de monitoreo se muestran en la siguiente tabla que resume la información en el informe del Instituto Meteorológico de Finlandia por el equipo de estudio de JICA

Tabla 4.3.1 Sitios de monitoreo del viento por el proyecto finlandés

Nombre de la localidad	Elevación (m)	Latitud	Longitud
La Hachadura	53	N 13°51'04.6"	W 90°05'05.9"
Metapán	601	N 14°20'37.7"	W 89°28'48.1"
Monteca	910	N 13°52'37.4"	W 87°51'07.6"
San Isidro	740	N 13°47'10.7"	W 89°33'23.1"

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de "Wind speed measurement in El Salvador 2006-2007 for wind energy assessment").

El monitoreo del viento se llevó a cabo por el proyecto finlandés desde junio del 2006 hasta julio del 2007. La siguiente tabla muestra los resultados del monitoreo del informe del Instituto Meteorológico de Finlandia resumido por el equipo de estudio de JICA. Los resultados muestran que la densidad de potencia eólica, entre los cuatro sitios monitoreados, es más grande en Metapán.

Tabla 4.3.2 Resumen del monitoreo de viento

Nombre de la localidad	Velocidad promedio del viento (m/s)	Densidad de potencia eólica (W/m ²)	Dirección principal del viento	Parámetros de la distribución Weibull (k, A)
La Hachadura (50 m sobre el nivel del suelo)	4.0	161	NE	k:1.15 A: 4.0
Metapán (50 m sobre el nivel del suelo)	4.8	243	N	k:1.24 A:5.3
Monteca (60 m sobre el nivel del suelo)	4.2	103	NE	k:1.62 A: 4.9
San Isidro (50 m sobre el nivel del suelo)	5.0	170	NE	k:1.63 A: 5.7

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de "Wind speed measurement in El Salvador 2006-2007 for wind energy assessment")

La producción de energía de la turbina eólica se calculó basándose en los resultados del monitoreo del viento en los cuatro sitios. Basado en la estimación de su rendimiento, se utilizó una turbina eólica marca Nordex N50/800 kW. La tabla 4.3.3 muestra los resultados de la producción de energía anual estimada.

Tabla 4.3.3 Producción de energía anual estimada

	Producción de energía anual estimada (GWh)
La Hachadura	0.670
Metapán	1.340
Monteca	0.625
San Isidro	0.844

(Fuente: Medición de la velocidad del viento en El Salvador 2006-2007 para la evaluación de la energía eólica)

Como se mencionó anteriormente, ha habido experiencias en estimar el potencial eólico y la energía producida. Sin embargo, no existen turbinas eólicas conectadas a la red eléctrica nacional de El Salvador.

4.3.2 Barreras en la Implementación

Se han llevado a cabo varios estudios sobre el potencial eólico en El Salvador. Sin embargo, no hay ninguna turbina eólica conectada a la red eléctrica del país. Por lo tanto, es necesario considerar los siguientes puntos con respecto a la introducción de los sistemas de generación eólica:

4.3.2.1 Reglamento/Directriz técnica

Es necesario preparar el reglamento o directriz técnica antes de la implementación del proyecto de energía eólica. Los siguientes temas deben ser considerados como elementos del reglamento o directriz técnica para El Salvador.

A. Factor de potencia

Con frecuencia las compañías eléctricas utilizan bancos de capacitores para corregir el factor de potencia. Cuando un banco de capacitores se instala en el lado de los contactores de una turbina eólica, existen problemas de autoexcitación. Cualquier banco de capacitores que se utilice con un sistema eólico para la corrección del factor de potencia debe ser colocado del lado de la empresa eléctrica en el punto de interconexión. La capacidad del banco de capacitores debe ser inferior a la corriente de excitación del generador, esto evita la autoexcitación y también evita que las personas que realizan el mantenimiento a la unidad puedan ser electrocutadas por sobretensiones que se produce en el cable cuando se desconecta de la red eléctrica.

B. Flicker de voltaje

Este problema se presenta con ciertos sistemas eólicos que utilizan generadores de inducción. Cuando un generador de inducción está interconectado a la red eléctrica, la potencia reactiva aumenta momentáneamente. Dado que la salida de potencia nominal del aerogenerador es tan grande como varios cientos de kW a MW en comparación con la de un electrodoméstico en varios kW, la magnitud de la

corriente de entrada puede ser lo suficientemente grande como para causar una ligera caída de tensión en la línea, el resultado es lo que se llama el *flicker* de voltaje. En este caso, las caídas de voltaje se producen para los usuarios finales en forma instantánea. La mayoría de turbinas de tamaño mediano y todas las turbinas cercanas a algunos megavatios utilizan controladores electrónicos que se conectan a la red con suavidad, lo que minimiza el *flicker* de voltaje. El *flicker* de voltaje también se explica en la sección 6.2.2.4

C. Armónicos e interarmónicos

Se espera que la emisión de corrientes armónicas e interarmónicas por las turbinas eólicas de velocidad fija, sea insignificante en la operación. Las turbinas eólicas de velocidad variable, las cuales se conectan a la red a través de convertidores de potencia, emiten corrientes armónicas y/o interarmónicas, y contribuyen a la distorsión del voltaje. Los armónicos deben filtrarse antes de suministrar energía a la red eléctrica. Generalmente es aceptable una distorsión armónica total (THD de sus siglas en inglés) menor a 3%. El IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) limita el THD en el punto suministro de las empresas eléctricas a un valor menor de 5%.

D. Seguridad

Todos los aerogeneradores interconectados con la red nacional se deben desconectar en el momento de una falla por razones de seguridad. Es necesario evitar la operación en isla durante la interrupción de la red conectada.

4.3.2.2 Ingenieros

El desarrollo de los recursos humanos es uno de los temas más importantes para el futuro desarrollo de la energía eólica en El Salvador. La tecnología eólica debe ser transferida a los ingenieros a través de proyectos reales. En especial, deben ser transferidos las habilidades para la operación y el mantenimiento. Como una de las opciones adecuadas para el desarrollo de recursos humanos, es importante mejorar los planes de estudios existentes o los cursos de formación sobre energías renovables en las universidades y en las escuelas de formación profesional.

A. Monitoreo de viento y estimación de energía producida

Hay varios tipos de sistemas de monitoreo de viento para evaluar el potencial de energía eólica, como los sistemas NRG. Los datos de viento monitoreados pueden ser evaluados por el software que acompaña al sistema de monitoreo. La producción de energía puede ser calculada por el software con hojas de cálculo en Excel. Si se necesita simular la producción de energía en todo el sistema de control, existen programas como el WAsP. Tanto el monitoreo como la simulación de parámetros son importantes en la etapa inicial del desarrollo de la energía eólica para la evaluación del potencial eólico y la estimación de la energía producida.

B. Consultoría

La ubicación de los sistemas de generación de energía eólica debe definirse, no solo en base al potencial eólico, sino también en base a las condiciones circundantes, tales como la distancia a los domicilios más

cercanos. El funcionamiento rotatorio de las aspas genera ruido de baja frecuencia, y debe ser examinado antes de la instalación. Es necesario crear o darle mantenimiento a las vías de acceso (carreteras, caminos, etc.) que conducen hacia la ubicación del parque eólico, porque la torre y las aspas tienen que ser transportados hacia el lugar de construcción. Lo anterior dependerá de la capacidad de la turbina eólica, por ejemplo, para una turbina eólica de 2.5 MW, el peso de cada bloque de la torre es de 40 a 50 toneladas y de la góndola es de alrededor de 82 toneladas. Además, el camión grúa debe tener una capacidad de elevación máxima de aproximadamente 300 toneladas a 600 toneladas y tiene que pasar por la carretera. La ruta de transporte hacia el sitio tiene que ser examinada por especialistas.

4.3.2.3 Costos de operación y mantenimiento

Existen turbinas eólicas que han sido instaladas con ayuda extranjera con propósitos demostrativos. En general, las subvenciones otorgadas por estos proyectos pagan la turbina y su instalación, pero rara vez pagan por su mantenimiento. Por lo tanto, la operación y el mantenimiento (O&M) tienen que ser considerados y preparados antes de la instalación. Los costos de O&M constituyen una parte sustancial de los costos totales anuales de una turbina eólica. De acuerdo con la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA), los costos de O&M para una turbina nueva fácilmente pueden oscilar entre un 20 ó 25% del costo normalizado total por kWh producido durante la vida útil de la turbina. Basándose en las experiencias de Alemania, España, el Reino Unido y Dinamarca, los costos de O&M generalmente se estiman en alrededor de 1.6 a 2.0 centavos de dólares de EE. UU. (1.2 a 1.5 c €) por kWh de la energía eólica producida durante la vida total de una turbina. Como consecuencia, los costos de O&M están atrayendo más la atención, ya que los fabricantes intentan reducir estos costos de manera significativa mediante el desarrollo de nuevos diseños de turbinas que requieran de menos visitas de servicio regular y menos tiempo de inactividad de la turbina. Los factores principales que afectan los costos de O&M se muestran a continuación:

- Seguros
- Mantenimiento periódico
- Reparación
- Piezas de repuesto
- Administración

4.3.3 Estudios relacionados, proyectos existentes y en desarrollo

4.3.3.1 Mapa eólico nacional

SWERA es un proyecto patrocinado por el PNUMA-GEF. El proyecto SWERA fue un esfuerzo de cinco años cuyo objetivo era el desarrollo de herramientas de información para incentivar el desarrollo de energías renovables. SWERA produjo una gama amplia de datos de energía solar y eólica, así como mapas a mejores escalas y resolución espacial que las disponibles antes del 2005.

4.3.3.2 Estudio de factibilidad

El proyecto llamado “Medición de la velocidad del viento en El Salvador 2006-2007 para la evaluación de la energía eólica”, fue desarrollado por el Instituto Meteorológico de Finlandia. En ese estudio se realizó el monitoreo del viento y las producciones de energía calculadas mediante el uso de WASp (Software para simulación de la energía eólica).

4.3.4 Plan de desarrollo a futuro

CEL tiene planes para el desarrollo futuro de parques eólicos. La siguiente tabla muestra la velocidad promedio anual del viento a 60 metros sobre el nivel del suelo y la capacidad planificada en los sitios candidatos dentro del plan de parques eólicos de CEL.

Tabla 4.3.4 Parques eólicos candidatos de CEL

	Velocidad promedio anual del viento a 60 m sobre el nivel del suelo (m/s)	Capacidad planificada (MW)
Metapán	6.43	42
San Julián	5.38	30

(Fuente: CEL)

La siguiente tabla muestra la velocidad mensual promedio del viento en los sitios candidatos y se observa que la velocidad promedio mensual del viento es muy alta desde octubre a marzo. Por otro lado, la velocidad mensual del viento desde abril hasta septiembre no es tan alta. Sin embargo, en ambos lugares el viento sopla fuerte durante la época seca, cuando la producción de energía de las centrales hidroeléctricas comienza a disminuir. Es obvio decir que hay una relación complementaria estacional entre la producción de energía hidroeléctrica y la eólica en El Salvador.

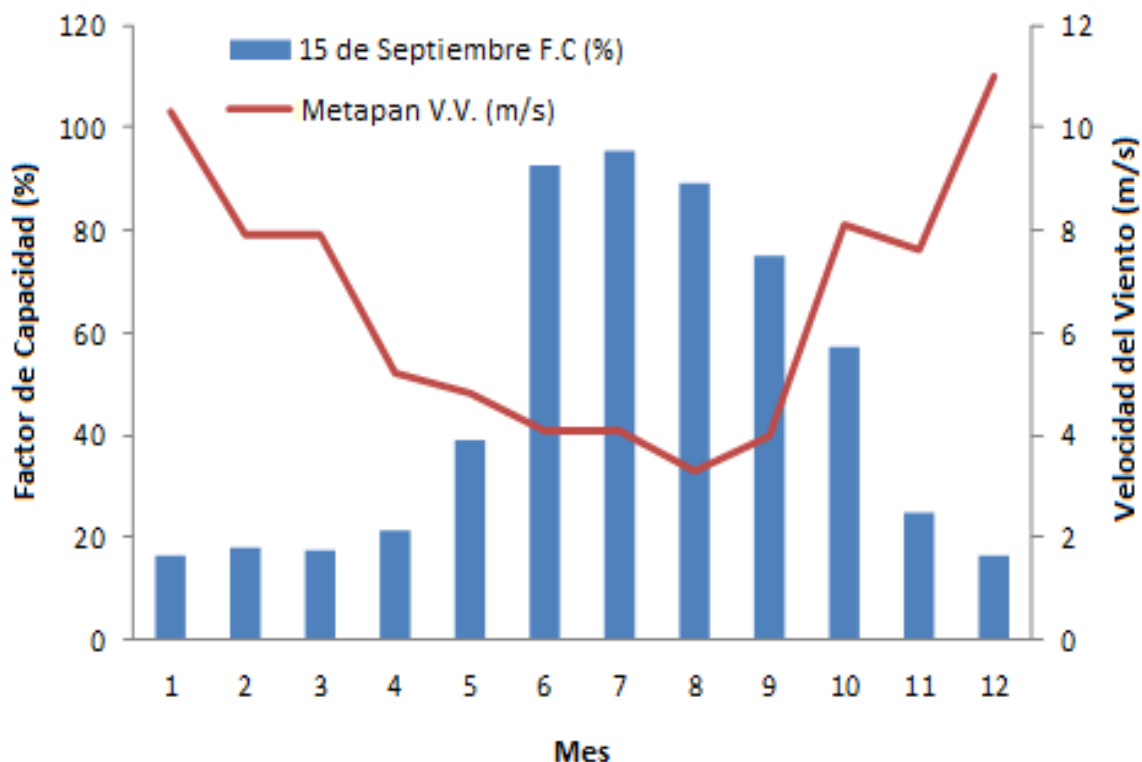
Tabla 4.3.5 Velocidad promedio mensual del viento sobre el nivel del suelo (m/s)

Sitio	2009 Dic	2010 Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Metapán	8.1	10.3	7.9	7.9	5.2	4.8	4.1	4.1	3.3	4.0	8.1	7.6	11
San Julián	5.9	8.2	6.9	5.5	4.0	4.0	4.1	4.0	3.5	4.0	6.8	6.4	10.9

(Fuente: CEL)

La siguiente figura muestra una relación complementaria en los períodos estacionales entre el factor de capacidad mensual de la Central Hidroeléctrica 15 de Septiembre y la velocidad del viento mensual en Metapán. En Metapán, los potenciales eólicos son más altos entre octubre y abril, cuando el factor de

capacidad de la central 15 de Septiembre es bajo.



(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de CEL y CNE.)

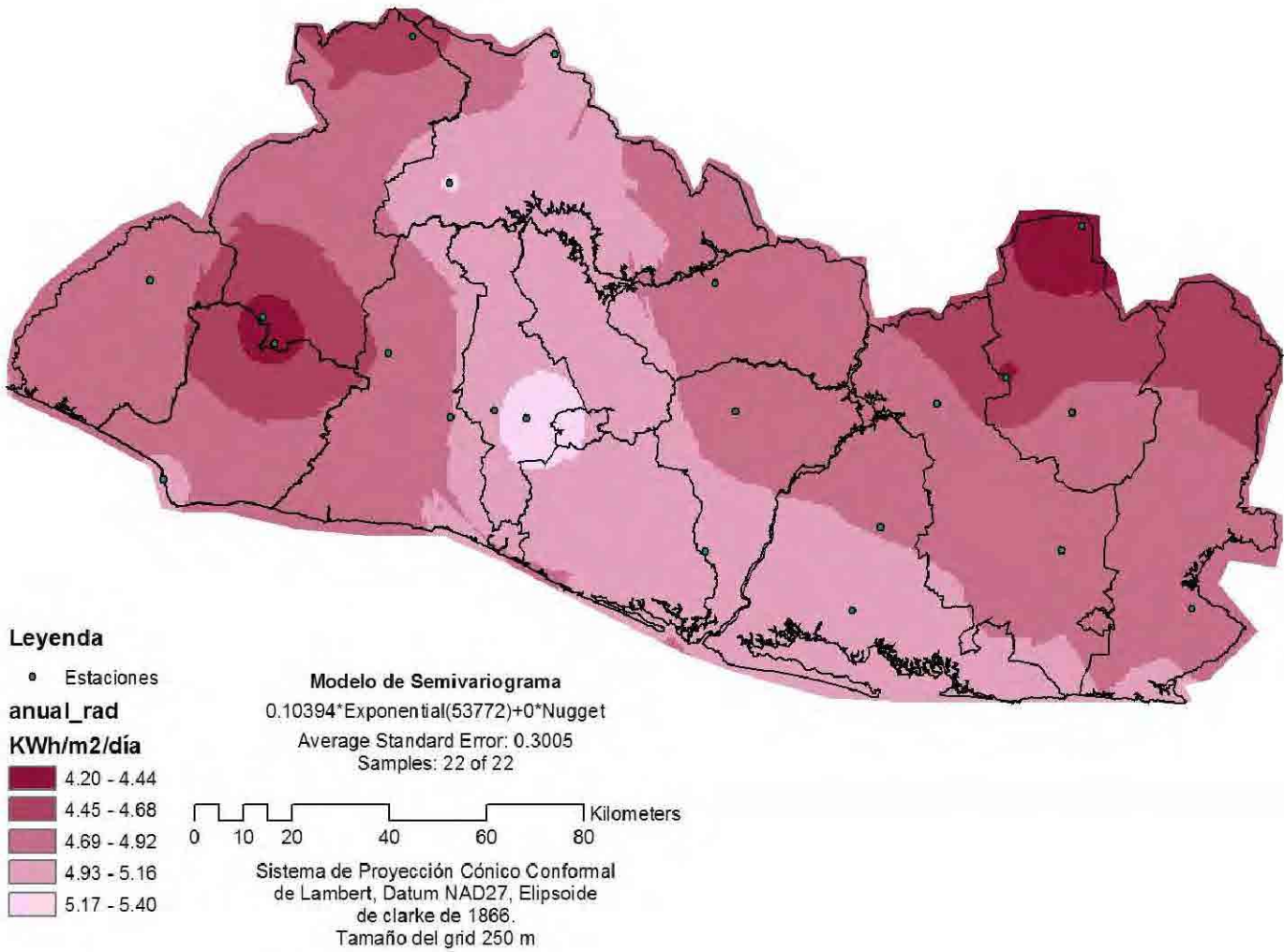
Figura 4.3.2 Velocidad del viento (en Metapán) y factor de capacidad (15 de Septiembre, energía hidroeléctrica)

4.4 Energía solar Fotovoltaica

La irradiación solar es alta en El Salvador, especialmente en los alrededores de San Salvador. En el área metropolitana de la región central es de hasta 5.3 kWh/m²/día. Existen muchos sistemas fotovoltaicos aislados, principalmente en regiones rurales y montañosas. El costo del sistema solar fotovoltaico sigue siendo alto, lo cual no permite su difusión. Existe un plan futuro que comprende la instalación de 17.8 MW de energía fotovoltaica solar en el país.

4.4.1 Situación actual

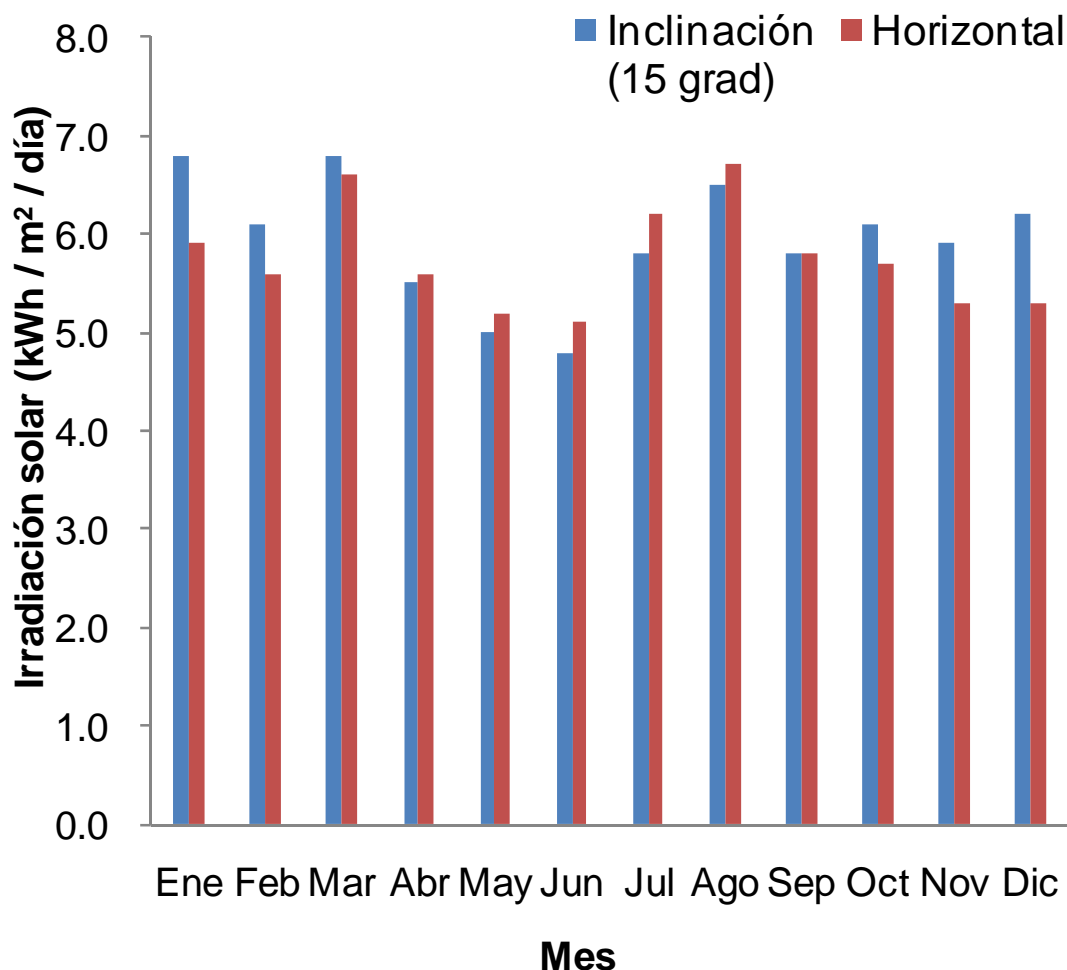
En El Salvador la radiación solar es alta (5.3 kWh/m²/día), en comparación con la de Tokio (3.3 kWh/m²/día). El mapa de irradiación solar en El Salvador fue creado bajo el proyecto SWERA. El siguiente mapa muestra el potencial de irradiación solar en promedio anual. La irradiación solar es alta en la región central de El Salvador, especialmente en torno al área metropolitana de San Salvador.



(Fuente: SWERA)

Figura 4.4.1 Mapa de irradiación solar en El Salvador

La siguiente figura muestra la irradiación solar horizontal e inclinada (15 grados), la cual ha sido monitoreada desde el edificio de CEL en la ciudad de San Salvador, desde junio del 2009 hasta mayo del 2010. El promedio mensual de la irradiación solar horizontal es alto desde diciembre hasta marzo.



(Fuente: CEL)

Figura 4.4.2 Irradiación solar mensual en San Salvador

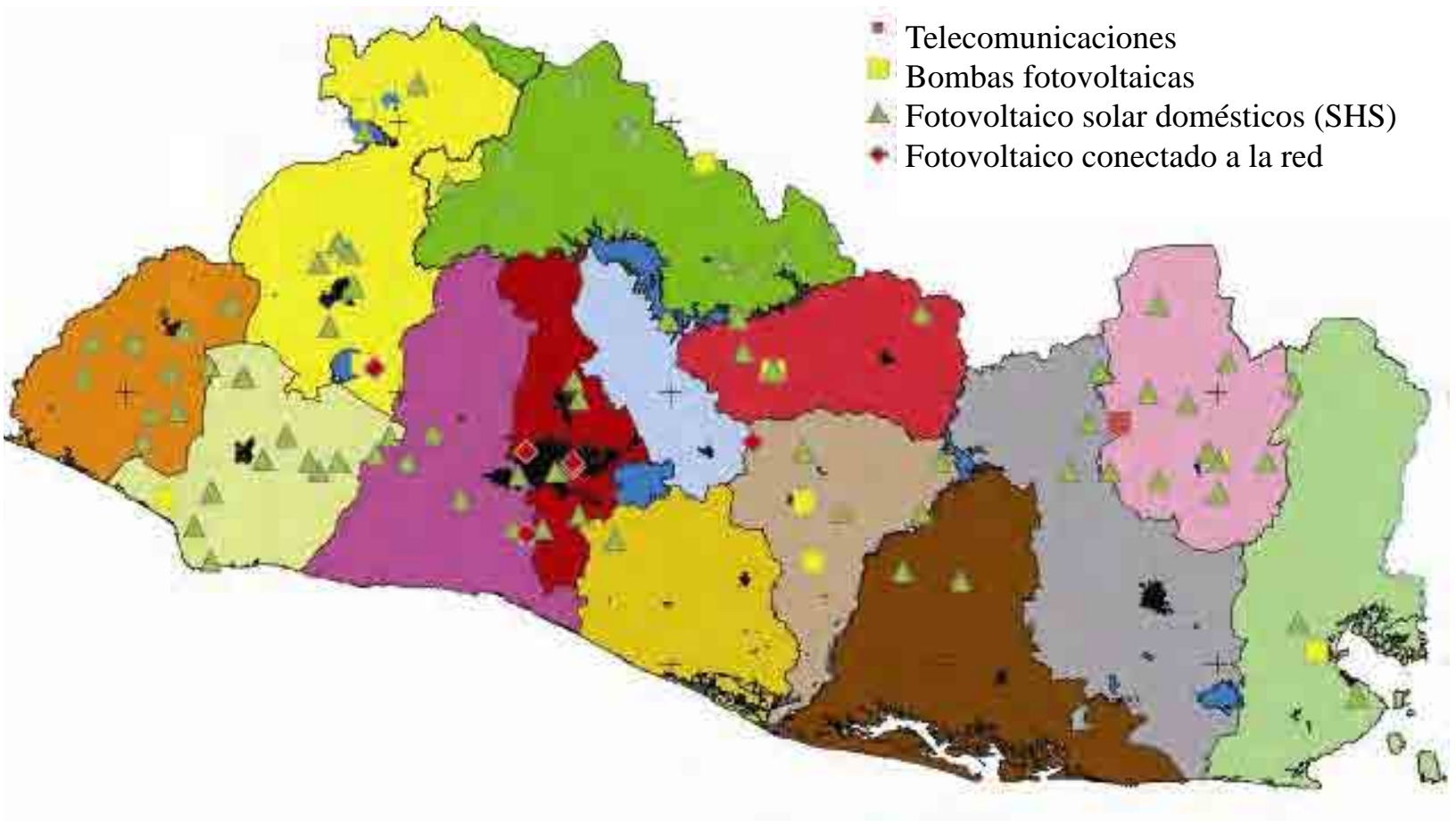
Existen muchos sistemas solares fotovoltaicos instalados actualmente en El Salvador. En la tabla 4.4.1 se muestra la lista de estos sistemas. La mayoría de ellos son sistemas aislados con banco de baterías, los cuales son usados como Sistemas Solares Domésticos (*SHS*, por sus siglas en inglés). Hay un número limitado de sistemas FV conectados a la red.

Tabla 4.4.1 Sistemas fotovoltaicos en El Salvador

Aplicación	Número de sistemas	Capacidad instalada (Wp)
Bombas fotovoltaicas	21	9,695
Sistema Solar Doméstico (SHS)	2,950	287,956
Sistema Fotovoltaico conectado a la red eléctrica	12	163,940
Alumbrado público	246	15,090
Agua potable	2	280
Comunicación por radiofrecuencia	15	n. a.
Telecomunicaciones	6	n. a.
TOTAL	3,252	476,961

(Fuente: CNE)

La figura 4.4.3 muestra un mapa de la distribución de sistemas solares FV en El Salvador. Los sistemas solares domésticos se encuentran en la región montañosa y en la zona rural. Por otro lado, la mayoría de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica se encuentran en el área metropolitana de San Salvador.



(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA (usando datos de estudio previo)).

Figura 4.4.3 Sistemas solares fotovoltaicos instalados en El Salvador



(Fuente: Equipo de estudio JICA)

Figura 4.4.4 Sistema fotovoltaico instalado en el campamento base de EE. UU. (91 kW)

4.4.2 Barreras en la implementación

4.4.2.1 Costo del sistema fotovoltaico

Los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica no se han introducido en forma extensa en El Salvador. La mayor parte de la instalación fotovoltaica se ha llevado a cabo en las instalaciones públicas, como edificios del Gobierno y escuelas. El principal problema para la difusión de sistemas solares fotovoltaicos montados en techos es el alto costo de la inversión inicial. La tabla 4.4.2 muestra el índice de precios para sistemas instalados en algunos países en el año 2010, estudiados por la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés). Los precios indicados en la tabla no incluyen IVA ni los impuestos sobre las ventas. Los precios más caros encontrados para los sistemas conectados a la red eléctrica, están relacionados con la modificación o la integración del techo, mientras que las cifras también se pueden referir a un solo proyecto. El precio incluye las subvenciones de cada país. El precio de la energía solar fotovoltaica ha ido disminuyendo en años recientes; sin embargo, el precio todavía es alto para un usuario particular, sobre todo si no existen subsidios gubernamentales.

Tabla 4.4.2 Precio de sistemas FV solares conectados a la red eléctrica (USD por W)

País	<10 kW	>10 kW
Australia	4.6 – 6.4	5.5 – 8.3
Canadá	6.3 – 7.8	3.9
Alemania	3.4 – 4.2	3.0 – 3.3
Dinamarca	3.6 – 5.3	3.6 – 7.1
España	3.3 – 4.1	3.2 – 3.6
Francia	6.3 – 7.8	4.6 – 7.2
Japón	6.6	7.0
México	6.4	9.8
EE. UU.	6.7	4.2 – 5.9

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de "Report IEA-PVPS T1-20:2011 / IEA")

4.4.2.2 Directriz técnica

En El Salvador, se ha aplicado el Código Eléctrico Nacional (NEC) de EE. UU. como reglamento nacional de electricidad. Cada normativa eléctrica en El Salvador se regula con el NEC de EE. UU. La normativa relacionada con los Sistemas Fotovoltaicos está descrita en el artículo 690 del NEC. Sin embargo, la directriz práctica para la interconexión de los sistemas fotovoltaicos montados en techo, específicamente para su utilización por los técnicos electricistas, no ha sido preparada en El Salvador. Las barreras técnicas en la introducción de los sistemas fotovoltaicos montados en techo se describen en el capítulo 7.3.3.

4.4.2.3 Ingenieros

El desarrollo de los recursos humanos es uno de los temas más importantes para el desarrollo futuro de la energía FV. Una de las opciones para el desarrollo de recursos humanos en el sector fotovoltaico, es la mejora del Pensum de Estudios o Cursos de Formación sobre energías renovables en las Universidades.

4.4.3 Estudios relacionados y proyectos existentes y en desarrollo

4.4.3.1 CEL

CEL ha instalado un sistema de energía fotovoltaica solar de 24.57 kW de capacidad total en el techo de su edificio administrativo. Además, ha conducido una prueba piloto con tres diferentes tipos de módulos fotovoltaicos, tales como el monocristalino, el policristalino y el amorfo, cada uno de 8 kW de capacidad. También ha estado monitoreando la energía producida por cada tipo de sistema de energía fotovoltaica producida por irradiación solar, así como otros datos meteorológicos.

4.4.3.2 SWERA

SWERA produjo una gama amplia de datos de energía solar y eólica, así como mapas a mejores escalas y resolución espacial que las disponibles antes del 2005.

4.4.3.3 Electrificación rural

Se han introducido los sistemas solares domésticos (SHS) para la electrificación rural a través de las ONGs y otras organizaciones. Por ejemplo, Suministros Eléctricos y Electrónicos, S. A. de C. V. (SEESA), es una empresa de ingeniería y servicios eléctricos con sede en San Salvador que ha suministrado más de 400 sistemas de energía eléctrica fotovoltaica desde comienzos de 2004, sobre todo para hogares rurales mediante una inversión realizada por E+Co de EE. UU. E+Co es una organización sin fines de lucro que invierte en empresas de energía limpia en países en desarrollo con la misión de potenciar la capacidad de las pequeñas y medianas empresas.

4.4.3.4 USTDA, Agencia para el Desarrollo y el Comercio de los E.E.U.U.

Existe actualmente un proyecto fotovoltaico en fase de preparación, el cual es financiado por la Agencia de Desarrollo y Comercio de EE. UU. (USTDA, por sus siglas en inglés). El objetivo del "Estudio de viabilidad del proyecto piloto de energía solar fotovoltaica de CEL", es el de determinar la viabilidad técnica, económica y financiera de un proyecto piloto de energía solar fotovoltaica de 3 MW conectado a la red eléctrica en El Salvador. Este estudio permitirá a los concesionarios recopilar datos de los recursos solares, valorar las tecnologías de energía solar fotovoltaica, realizar un diseño conceptual preliminar del proyecto y redactar los documentos jurídicos y los acuerdos para la ejecución del mismo.

4.4.4 Plan de Desarrollo Futuro

Existen planes de CEL para la instalación de un sistema solar fotovoltaico centralizado conectado a la red eléctrica. La tabla 4.4.3 muestra los sitios posibles y sus capacidades. CEL posee un área grande cercana a las plantas hidroeléctricas la cual es apropiada para la instalación de sistemas FV.

Tabla 4.4.3 Plan de Desarrollo futuro de CEL en sistemas solares FV

Ubicación	Capacidad (MW)
Energía fotovoltaica a ser instalada en la Central "El Guajoyo"	3.6
Energía fotovoltaica a ser instalada en la Central "15 de Septiembre".	14.2
Energía total	17.8

(Fuente: CEL)

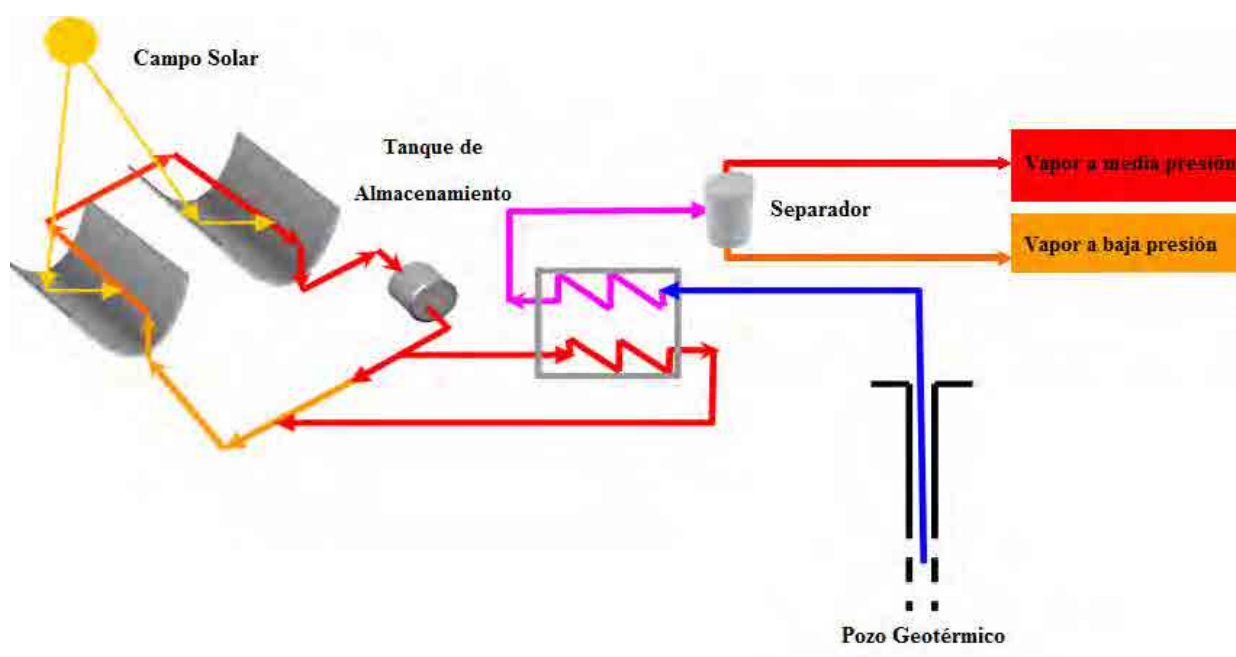
4.5 Energía Solar térmica

Los sistemas de energía solar térmica acumulan la energía térmica de la irradiación solar y la utiliza para obtener altas temperaturas. El calor acumulado impulsa una turbina conectada a un generador de energía eléctrica. Varios estudios y pruebas piloto de energía solar térmica se están llevando a cabo para su futura implementación. El potencial de este tipo de energía es alto en El Salvador, sin embargo, el costo de inversión inicial sigue siendo alto actualmente. LaGeo tiene planes de desarrollo a futuro respecto a la energía solar térmica y estima una capacidad total de 35 MW para el año 2020.

4.5.1 Situación actual

Las centrales solares térmicas son los sistemas que utilizan espejos o lentes para concentrar una gran área de la luz solar o energía solar térmica en un área pequeña. Las centrales solares térmicas comúnmente se denominan sistemas de energía solar por concentración (CSP, por sus siglas en inglés). La energía eléctrica se genera cuando la luz concentrada se convierte en calor que alimenta a un ciclo termodinámico con una máquina térmica, usualmente una turbina de vapor acoplada a un generador de energía eléctrica.

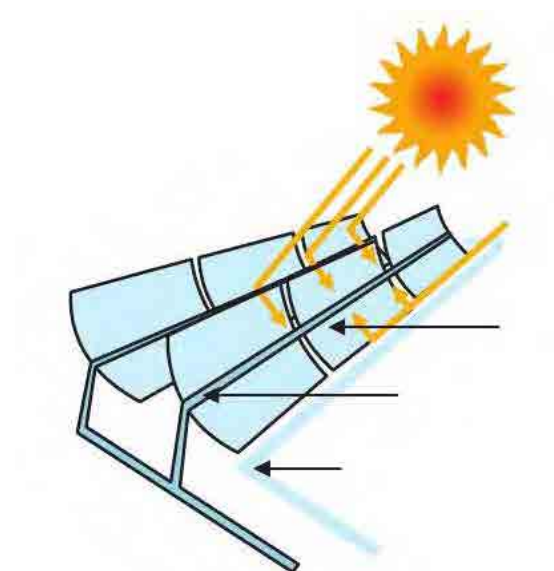
En El Salvador ya se están instalando plantas de energía solar térmica de colectores tipo cilíndrico parabólicos como plantas piloto de sistemas híbridos de energía geotérmica y de energía solar térmica en el campo geotérmico de Ahuachapán. La prueba del piloto se ha llevado a cabo desde marzo del 2007, con el objetivo de generar vapor mediante el intercambio de calor entre el agua geotérmica y el aceite sintético calentado por calentadores solares. El sistema solar de colectores parabólicos es una fuente de calor externa que se combina con la planta geotérmica existente. El campo solar se compone de cuatro concentradores solares de colectores parabólicos de cuatro metros de ancho y diez metros de longitud. La figura 4.5.1 muestra el concepto del sistema híbrido solar térmico y geotérmico.



(Fuente: Amplificador de vapor solar en el campo geotérmico de Ahuachapán)

Figura 4.5.1 Concepto del sistema híbrido solar térmico y geotérmico

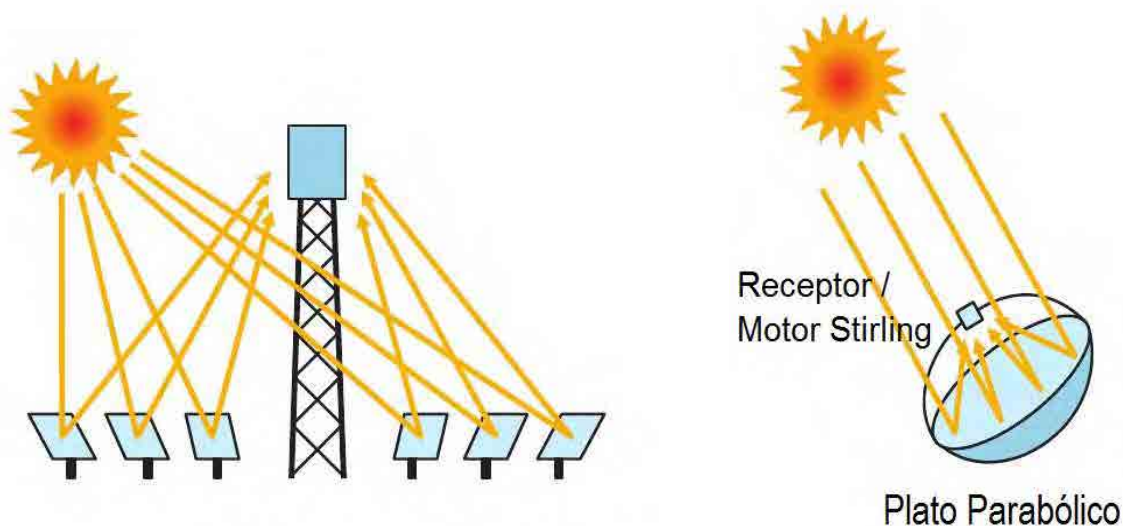
En una central de colectores tipo cilíndrico parabólicos, los espejos en forma de abrevadero concentran la radiación incidente sobre un tubo en la línea focal del colector. Su absorción calienta un medio fluido en la tubería, lo cual genera vapor en el bloque de potencia por medio de un intercambiador de calor. Al igual que en las centrales eléctricas convencionales, el vapor interactúa con una turbina para generar electricidad. La electricidad puede ser suministrada cuando ésta se requiera mediante la integración del almacenamiento térmico, incluso después del atardecer. El mercado mundial ha estado dominado por las plantas de colectores tipo cilíndrico parabólicos y representan el 90% de las plantas CSP. La figura 4.5.2 muestra el concepto de colectores cilíndrico parabólicos en las plantas de energía solar térmica.



(Fuente: Technology Roadmap Concentrating Solar Power / IEA)

Figura 4.5.2 Colectores cilíndrico parabólicos

Existen otros tipos de plantas de energía solar térmica, a una de ellas se le denomina torre solar y otra es la de disco solar. Las torres solares, también conocidas como sistemas receptores centrales (CRS, por sus siglas en inglés), utilizan cientos o miles de pequeños reflectores llamados helióstatos para concentrar los rayos del sol en un receptor central situado sobre una torre fija. Algunas centrales comerciales de torre se encuentran actualmente en funcionamiento. Otro tipo de planta llamada central de antenas parabólicas consiste en platos parabólicos que concentran los rayos del sol en un punto focal ubicado en el centro del plato. El aparato entero sigue al sol, con el plato y el receptor moviéndose de forma conjunta. La mayoría de los platos tienen un motor o un generador independiente, tal como un motor Stirling en el punto focal.



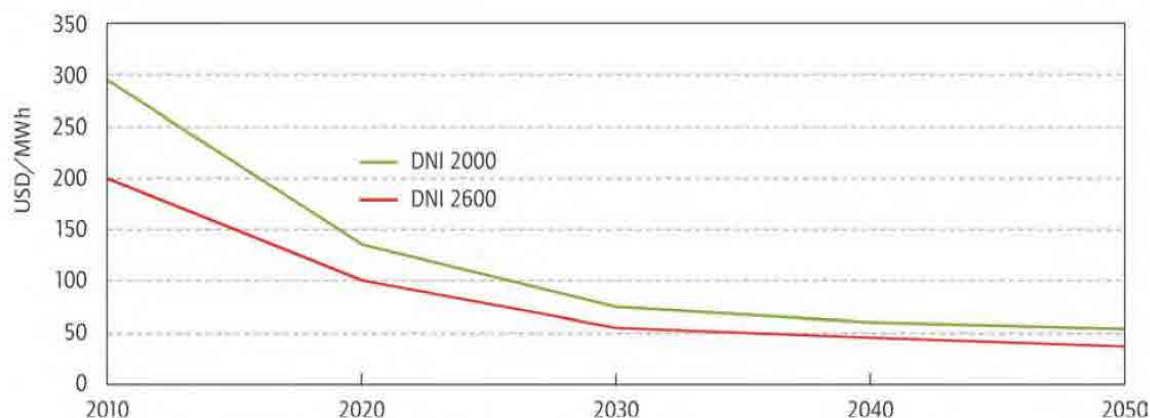
(Fuente: Technology Roadmap Concentrating Solar Power / IEA)

Figura 4.5.3 Sistemas térmicos solares (izquierda: torre solar, derecha: platos parabólicos)

La capacidad total instalada en el mundo de estas plantas era de unos 1,095 MW a finales de 2010. España añadió 400 MW en el 2010, cuando tomó el liderazgo mundial con un total de 632 MW, mientras que EE. UU. cerró el año con 509 MW después de agregar 78 MW, incluyendo dos plantas híbridas CSP-combustibles fósiles. Se espera que el crecimiento de las CSP continúe a un ritmo rápido. A partir de abril de 2011, otros 946 MW estaban en construcción en España, esperando que una nueva capacidad total de 1,789 MW esté en funcionamiento a finales de 2013. Por su parte, en EE. UU., otros 1.5 GW de plantas de colectores tipo cilíndrico parabólicos y tipo torre estaban en construcción a principios de 2011, y existían contratos firmados por al menos otros 6.2 GW.

4.5.2 Barreras en la Implementación

El alto costo de inversión inicial es uno de los obstáculos más importantes para la difusión de los sistemas CSP en El Salvador. El Departamento de Energía de EE. UU. (US DOE, por sus siglas en inglés) ha establecido una meta en su programa de CSP, la cual consiste en alcanzar el nivel de competencia con respecto a los combustibles fósiles, es decir, costos de producción de energía alrededor de US\$100/MWh para el 2015 y de US\$50/MWh para el 2020. De acuerdo con la hoja de ruta del Departamento de Energía de EE. UU, lo más probable es que se logre la competitividad en el 2020 para las cargas intermedias y desde 2025 hasta 2030 para cargas base. La figura 4.5.4 muestra el costo proyectado de electricidad para los sistemas CSP elaborado por el Departamento de Energía de EE. UU.



Nota: DNI = irradiancia directa normal

(Fuente: Technology Roadmap Concentrating Solar Power / IEA)

Figura 4.5.4 Costo proyectado de electricidad para los sistemas CSP

4.5.3 Estudios relacionados y proyectos existentes y en desarrollo

Una filial española para el desarrollo perteneciente a la empresa Solar Millennium AG firmó un contrato para realizar un estudio de factibilidad de sistemas de colectores de cilíndrico parabólicos para centrales eléctricas con INE (Inversiones Energéticas S. A. de C. V.). En el estudio de factibilidad se analizará el marco técnico, legal y financiero necesario para llevar a cabo una estructura de inversión público-privada para una central eléctrica de colectores cilíndrico parabólicos.

LaGeo ha llevado a cabo actividades de investigación y desarrollo en energía solar térmica. En la actualidad, esta realiza el monitoreo del calor solar e irradiación en algunas zonas del país.

4.5.4 Plan de Desarrollo Futuro

LaGeo tiene planes futuros para el desarrollo de plantas de energía solar térmica en El Salvador. La capacidad prevista es de 35 MW para el año 2020. Los sitios candidatos para las instalaciones están en San Miguel, Usulután, Jiquilisco, Comalapa y Ahuachapán.

En los últimos años, los EE.UU. y España han tenido una relación cultural y comercial con El Salvador y están introduciendo los sistemas CSP de forma rápida. Además de la influencia cultural, hay dos razones para una rápida introducción de sistemas solares térmicos en El Salvador. Uno es la necesidad de diversificar la matriz energética con fuentes de energía renovable y la otra es nuestro excelente nivel de irradiación solar. En consecuencia, se puede considerar para El Salvador la introducción de sistemas del tipo CSP.

4.6 Energía Geotérmica

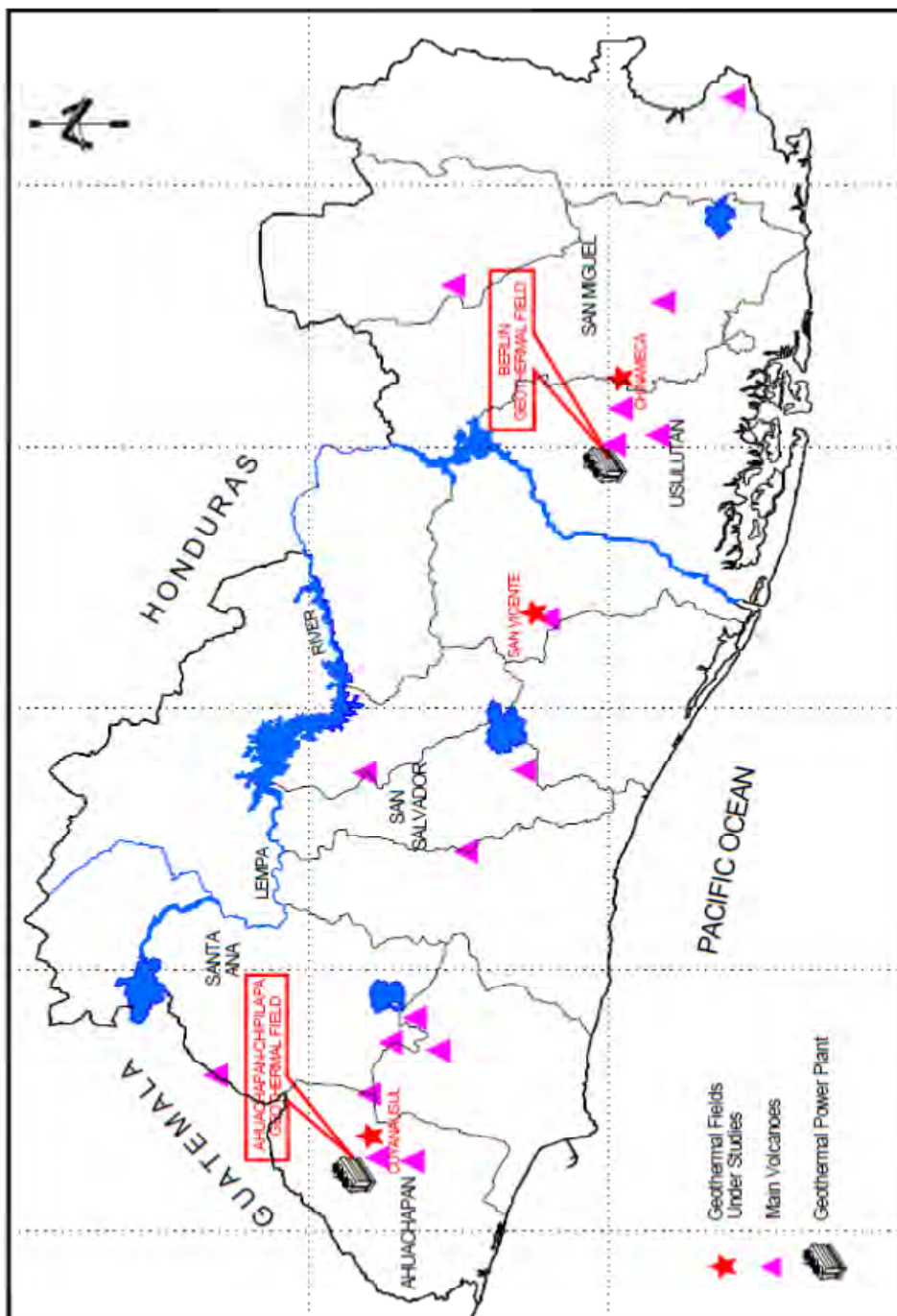
La generación eléctrica por energía geotérmica en El Salvador se inició en 1975 y ha aumentado de manera constante desde entonces. Este tipo de generación participa en el mercado mayorista, el cual es competitivo, y la producción total actual (2011) es de 204 MW. Desde el punto de vista de la ingeniería, no existe ningún problema grave relacionado con el desarrollo y la utilización de la energía geotérmica en El Salvador. LaGeo, es la única empresa privada encargada del desarrollo de energía geotérmica, tiene un plan de expansión entre 60 MW a 89 MW adicionales para el año 2017. LaGeo también está considerando la posibilidad de desarrollar otros 10 MW, pero aún no se ha establecido su programación. En El Salvador, la capacidad esperada de generación eléctrica total por energía geotérmica en el futuro va desde 300 hasta 400 MW, esto basado en la información actual. Sin embargo, tanto esta estimación como la realizada en el Plan Maestro deberán ser revisadas muchos años después, de acuerdo al avance en la exploración y el desarrollo geotérmico en El Salvador.

4.6.1 Situación actual

4.6.1.1 Antecedentes y situación actual de la generación eléctrica por energía geotérmica en El Salvador

La exploración de recursos geotérmicos en El Salvador se inició en 1958. El primer pozo exploratorio fue perforado en 1968. Como resultado, la primera Central Eléctrica Geotérmica en Centroamérica inició su generación comercial de electricidad en Ahuachapán, en 1975. Esta fue la sexta central eléctrica geotérmica comercial en el mundo, después de Italia (1913), Nueva Zelanda (1959), Estados Unidos de Norteamérica (1960), Japón (1966) y la Federación de Rusia (1967).

La Segunda Central Eléctrica geotérmica en El Salvador comenzó su producción comercial de electricidad en 1992, en Berlín. Las ubicaciones de Ahuachapán y Berlín se muestran en la Figura 4.6.1.



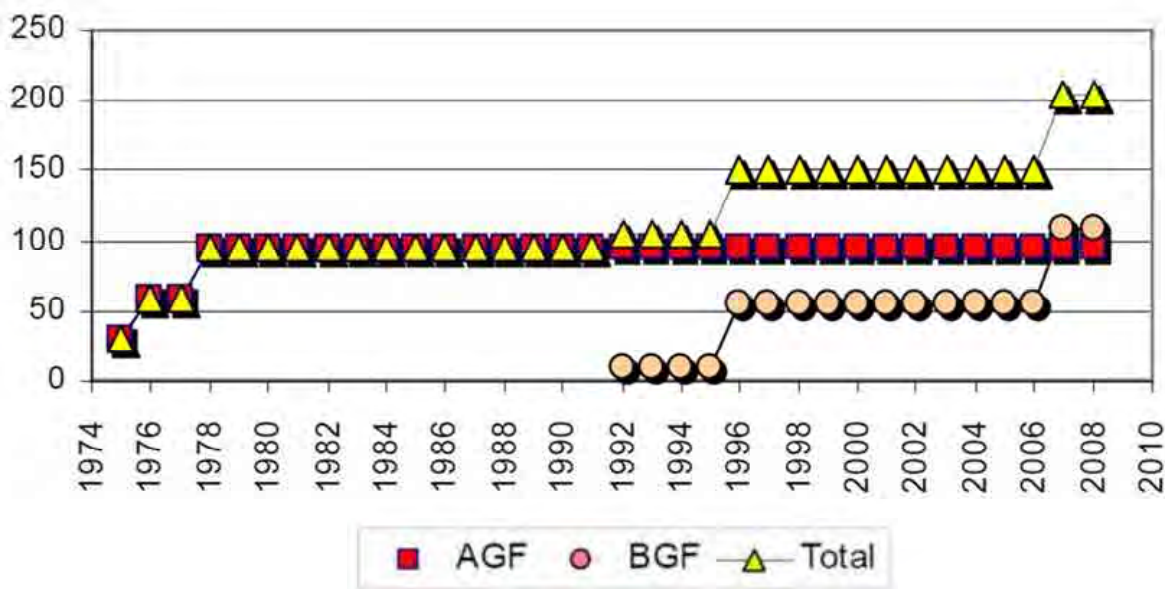
(Fuente: Congreso Mundial de Geotérmica 2005, El Salvador. Actualización (2005))

Figura 4.6.1 Mapa de Ubicación de las Centrales Geotérmicas en El Salvador

El desarrollo de la energía geotérmica en El Salvador fue llevado a cabo la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, CEL. Sin embargo, en noviembre de 1999 se produjo la separación de las actividades de CEL a causa de la reforma en el sector eléctrico y la privatización, y LaGeo se convirtió en la entidad encargada de la energía geotérmica. En una primera instancia, CEL tenía 100% de participación de LaGeo, pero en junio de 2002 ENEL (Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), un conglomerado energético italiano, se unió a LaGeo como socio estratégico. La participación accionaria actual de CEL es del 64% y de Enel Green Power, filial de ENEL, es del 36%.

El desarrollo de la energía geotérmica en El Salvador se ha mantenido constante. Hoy en día existen varias unidades de generación geotérmicas en Ahuachapán y Berlín, ambas mantenidas y operadas por LaGeo. La capacidad total instalada en Ahuachapán (3 unidades) es de 95 MW y según reportes su capacidad de operación a finales de 2009 era de 84 MW, el 88% de su valor nominal. La capacidad total instalada en Berlín (4 unidades) es de 109.4 MW y según reportes su capacidad de funcionamiento a finales de 2009 era de 108 MW, el 98% de su valor nominal. La evolución del crecimiento de la capacidad instalada de centrales geotérmicas en El Salvador se muestra en la Figura 4.6.2.

Capacidad Instalada (MW)

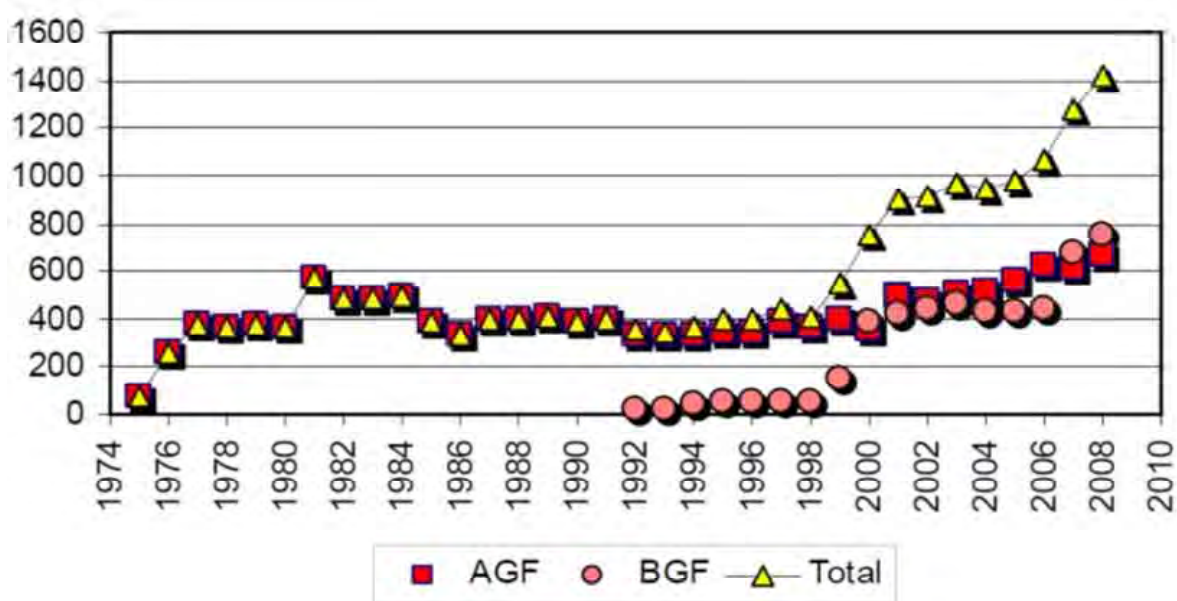


AGF: Central Geotérmica de Ahuachapán
 BGF: Central Geotérmica de Berlín
 (Fuente: Congreso Mundial de Geotermia 2010, El Salvador, actualización (2010))

Figura 4.6.2 Evolución de la Capacidad Instalada de las Centrales Geotérmicas en El Salvador

LaGeo mostró sus estadísticas de desarrollo y producción de energía geotérmica en el WGC2010 (Congreso Mundial de Geotermia 2010). Basándose en ese reporte, los factores de capacidad de Ahuachapán y Berlín en 2009 fueron de 80%, y 79%, respectivamente. Estos valores son buenos y muestran un alto rendimiento entre las centrales eléctricas geotérmicas a nivel mundial.

Generación de Energía Geotérmica (GWh)



AGF: Central Geotérmica de Ahuachapán

BGF: Central Geotérmica de Berlín

(Fuente: Congreso Mundial de Geotermia 2010, El Salvador, actualización (2010))

Figura 4.6.3 Evolución de la Generación Eléctrica de las Centrales Geotérmicas en El Salvador

En la Figura 4.6.3 se muestra la evolución de la generación eléctrica de las centrales geotérmicas en El Salvador. En 1982, la generación de energía en Ahuachapán se redujo. Con base en el informe presentado en el WGC2010, este problema se produjo por primera vez debido a la disminución de la presión del yacimiento y posteriormente por la reinyección. Entonces, se estableció una nueva área de reinyección en Chipilapa, próxima a la zona de Ahuachapán. Como resultado, los problemas se resolvieron y la producción comenzó a recuperarse a partir de 1999. Por otro lado, la generación de energía en Berlín ha sido muy exitosa. Es así que, basado en el informe presentado en el WGC2010, las estadísticas relacionadas a la generación geotérmica por LaGeo en 2008 son las siguientes:

- Pozos de producción en funcionamiento: 32
- Pozos de inyección en funcionamiento: 27
- Producción de vapor: 13.1 millones de toneladas
- Tasa de producción de vapor : 1 350 t/h
- Producción promedio por pozo: 33.1 t/h
- Salmuera separada reinyectada: 38.2 millones de toneladas
- Generación de electricidad: 1.421 GWh (factor de capacidad anual promedio: 79.4%)
- Consumo bruto específico de vapor: 82 t/MWh

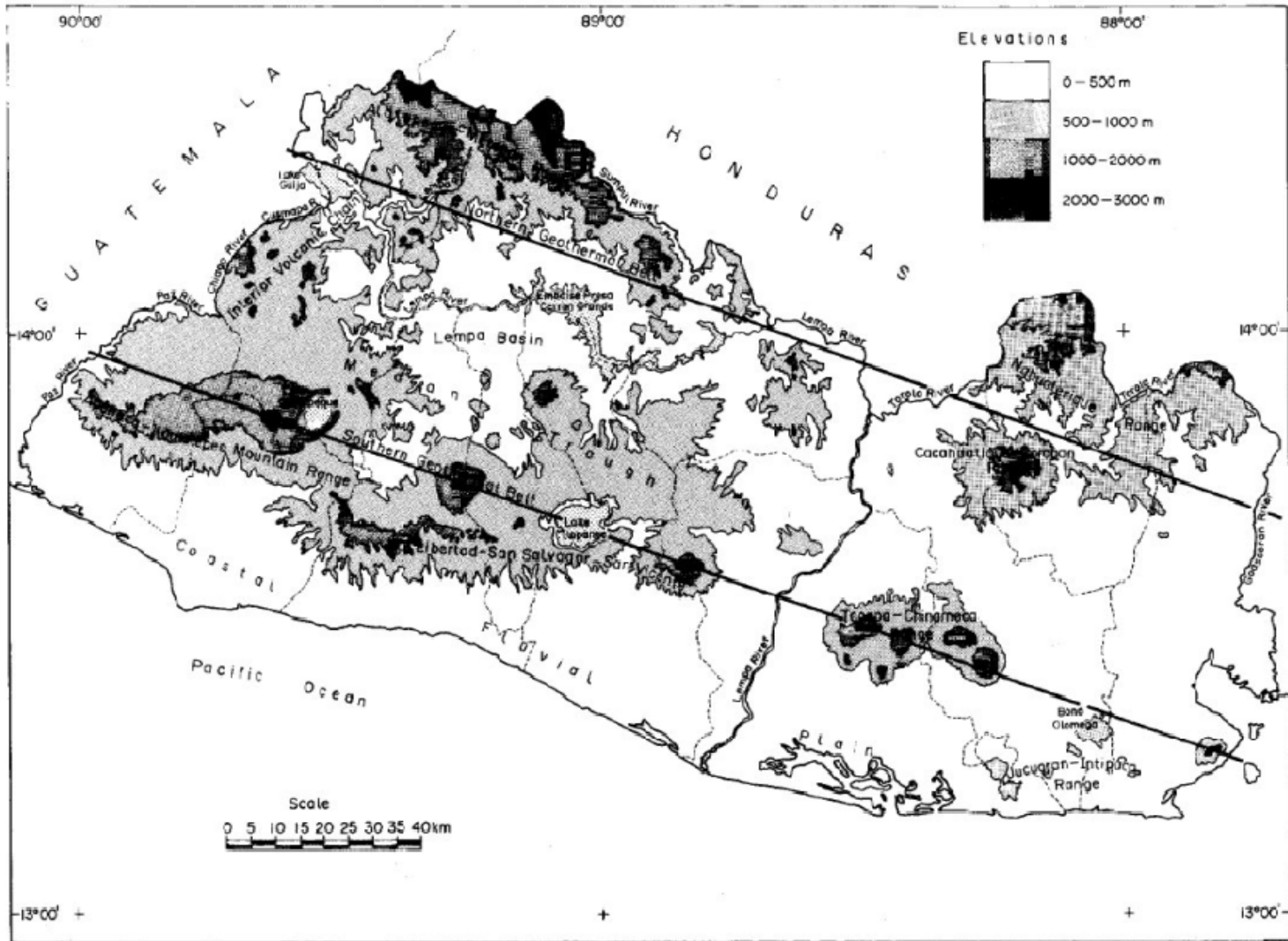
El equipo de evaluación del estudio visitó la central geotérmica de Berlín el 6 de octubre de 2011 y se impresionó al ver el alto nivel de operación y mantenimiento de la planta, y el alto nivel de conciencia hacia el medio ambiente y la ecología por parte de LaGeo, ya que se encontró las instalaciones interiores

y el exteriores de la central eléctrica limpias y ordenadas. Basado en los resultados, no parece haber ningún problema con respecto al nivel de exploración y desarrollo de la energía geotérmica, ni con la producción y operación de la energía geotérmica por parte de LaGeo. Por lo tanto, es obvio que El Salvador es capaz de continuar con el desarrollo de la energía geotérmica utilizando sus propios recursos humanos.

4.6.1.2 Recursos geotérmicos de El Salvador

Ya que El Salvador está localizado sobre el Anillo de Fuego del Pacífico (cinturón volcánico del Pacífico), existe mucha actividad volcánica en el país. En El Salvador hay dos cinturones geotérmicos asociados a la alineación de sus volcanes; uno al norte y otro al sur (Figura 4.6.4). Dentro de los cinturones, se han encontrado 28 fuentes de aguas termales y 7 fumarolas (Figura 4.6.5, Tabla 4.6.1). Las áreas geotérmicas son las zonas que incluyen estas fuentes de aguas termales y/o fumarolas. Basándose en las temperaturas geoquímicas calculadas a partir de la información del análisis químico que se le realizó a estas aguas termales (por ejemplo, Fournier, 1977), hay 12 áreas geotérmicas con temperaturas subterráneas que se estiman superiores a 150 °C, (Tabla 4.6.2), así como 12 áreas geotérmicas con temperaturas subterráneas que se estiman entre 90 a 150 C (Tabla 4.6.3).

Existe la posibilidad de generar energía eléctrica a partir del vapor geotérmico y/o el agua caliente encontrados en los campos geotérmicos de alta entalpía mostrados en la Tabla 4.6.2. En la Figura 4.6.6 se muestra la ubicación de los campos geotérmicos, además se observa que todas están situadas en el cinturón geotérmico del sur. Por otro lado, existe la posibilidad de generar energía eléctrica a partir de un sistema de ciclo binario a pequeña escala, utilizando el agua caliente de los campos geotérmicos de baja entalpía que se muestran en la Tabla 4.6.3. Basado en información de LaGeo, existen otros campos geotérmicos que tienen la posibilidad de generar energía eléctrica por medio de ciclos binarios, estos no se incluyen en la Tabla 4.6.2 o en la Tabla 4.6.3, pero sí se incluyen en la Tabla 4.6.1.



(Fuente: Recursos Geotérmicos de El Salvador, por Campos (1988))

Figura 4.6.4 Cinturones Geotérmicos Norte y Sur en El Salvador



(Fuente: Recursos Geotérmicos de El Salvador por Campos (1988))

Figura 4.6.5 Ubicación de 28 áreas de aguas termales y 7 áreas de fumarolas de El Salvador

Tabla 4.6.1 Listado de 28 áreas de aguas termales y 7 áreas de fumarolas de El Salvador (Campos, 1988)

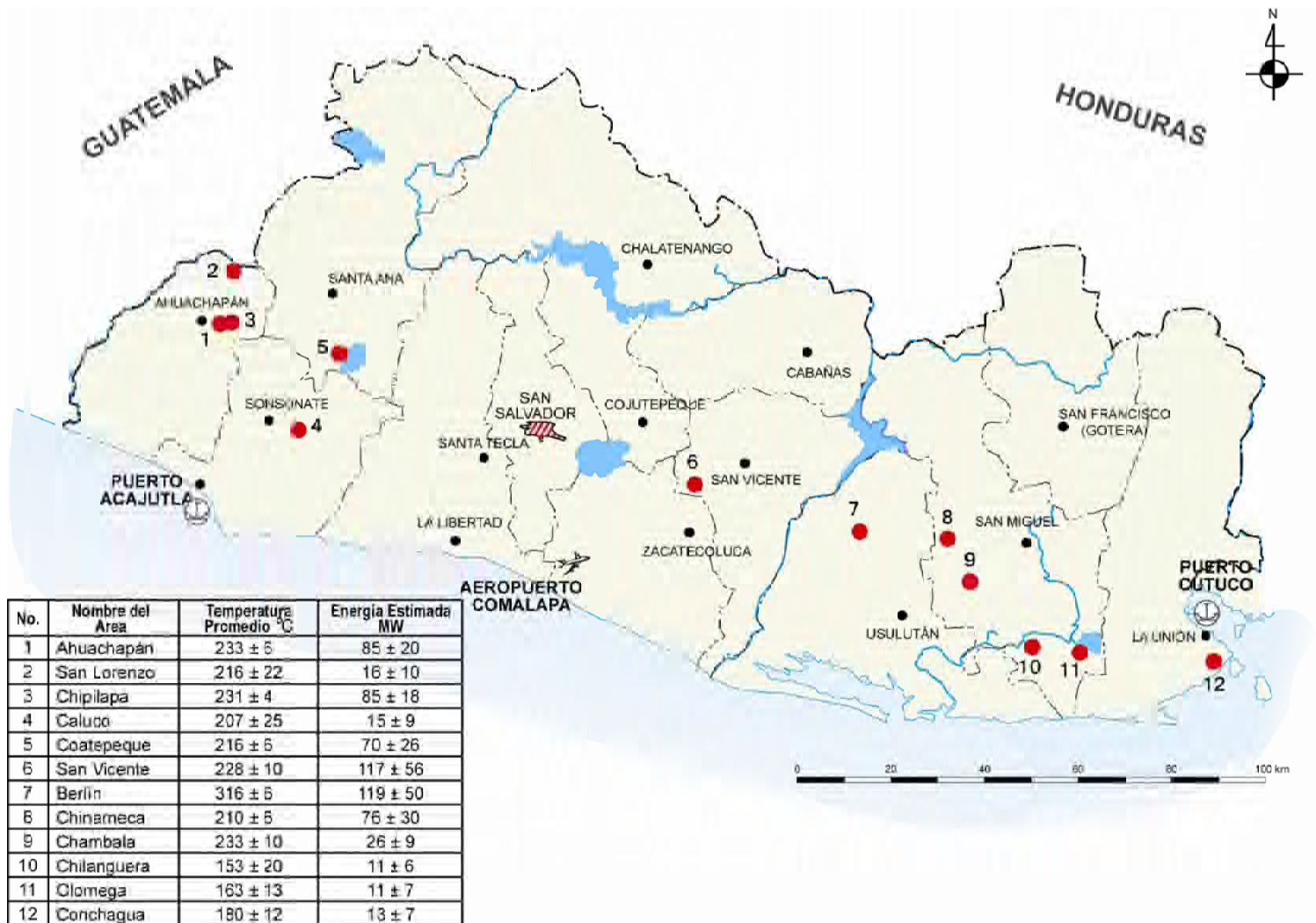
No.	Zona de aguas termales y profundidad del pozo (m)	Temperatura medida (°C)	Medición de la temperatura de fondo de pozo (°C)	Áreas de Fumarolas
1	Durazneño	98		Playón de Ahuachapán
2	Los Toles	99		Cyanausul
	Well TE-1 (400)		110	La Labor (Chipilapa)
3	Los Salitres	85		Infiernillos (San Vicente)
4	San Lorenzo	43		El Tronador (Berlin)
5	Playón-El Salitre	70		La Viejona (Chinameca)
	Well-CH-1 (900)		220	Carolina
6	La Ceiba	48		
7	Caluco	38		
8	Coatepeque	70		
9	Agua Caliente	38		
10	San Vicente (F-572)	92		
	Well SV1 (1346)		230	
11	Obrajuelo-Lempa	98		
12	Parras Lempa	78		
13	San Simón	47		
14	Las Burras	68		
	Well TR2 (1905)		297	
15	Jucuapa (P-244)	30		
16	Chinameca			
	Well CHI-1 (750)		159	
17	Chilanguera	99		
18	Conchagua	62		
19	Metapán	79		
20	Texisteque	56		
21	Agua Caliente	64		
22	Obrajuelo	85		
23	El Salitre	42		
24	Nombre de Jesús	88		
25	Carolina	100		
26	San Isidro	73		
27	Santa Rosa	85		
28	El Sauce	69		

(Fuente: Campos, T. (1988) Geothermal resources of El Salvador, Preliminary assessment. Geothermics, Vol.17, p.319-332)

Tabla 4.6.2 Inventario de recursos geotérmicos de alta entalpía en El Salvador (Campos, 1988)

N°	Área	Ubicación Geográfica	Temperatura promedio Reservorio (°C)	Volumen Promedio Reservorio (km³)	Energía Eléctrica Estimada (Potencial Geotérmico) (MWe 25 años)
1	Ahuachapán	Ahuachapán	233±6	10±2	85±20
2	San Lorenzo	Ahuachapán	216±22	2±1	16±10
3	Chipilapa	Ahuachapán	231±4	10±2	85±18
4	Caluco	Sonsonate	207±25	2±1	15±9
5	Coatepeque	Santa Ana	216±6	9±3	70±26
6	San Vicente	San Vicente	228±10	14±6	117±56
7	Berlín	Usulután	316±6	10±4	119±50
8	Chinameca	San Miguel	210±6	10±4	76±30
9	Chambala	San Miguel	233±10	3±1	26±9
10	Chilanguera	San Miguel	153±20	2±1	11±6
11	Olomega	San Miguel	163±13	2±1	11±7
12	Conchagua	La Unión	180±12	2±1	13±7
TOTALES					644±248
RANGO					396 - 892

(Fuente: Campos, T. (1988) Geothermal resources of El Salvador, Preliminary assessment. Geothermics, Vol.17, p.319-332)



(Fuente: Situación Actual y Desarrollo de los Recursos Geotérmicos en Centroamérica (2009))

Figura. 4.6.6 Ubicación de 12 áreas con recursos geotérmicos de alta entalpía en El Salvador

Tabla 4.6.3 Inventario de recursos geotérmicos de moderada-baja entalpía en El Salvador (Campos, 1988)

N°	Área	Ubicación Geográfica	Temperatura promedio Reservoirio (°C)	Volumen Promedio Reservoirio (km ³)	Energía Eléctrica Estimada (Potencial Geotérmico) (MWe 25 años)
1	Toles	Ahuachapán	126±6	3±1	13
2	Güija	Santa Ana	119±9	2±1	8
3	Los apoyos	Santa Ana	133±7	2±1	9
4	Agua Caliente	Chalatenango	123±7	2±1	9
5	El Paraiso	Chalatenango	133±7	2±1	9
6	Nombre de Jesús	Chalatenango	151±8	3±1	16
7	Tihuapa	La Libertad	128±11	2±1	9
8	El Salitral	La Paz	123±10	2±1	8
9	Obrajuelo	San Vicente	133±14	2±1	9
10	Carolina	San Miguel	141±11	3±1	15
11	Santa Rosa	La Unión	126±12	8±1	34
12	El Sauce	La Unión	118±12	2±1	8
TOTALES					147

(Fuente: Campos, T. (1988) Geothermal resources of El Salvador, Preliminary assessment. Geothermics, Vol.17, p.319-332.)

Los valores estimados del potencial de generación eléctrica por energía geotérmica (es decir, el potencial geotérmico) para cada campo se muestran en la Tabla 4.6.2 y la Tabla 4.6.3. Estos valores son calculados por medio del método USGS (United States Geological Survey) (por ejemplo Muffer y Cataldi, 1978). Primero, el método calcula la energía térmica subterránea (es decir, el calor almacenado) usando la temperatura subterránea estimada y el volumen estimado del reservorio. Luego se calcula el potencial de generación geotérmica utilizando un factor de recuperación.

En la Tabla 4.6.2 y la Tabla 4.6.3, los valores del potencial geotérmico se estiman como una capacidad o potencia de generación que puede llevarse a cabo a lo largo de 25 años. Los valores de los potenciales geotérmicos mostrados en la Tabla 4.6.2 y en la Tabla 4.6.3 fueron estimados en 1988 por Campos (1988); aun así, estos mismos valores se emplearon en el último informe presentado en el Central American Geothermal Workshop (Taller Centroamericano de Geotermia) (Montalvo y Guidos, 2009).

Este método se aplica generalmente en las primeras etapas de la exploración geotérmica para evaluar aproximadamente las posibilidades de generación eléctrica. Sin embargo, el valor estimado es solo un cálculo basado en información aproximada, por lo que todavía tiene cierto nivel de incertidumbre. Por lo tanto, el potencial geotérmico estimado no garantiza el nivel de desarrollo real. Esto debe tenerse en cuenta cuando se observen este tipo de estimaciones, ya que la existencia y disponibilidad de un recurso geotérmico solo pueden ser confirmadas por el éxito de las operaciones de descarga de vapor de los pozos exploratorios.

En términos generales, cuando no existen suficientes pozos geotérmicos como para dar una imagen clara del potencial geotérmico estimado, se tiende a sobreestimar (por ejemplo, Grant y Bixley, 2011, p. 49-51). Por lo tanto, el potencial geotérmico debe revisarse a medida que avance la exploración y el desarrollo.

Los potenciales geotérmicos mostrados en la Tabla 4.6.2 y en la Tabla 4.6.3 son de 644 MW y 147 MW,

respectivamente, resultando 791 MW en total. Como la capacidad instalada de generación eléctrica geotérmica en El Salvador es actualmente de 204.4 MW, la proporción de la capacidad instalada con respecto al potencial geotérmico es de 25.8%. Este es un nivel muy alto en comparación con el de otros países (Tabla 4.6.4). Esto indica que el desarrollo y la utilización de la energía geotérmica en El Salvador está marchando muy bien.

Tabla 4.6.4 Relación de la capacidad instalada con respecto al potencial geotérmico a nivel mundial

País	A: Capacidad instalada (MW)	B: Potencial geotérmico (MW)	A/B (%)
EE. UU.	3,086	23,000 (No. 2)	13.4
Filipinas	1,904	6,000	31.7
Indonesia	1,197	27,791 (No. 1)	4.3
México	958	6,000	16.0
Italia	843	3,267	25.8
Nueva Zelanda	628	3,650	17.2
Islandia	575	5,800	9.9
El Salvador	204	791	25.8

(Fuente: Congreso Mundial de Geotermia 2010; informe de actualización de país)

4.6.2 Barreras en la Implementación

Basándose en la información de LaGeo, la generación eléctrica geotérmica participa en el mercado mayorista, por lo que puede concluirse que este tipo de generación opera en forma competitiva. LaGeo señaló las siguientes barreras como los obstáculos principales para avanzar en la utilización de la energía geotérmica:

- 1) Una gran cantidad de procedimientos jurídicos y administrativos, y el período de tiempo que conlleva completarlas.
- 2) La compra de terrenos a veces no es fácil y toma mucho tiempo.
- 3) A veces existe una gran cantidad de habitantes en un área de exploración debido a la alta densidad de población. Por esta razón, a veces toma mucho tiempo llegar a un acuerdo con ellos respecto a la exploración y el desarrollo geotérmico.
- 4) A veces no existe disponibilidad de agua para la perforación de pozos.
- 5) La tasa de éxito de los pozos de exploración en nuevos campos geotérmicos es de alrededor del 25%.

Con respecto al punto 1), en la actualidad se necesitan aproximadamente dos años para completar todos los trámites necesarios y obtener una concesión para el desarrollo de energía geotérmica en un campo nuevo geotérmico, incluyendo seis meses de EIA (Evaluación de Impacto Ambiental), esto en base a la información de LaGeo. La Geo está dispuesta a contribuir en la tarea de satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica mediante la utilización eficaz de la energía geotérmica. Para ello, esperan la

simplificación y la reducción del tiempo total de todos los períodos de permiso, por ejemplo, por medio de la paralelización de procesos.

En la actualidad, el desarrollo geotérmico en un campo nuevo tarda de 6 a 7 años después de obtenida la concesión. Dentro de este período, los últimos dos años se utilizan para la construcción de la central eléctrica. Por lo tanto, LaGeo piensa que el período de tiempo para obtener la concesión es una barrera tomando en cuenta el tiempo total necesario para el desarrollo del recurso. Un resumen de los procedimientos necesarios para un desarrollo geotérmico nuevo se muestra en la sección 3.4 del capítulo 3

Con respecto a los puntos 2) y 3), estos están muy relacionados entre sí. Por ejemplo, el punto 2) a veces ocurre cuando un sitio de exploración geotérmica también es una buena tierra de cultivo; mientras, el punto 3) a veces se da cuando hay habitantes en un sitio de exploración geotérmica. Esto último es una de las características vistas en el uso de la tierra en El Salvador, por lo que el consentimiento notificado de los habitantes se torna muy importante. Si el Gobierno de El Salvador quiere promover el desarrollo de la energía geotérmica como parte de sus fuentes de energías naturales, una buena opción sería la organización de oportunidades con el “consentimiento notificado” (es decir que los habitantes de un sitio en donde se hará un nuevo proyecto han sido notificados y están de acuerdo) hacia sus habitantes.

La perforación de pozos geotérmicos requiere de una gran cantidad de agua, no solamente para el agua de los fluidos de perforación sino también para las mediciones de la pérdida de circulación, el enfriamiento del pozo, las pruebas de inyección para la estimación de la permeabilidad, etc. Por lo general, problemas similares al punto 4) tienden a ocurrir cuando los sitios de perforación se encuentran en las zonas montañosas. En El Salvador existen temporadas de lluvias y temporadas secas, este tipo de problema se puede producir en la temporada seca, cuando los pequeños arroyos en las zonas montañosas se secan. Para superar este problema, una opción puede ser la perforación un número suficiente de pozos de agua de poca profundidad en los acuíferos del subsuelo.

Con respecto al punto 5), una tasa de éxito de 25% en los pozos de exploración no es malo en comparación con las tasas obtenidas a nivel mundial y esto significa que no existe ninguna debilidad en la capacidad de exploración. Al tomar como fundamento la información de LaGeo, la tasa de éxito en los pozos de exploración es aproximadamente 80%. Este valor es muy bueno y significa que existe un nivel alto en cuanto a la habilidad de exploración de LaGeo, esto también indica que no existe ningún problema grave en cuanto a la ingeniería y tecnología de exploración de LaGeo.

4.6.3 Estudios Relacionados y Proyectos Existentes y en Desarrollo

1) Plan de Desarrollo Existente

Actualmente, LaGeo es la única entidad dedicada al desarrollo de energía geotérmica en El Salvador. En la Tabla 4.6.5 se muestra el plan existente para aumentar la generación eléctrica geotérmica, la cual se basa en una entrevista realizada a LaGeo el 10 de octubre de 2011.

Tabla 4.6.5 Plan de proyectos nuevos, expansión y modificación de LaGeo

Ubicación	Plan	Adición (MW)	Factibilidad	Programación (año)
Ahuachapán	Modificación de la unidad-2	5-9	A	2015
Berlín	Expansión de la unidad-5	25-30	A	2017
Chinameca	Nuevo desarrollo	30-50	B	2017
San Vicente	Nuevo desarrollo	10	C	N/A
-	Total (todos)	70-99	-	-
-	Total (para el 2017)	60-89	-	-

(Factibilidad) A: Probada (Definitiva), B: Probable, C: Posible

(Fuente: LaGeo) Datos a octubre de 2011

Como se muestra en la Tabla 4.6.5, LaGeo tiene la intención de aumentar su capacidad de generación eléctrica de 60 a 89 MW para el año 2017. También está previsto el aumento de 10 MW en San Vicente, pero por el momento no se ha llevado a cabo su programación debido a la incertidumbre existente en el recurso geotérmico.

El aumento previsto de 5 a 9 MW en Ahuachapán se debe a que la unidad-2 será modificada, por lo que pasa de ser de ciclo de vaporización súbita simple (flash simple) a ser de ciclo de vaporización súbita doble (flash doble). El aumento previsto en Berlín se debe a la instalación de una nueva unidad-5. En base a la información de LaGeo, la factibilidad de ambos proyectos parece ser definitiva.

Asimismo, se ha mantenido la exploración geotérmica en los nuevos campos de Chinameca y San Vicente. En Chinameca, el resultado del pozo de exploración CHI-3 (con una profundidad total de 1,869 m.) ha sido muy favorable. Con base en estos resultados, LaGeo está considerando la posibilidad de construir una nueva central eléctrica de 30 a 50 MW (una planta convencional de condensación de vapor). Tomando como base la información de LaGeo, los mayores esfuerzos de LaGeo en cuanto al desarrollo de nuevos proyectos deberán orientarse hacia Chinameca. Sin embargo, dado que este proyecto consta del desarrollo de una nueva fuente geotérmica, existe la posibilidad de retrasarse alrededor de dos años debido a la incertidumbre en el recurso geotérmico, por lo tanto, esta posible demora se debe tomar en cuenta al considerar la matriz energética nacional.

En San Vicente, se perforaron tres pozos exploratorios (o cuatro pozos, según otra información) y se confirmaron temperaturas entre 150°C y 240°C. Sin embargo, la permeabilidad del yacimiento era baja en la primera ubicación, por lo que la exploración fue trasladada a una nueva ubicación hacia el sur. LaGeo está considerando la posibilidad de una futura exploración y un plan de desarrollo de proyectos en San Vicente, así mismo, LaGeo está considerando la posibilidad de utilizar un sistema de ciclo binario para desarrollar alrededor de 10 MW en generación eléctrica. Sin embargo, por el momento no se ha llevado a cabo su programación, tal como se describió anteriormente. El desarrollo en San Vicente todavía parece estar en una etapa de exploración.

Existen posibilidades de nuevos proyectos de energía geotérmica en otros campos de exploración. Sin embargo, actualmente LaGeo no tiene ningún plan de desarrollo específico para cualquier otro campo de exploración. Basado en información de LaGeo, LaGeo solamente crea un nuevo plan de desarrollo de

energía geotérmica cuando un pozo de exploración confirma la existencia de un nuevo reservorio. Esto parece ser una política prudente basada en la comprensión profunda de la naturaleza de los recursos geotérmicos y del riesgo de su desarrollo. En la Tabla 4.6.6 y en la Tabla 4.6.7 se muestra la información original y detallada de la Tabla 4.6.5. De la Tabla 4.6.6, respecto al estado de desarrollo RE (Reconocimiento Regional) no se ha confirmado ningún reservorio geotérmico en ningún pozo exploratorio. Por lo tanto, las posibilidades de la existencia de yacimientos son todavía calificados como NE (No hay datos suficientes para la evaluación). Entonces, los potenciales estimados del recurso para esos campos de exploración deberían haber aparecido en las filas “no identificados”, sin embargo, LaGeo no brindó su propia evaluación de estos campos de exploración, por lo que las filas “no identificados” se han dejado intencionalmente en blanco para la Tabla 4.6.6.

Tabla 4.6.6 Potencial de los recursos explotables de 12 campos de exploración de alta entalpía en El Salvador

No.	Nombre del campo	Ubicación	Estatus del desarrollo	Temperatura(°C)		Estimación potencial del recurso (MWe)					Factibilidad del reservorio existente	Capacidad instalada (MWe)	Existencia de un plan de desarrollo (MWe)	Posibles adiciones (MWe)	Potencia total (MWe)	Comentarios
				Geoquímica	medición en el pozo	No identificado		Identificado								
						Especulativo	Hipotético	Posible	Probable	Probado						
1	Ahuachapán	Ahuachapán	OP	233±6	245					100-104	1	95	5-9 [A]	?	100-104+	
2	San Lorenzo	Ahuachapán	RE	216±22							NE					
3	Chipilapa	Ahuachapán	OP	231±4		-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	Ahuachapán
4	Caluco	Sonsonate	RE	207±25							NE					
5	Coatepeque	Santa Ana	RE	216±6							NE					
6	San Vicente	San Vicente	EX	228±10	240				10		1		10 [C]	?	10+	
7	Berlín	Usulután	OP	316±6	290					134-139	1	109.4	25-30 [A]	?	134-139+	
8	Chinameca	San Miguel	F1	210±6	235					30	1		30-50 [B]	?	30-50	
9	Chambala	San Miguel	RE	233±10							NE					
10	Chilanguera	San Miguel	RE	153±20							NE					
11	Olomega	San Miguel	RE	163±13							NE					
12	Conchagua	La Unión	RE	180±12							NE					
Estatus del desarrollo			RE: Sin explorar o solamente reconocimiento del área EX: Pozos de exploración en proceso OP: Central eléctrica en operación					S1: Exploración superficial local realizada F1: Estudio de prefactibilidad realizado			S2: Detalle de la superficie de exploración realizada F2: Estudios de factibilidad realizados (terminado)					
Factibilidad del reservorio existente			1: Confirmado por el pozo (s) BA: baja posibilidad o baja temperatura.					2: Inferida principalmente por temperatura geoquímica NE: No hay suficientes datos para la evaluación			3: Inferida por datos geocientíficos					
Especulativo			Estimación del potencial geotérmico a partir de geotermometría y método volumétrico basado en datos geológicos de la superficie													
Hipotético			Estimación del potencial geotérmico a partir de geotermometría and método volumétrico basado en datos geofísicos													
Posible			Estimación del potencial geotérmico a partir de resultados de exploraciones de pozos (1 or 2 pozos exitosos)													
Probable			Confirmación del potencial geotérmico mediante la exploración de pozos, pruebas de producción y modelos numéricos													
Probado			Confirmación del potencial geotérmico mediante el historial de producción													
Factibilidad del desarrollo			[A]: Probado (Definitivo)					[B]: Probable			[C]: Posible					
Potencia Total			(+) indica posibilidad a futuro													
(Fuente de información/Fecha) LaGeo/Oct. 10, 2011																

(Fuente: LaGeo)

Tabla 4.6.7 Plan de desarrollo de generación eléctrica con recursos geotérmicos (Nuevos proyectos, Expansión, Modificación, etc.) de LaGeo en El Salvador (Campos, 1988)

No.	Nombre del campo	Ubicación	Estatus del desarrollo	Facilidad del reservorio existente	Capacidad Instalada (MWe)	Existencia de un plan de desarrollo (MWe)	Adiciones posibles (MWe)	Potencial Total (MWe)	Plan de desarrollo (Nuevo, Expansión, modificación, etc.) (MWe) y su factibilidad ¹												comentarios						
									2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023		2024	2025	2026	2027		
1	Ahuachapán	Ahuachapán	OP	1	95	5-9 [A]	?	100-104+					5-9 [A]														
2	San Lorenzo	Ahuachapán	RE	NE																							
3	Chipilapa	Ahuachapán	OP	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Parte de Ahuachapán	
4	Caluco	Sonsonate	RE	NE																							
5	Coatepeque	Santa Ana	RE	NE																							
6	San Vicente	San Vicente	EX	1		10 [C]	?	10+																		Un plan específico de desarrollo aún no se ha formulado	
7	Berlín	Usulután	OP	1	109.4	25-30 [A]	?	134-139+						25-30 [A]													
8	Chinameca	San Miguel	F1	1		30-50 [B]	?	30-50						30-50 [B]													
9	Chambala	San Miguel	RE	NE																							
10	Chilanguera	San Miguel	RE	NE																							
11	Olomega	San Miguel	RE	NE																							
12	Conchagua	La Unión	RE	NE																							
Estatus del desarrollo			RE: Sin explorar o solamente reconocimiento del área				S1: Exploración superficial local realizada				S2: Detalle de la superficie de exploración realizada																
			EX: Pozos de exploración en proceso				F1: Estudios de prefactibilidad realizado				F2: Estudios de factibilidad realizados (terminados)																
			OP: Central eléctrica en operación																								
Facilidad del reservorio existente			1 : Confirmado por el pozo (s)				2 : Inferida principalmente por tem				3 : inferida por datos geocientíficos																
			BA : baja posibilidad o baja temperatura				NE : Not enough data for evaluation																				
Facilidad del desarrollo			[A] : Probado (Definitivo)				[B] : Probable				[C] : Posible																
Potencial total (+) indica la posibilidad mayor																											
(Nota)			La zona sombreada representa el posible retraso debido a la incertidumbre de los recursos y / o algunas otras razones.																								
(Fuente de información/fecha)			LaGeo/Oct. 10, 2011																								

(Fuente: LaGeo)

4.6.4 Planes de Proyectos Futuros

Actualmente LaGeo no tiene ningún plan específico de desarrollo de energía geotérmica para después del 2017. Por lo tanto, se espera un mayor desarrollo de energía geotérmica en el futuro, justificado en el potencial estimado de energía geotérmica, como mostrado en las Tablas 4.6.2 y 4.6.3, y la relación de la capacidad instalada con respecto al potencial geotérmico a nivel mundial, como mostrado en la Tabla 4.6.4.

Según la Tabla 4.6.2, el potencial estimado de los campos geotérmicos de alta entalpía es de 644 MW. Esto se convierte en 440 MW al restarle los potenciales de Ahuachapán y Berlín, porque estos ya se encuentran desarrollados. Según la Tabla 4.6.3, esto se convierte en 587 MW mediante la adición de 147 MW que corresponde a los campos geotérmicos de baja entalpía y este valor será denominado como “potencial geotérmico restante”. Según la Tabla 4.6.4, se asume un valor entre 20% a 30% como la máxima proporción entre la capacidad futura de generación de energía y el potencial geotérmico restante, así se estima una capacidad futura de generación de energía adicional entre 117 MW y 176 MW. Por ende, al sumar este valor a la capacidad instalada existente (204MW), se estima una posible capacidad futura de generación geotérmica entre 321MW y 380 MW. Por lo tanto, redondeando el valor, actualmente se estima el nivel máximo de la generación geotérmica en el futuro en El Salvador entre 300 MW y 400 MW.

Este valor es la suma de las estimaciones de la generación eléctrica por ciclos de vaporización instantánea en los campos geotérmicos de alta entalpía y de la generación eléctrica por ciclos binarios en los campos geotérmicos baja entalpía. Por supuesto, este valor es puramente tentativo en este momento, por lo que debería ser revisado periódicamente de acuerdo al avance de la exploración y el desarrollo geotérmico en El Salvador.

4.7 Biomasa

En cuanto a los recursos de biomasa, se ha evaluado el potencial de la caña de azúcar, la cáscara de café y la cáscara de arroz. El potencial de la cáscara de café y la cáscara de arroz es demasiado pequeño como para generar electricidad en una planta de procesamiento. La caña de azúcar tiene mayor potencial y mayor capacidad para generar energía eléctrica a partir del bagazo, el cual puede crecer y evolucionar un poco más a través del enfoque orientado al mercado.

4.7.1 Situación actual

Los recursos de biomasa disponibles incluyen los residuos agrícolas, el estiércol animal, desechos de madera de la silvicultura y la industria relacionada, los residuos de la industria de los alimentos y las industrias que procesan materia orgánica, como el bagazo proveniente de la industria de la caña de azúcar. Los desechos y residuos orgánicos han sido las principales fuentes de biomasa hasta el momento. La combustión de los recursos de la biomasa es un proceso relacionado con el carbón neutro y la resiembra, ya que el CO₂ emitido es absorbido previamente por las plantas de la atmósfera. Los desperdicios y residuos como el bagazo, se utilizan principalmente para la generación de calor y energía.

Los cultivos principales que conforman el sector agrícola de El Salvador son: café, azúcar, maíz, arroz y el sorgo. Los recursos de biomasa tienen que obtenerse libres de costo o con un costo mínimo o simbólico; si el costo de los recursos aumenta, la operación se verá afectada. Por lo tanto, se recomienda la instalación de plantas de generación eléctrica en las fábricas que procesan productos orgánicos, tales como los ingenios de caña de azúcar.

La siguiente tabla muestra la producción anual de los principales productos agrícolas en El Salvador. La industria azucarera es una de las industrias agrícolas más importantes que requiere de una gran demanda de energía eléctrica. Por otra parte, la producción de maíz en El Salvador que es muy grande, pero tiene como desventaja la dependencia que existe de los cultivos de agricultores particulares con propiedades pequeñas. Por lo tanto, es difícil usar la mazorca de maíz como combustible para la generación eléctrica debido principalmente a la recolección de la misma. El café es una de las principales industrias agrícolas en El Salvador, y por ende, existe la posibilidad de introducir un sistema de generación eléctrica en algunos beneficios de café.

Tabla 4.7.1 Producción agrícola en El Salvador

	Azúcar (1000 TM)	Maíz (1000 TM)	Sorgo (1000 TM)	Café (1000 TM)	Arroz (1000 TM)
2005	550	725	141	79.7	17
2006	533	739	163	83.2	20
2007	516	834	181	84.0	20
2008	520	900	125	99.0	23
2009	515	820	150	93.0	21
2010	587	850	150	78.0	20
2011	566	850	150	102.0	20

(Fuente: Departamento de Agricultura de EE. UU.)

Se acordó en una de las reuniones de trabajo semanales con el CNE que para el estudio del Plan Maestro se tomaran en cuenta como recursos de biomasa los siguientes: el bagazo de caña de azúcar, la cáscara de café y la cáscara de arroz

4.7.1.1 Caña de azúcar

La siguiente tabla muestra los resultados típicos del análisis químico de los recursos de biomasa y de recursos convencionales como el carbón y el carbón vegetal. El Alto Valor Calorífico (en inglés HHV “High Heat Value”) proveniente del carbón mineral y el carbón vegetal es menor que el encontrado en el bagazo de la caña de azúcar. Los HHV del bagazo de la caña de azúcar y de la cáscara de café son los adecuados para la generación eléctrica. El HHV de la cáscara de arroz es mucho menor que los del bagazo de caña de azúcar y la cáscara de café, sin embargo, existen muchos sistemas de generación eléctrica en países asiáticos que operan con cáscara de arroz.

Tabla 4.7.2 Análisis químico del combustible sólido

Nombre	Carbón estable (%)	Sólidos volátiles (%)	Ceniza (%)	C (%)	H (%)	O (%)	N (%)	S (%)	HHV (kJ/g)
Bagazo de caña de azúcar	14.95	73.78	11.27	44.80	5.35	39.55	0.38	0.01	17.61
Cáscara de café	14.30	83.20	2.50	49.40	6.10	41.20	0.81	0.07	18.34
Cáscara de arroz	15.80	63.60	20.60	38.30	4.36	35.45	0.83	0.06	14.40
Mazorca de maíz	18.54	80.10	1.36	46.58	5.87	45.46	0.47	0.01	18.44
Carbón mineral	55.80	33.90	10.30	75.50	5.00	4.90	1.20	3.10	31.82
Carbón vegetal	89.31	93.88	1.02	92.04	2.45	2.96	0.53	1.00	34.78

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de "A correlation for calculating HHV for proximate analysis of solid fuels").

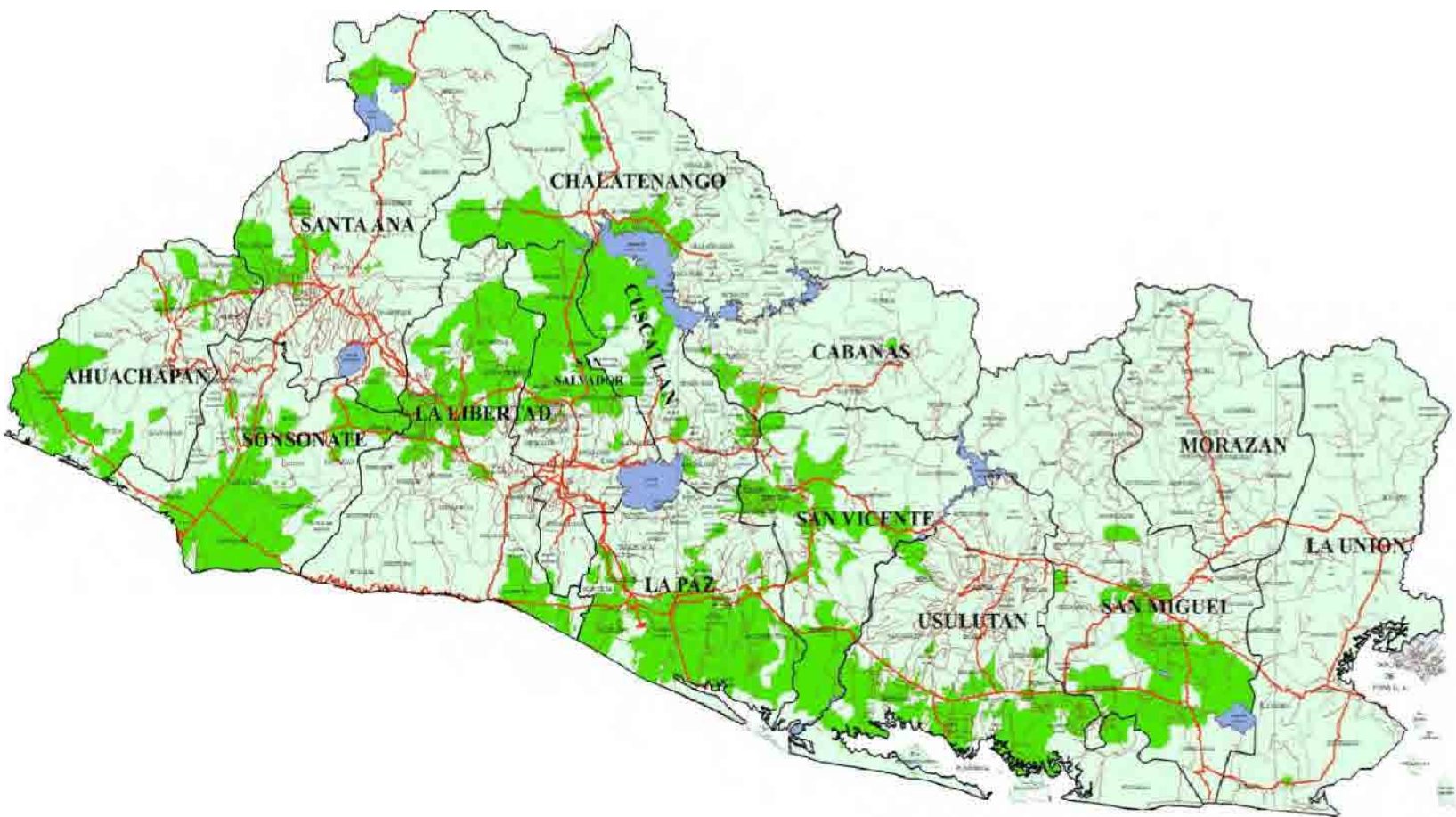
El proceso de producción de la caña de azúcar necesita un alto consumo de energía eléctrica, el cual requiere tanto de vapor como de electricidad. Históricamente, los ingenios han sido diseñados para satisfacer sus propias necesidades de energía mediante la quema del bagazo de la caña de azúcar y se constituye como un medio económico para la producción de energía eléctrica y eliminación efectiva de los residuos.

Los sistemas de generación eléctrica de biomasa ya han sido introducidos en algunos ingenios de azúcar en El Salvador. Existen seis grandes ingenios de azúcar, y cuatro de ellos están conectados a la red eléctrica de El Salvador. Estos ingenios consumen parte de la energía generada y el exceso de esta se suministra a la red eléctrica. El bagazo es un subproducto del proceso de producción de azúcar en los ingenios. La siguiente tabla muestra la producción de caña de azúcar en cada departamento. El departamento de La Paz tiene la mayor cantidad de producción de caña de azúcar.

Tabla 4.7.3 Producción de caña de azúcar por departamento (2009-2010)

Departamento	Área (ha.)	Producción (ton/año)	Rendimiento (ton/ha.)
Ahuachapán	4,317	318,947	73.88
Santa Ana	2,571	197,756	76.90
Sonsonate	9,876	785,611	79.55
Chalatenango	1,050	82,713	78.80
La Libertad	7,764	622,046	80.12
San Salvador	5,342	419,245	78.49
Cuscatlán	3,184	227,622	71.50
La Paz	13,137	1,026,901	78.17
Cabañas	591	46,718	79.11
San Vicente	5,381	427,989	79.54
Usulután	7,267	574,041	78.99
San Miguel	2,683	216,579	80.71
Morazán*	n. d.	n. d.	n. d.
La Unión*	n. d.	n. d.	n. d.
Total	63,162	4,946,168	78

* La información no estaba disponible en los ingenios (Fuente: Equipo de estudio JICA)



(Fuente: Ministerio de Agricultura y Ganadería)

Figura 4.7.1 Producción de caña de azúcar por departamento

Existen seis ingenios azucareros en El Salvador, cuatro de los cuales generan e inyectan energía eléctrica a la red, siendo estos: Central Izalco, Chaparrastique ambos ingenios son del grupo CASSA (Compañía Azucarera Salvadoreña, S. A. de C. V.), El Ángel (Ingenio El Ángel) y La Cabaña (Ingenio La Cabaña). La siguiente tabla muestra una lista de los ingenios azucareros.

Tabla 4.7.4 Lista de ingenios azucareros

Ingenio azucarero	Área del campo de caña de azúcar (ha)	Caña de azúcar total (Ton.)	Producción de azúcar (Ton.)
Central Izalco (CASSA)	17,698	1,650,506	191,223
El Ángel	12,276	1,027,792	123,814
Chaparrastique (CASSA)	8,793	748,622	89,556
La Cabaña	9,339	757,055	89,642
Injiboa	8,145	538,333	60,042
La Magdalena	3,667	271,711	32,225
TOTAL	59,918	4,994,018	586,502

(Fuente: MAG)



(Fuente: Equipo de estudio JICA)

Figura 4.7.2 Ingenio azucarero (La Cabaña)

La siguiente tabla muestra la capacidad instalada de la generación eléctrica por biomasa proveniente del bagazo de caña de la azúcar en El Salvador. En enero de 2011, CASSA se fusionó con el ingenio Chaparrastique y comenzó a suministrar energía eléctrica a la red. Por lo tanto, CASSA tuvo la mayor capacidad instalada de 66 MW de todos los ingenios en el año 2011. Además, el proyecto de “Cogeneración Ángel” fue registrado como proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en el 2007.

Tabla 4.7.5 Capacidad instalada generada por la biomasa proveniente del bagazo de caña de azúcar en El Salvador

Año	CASSA (MW)	El Ángel (MW)	La Cabaña (MW)	TOTAL (MW)
2003	20.0	n. d.	n. d.	20.0
2004	20.0	n. d.	n. d.	20.0
2005	25.0	n. d.	n. d.	25.0
2006	29.0	n. d.	n. d.	29.0
2007	60.0	n. d.	n. d.	60.0
2008	60.0	22.5	21.0	103.5
2009	60.0	22.5	21.0	103.5
2010	50.0	22.5	21.0	93.5
2011	50.0 Central Izalco 16.0 Chaparrastique	22.5	21.0	109.5

(Fuente: SIGET)

En general, los ingenios azucareros generan energía eléctrica en la época de zafra, de noviembre a abril. La siguiente tabla muestra la energía producida mensualmente por tres ingenios. De igual forma que con la energía eólica, existe una relación complementaria entre los períodos estacionales para la generación eléctrica a partir del bagazo de caña y la generación hidroeléctrica.

Tabla 4.7.6 Producción de energía, autoconsumo y energía vendida por los ingenios azucareros en el 2010

Ingenio Azucarero	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
CASSA													
Energía generada (MWh)	30,124	29,740	33,200	29,897	2,998	-	-	-	-	-	15,408	32,995	174,362
Auto-consumo (MWh)	11,914	11,028	12,172	10,481	891						5,918	12,578	64,981
Energía vendida (MWh)	18,210	18,713	21,028	19,416	2,108	-	-	-	-	-	9,490	20,417	109,381
EL ANGEL													
Energía generada (MWh)	13,676	13,322	15,168	11,706	0	-	-	-	-	1.6	4,535	13,045	71,455
Auto-consumo (MWh)	5,812.1	5,289.3	5,820.2	4,316.9						1.6	2,101.2	5,300.0	28,641.3
Energía vendida (MWh)	7,864.2	8,033.2	9,347.8	7,389.6	-	-	-	-	-	0.0	2,434.2	7,744.9	42,813.9
LA CABAÑA													
Energía generada (MWh)	5,865	6,390	7,127	6,761	826	-	-	-	-	-	3,116	6,832	36,917
Auto-consumo (MWh)	1,833.0	1,752.9	1,938.1	1,827.2	136.5	-	-	-	-	-	661.2	1,307.2	9,456.1
Energía vendida (MWh)	4,032.0	4,637.1	5,188.9	4,933.8	689.5	-	-	-	-	-	2,454.8	5,524.8	27,460.9

(Fuente: SIGET)



(Fuente: Equipo de estudio JICA)

Figura 4.7.3 Generador de turbina a vapor

4.7.1.2 Café

La siguiente tabla muestra la producción de café por departamento en El Salvador. La producción anual de café es mayor en el departamento de La Libertad y en la región occidental (Ahuachapán, Santa Ana y Sonsonate). Existen muchos beneficios de café en El Salvador. Por otra parte, alrededor del 30% del peso de la caña dulce se convierte en bagazo y más de la mitad de la energía de la caña de azúcar se queda en él. En el caso del café solo el 4.3% del peso del grano de café rojo corresponde a la cáscara de café. Por lo tanto el potencial de biomasa de la cáscara de café en cada beneficio debe ser menor que el de los ingenios azucareros.

Para investigar la producción de café, se identificaron 67 beneficios y se recibió la información de la producción de 46 de ellos. La mayor producción de un beneficio se aproxima a 10,600 toneladas al año (234,010 qq/año); por lo tanto, la cantidad de cáscara de café recogida en este lugar sería de alrededor de 456 toneladas por año.

$$10,600 \text{ ton /año} \times 4.3\% = 455.8 \text{ ton / año}$$

Una estimación aproximada nos dice que la producción de energía anual con cáscara de café sería de 136 MWh en el beneficio.

$$455.8 \text{ ton/año} \times 0.3 \text{ MWh/ton} = 136 \text{ MWh/año}$$

En cuanto a la tasa de consumo de la cáscara de café para la generación eléctrica, se estima un valor de 0.3 MWh por tonelada, ya que el HHV de la cáscara de café es similar a la del bagazo de caña. La producción fue estimada considerando 24 horas de funcionamiento por día durante 80 días y usando un generador de 70 kW.

$$136 \text{ MWh} \div 24 \text{ horas} \div 80 \text{ días} = 0.07 \text{ MW (70 kW)}$$

La tabla de abajo muestra el posible potencial para la producción de energía eléctrica a partir de cáscara de café, en base a la producción del período 2010/2011 por cada departamento. El potencial de generación eléctrica de la cáscara del café es mayor en la región Occidental comparado con las otras tres regiones. El potencial estimado considerando 12 horas de operación por día durante 300 días en esta región es de aproximadamente 290 kW. El potencial en la región Central es aproximadamente 250 kW y en la región Oriental es pequeño, cerca de 60kW.

$$\text{R. Occidental: } 1,053 \text{ (MWh/año)} / 12 \text{ horas} / 300 \text{ días} = 0.29 \text{ MW (290 kW)}$$

$$\text{R. Central: } 911 \text{ (MWh/año)} / 12 \text{ horas} / 300 \text{ días} = 0.25 \text{ MW (250 kW)}$$

$$\text{R. Oriental: } 206 \text{ (MWh/año)} / 12 \text{ horas} / 300 \text{ días} = 0.06 \text{ MW (60 kW)}$$

Se considera que no existen instalaciones de producción de café que produzcan suficiente cáscara de café para operar un generador de turbina a vapor de 0.5 MW. Por otro lado, existe la posibilidad de instalar un sistema de gasificación de biomasa para la generación eléctrica de 100 kW.

Tabla 4.7.7 Producción de café y Potencial de Generación Eléctrica en cada departamento (2010/2011)

Departamento	Beneficios de Café	Área del Cafetal (ha)	Cafe uva (ton)	Cáscara de café (ton)	Energía Resultante Estimada (MWh/Año)	Potencia* (MW)
Ahuachapán	128	8,344	26,350	1,133	340	0.09
Santa Ana	141	8,455	32,813	1,411	423	0.12
Sonsonate	86	8,247	22,494	967	290	0.08
Total R.Occidental	355	25,047	81,657	3,511	1,053	0.29
Chalatenango	20	250	977	42	13	0.00
La Libertad	154	16,175	48,449	2,083	625	0.17
San Salvador	34	3,834	16,525	711	213	0.06
Cuscatlán	10	174	258	11	3	0.00
La Paz	17	509	871	37	11	0.00
San Vicente	23	804	3,545	152	46	0.01
Total R.Central	258	21,746	70,625	3,037	911	0.25
Usulután	80	3,392	8,527	367	110	0.03
San Miguel	43	2,052	6,415	276	83	0.02
Morazán	16	311	1,026	44	13	0.00
Total R.Oriental	139	5,755	15,968	687	206	0.06
TOTAL	752	52,547	168,250	7,235	2,170	0.60

*12 horas x 300 días

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en "PROCAFE: PRONÓSTICO FINAL DE PRODUCCIÓN DE CAFÉ, AÑO COSECHA 2011/2012")

4.7.1.3 Arroz

En los países asiáticos, como Tailandia, es común encontrar tecnologías para la generación eléctrica con cáscara de arroz. Sin embargo, la producción de arroz en El Salvador es pequeña, como se muestra en la Tabla.4.7.8. La producción anual de arroz en el departamento de La Libertad es la más grande entre todos los departamentos. Se calcula que aproximadamente el 25% del peso del arroz corresponde a la cáscara. En el caso de Tailandia, el consumo de combustible de una central de 1 MW es de 12.3 Ton/h, por lo que la tasa de consumo de combustible es de 81.3 kWh por tonelada. La cantidad total de cáscara de arroz en el país se convierte en 8,871 toneladas, la cual puede generar 639,909 kWh/año.

$$8,871 \text{ ton/año} \times 81.3 = 639,909 \text{ kWh/año}$$

Esta potencia se estima corresponde con el funcionamiento de un generador de 100 kW con un 73.0% de factor de capacidad a lo largo de un año. El potencial de la cáscara de arroz es muy pequeño en comparación con la industria de caña de azúcar.

$$639,909 \text{ kWh} \div (100 \text{ kW} \times 24 \times 365) = 73.0\%$$

La Tabla 4.7.8 muestra el potencial posible de la producción de energía a partir de la cáscara de arroz sobre la base de la producción de arroz (años 2009/2010) en cada departamento. De las tres regiones, el potencial de generación de energía a partir de cáscara de arroz es mayor en la región central. Con 12 horas de funcionamiento y 300 días al año en esta región, el Potencial se convierte en 141.0 kW. El potencial en la región occidental es alrededor de 24.2 kW y el potencial más pequeño es el de la región oriental con 12.6 kW

$$\text{R.Occidental: } 87,006 \text{ (kWh/año)} / 12 \text{ horas} / 300 \text{ días} = 24.2 \text{ kW}$$

$$\text{R.Central: } 507,641 \text{ (kWh/año)} / 12 \text{ horas} / 300 \text{ días} = 141.0 \text{ kW}$$

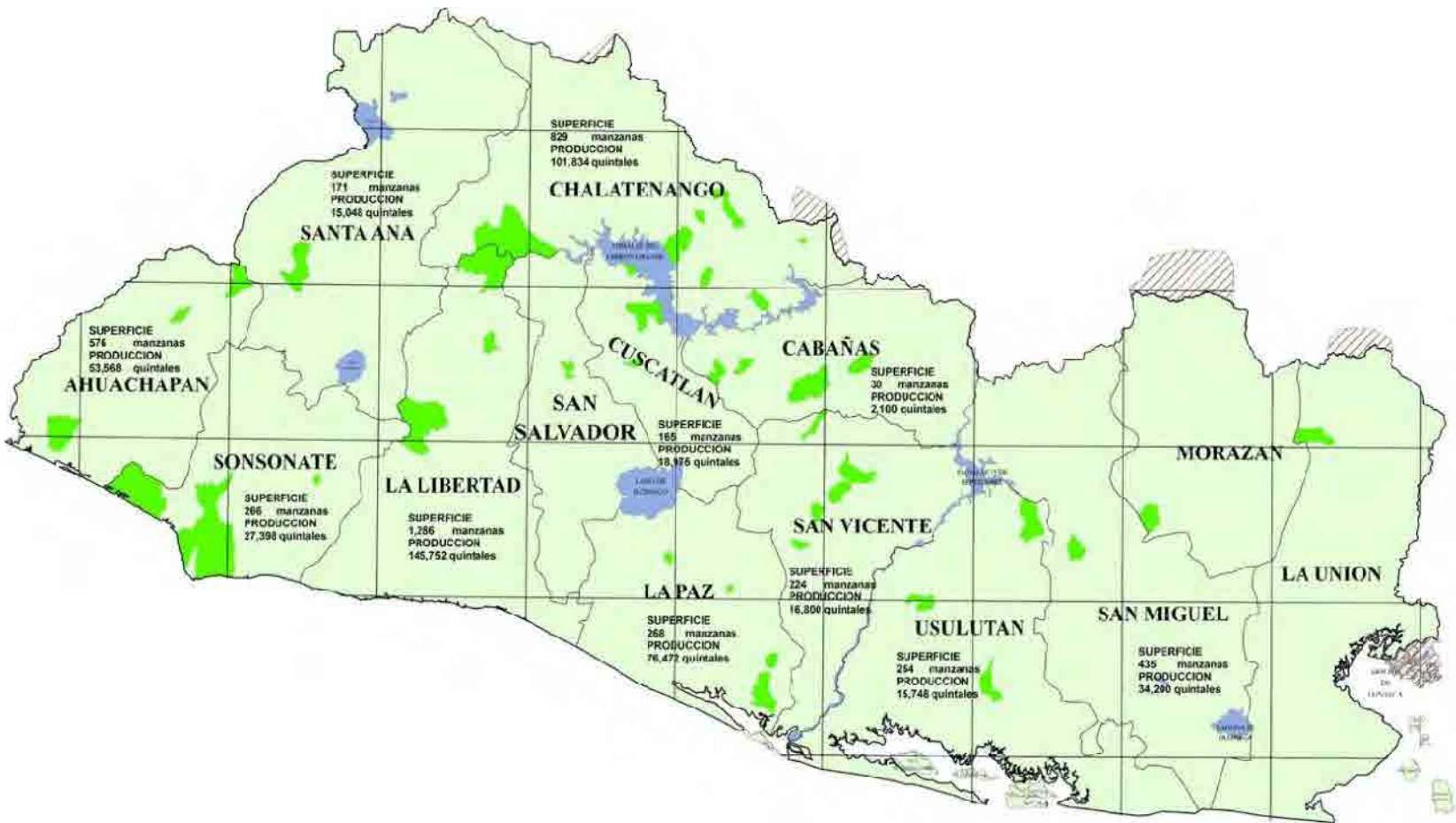
$$\text{R. Oriental: } 45,261 \text{ (kWh/año)} / 12 \text{ horas} / 300 \text{ días} = 12.6 \text{ kW}$$

En la Figura 4.7.4 se muestra el área de producción de arroz en El Salvador, la cual se distribuye en todo el país, además pareciera que cada área es demasiado pequeña como para instalar un generador de turbina a vapor. Por otro lado, existe la posibilidad de instalar un sistema de gasificación de biomasa de 100 kW para la generación eléctrica.

**Tabla 4.7.8 Producción de arroz y potencial de Generación Eléctrica por departamento
(2009/2010)**

Departamento	Área (ha)	Producción (ton)	Rendimiento (ton/ha)	Cáscara de arroz (ton)	Producción de energía (kWh/año)	Potencial* (kW)
Ahuachapán	403.2	2,388.3	5.9	597.1	48,542.3	13.5
Santa Ana	119.7	670.9	5.6	167.7	13,636.2	3.8
Sonsonate	186.2	1,221.5	6.6	305.4	24,827.5	6.9
Total R. Occidental	709.1	4,280.7	18.1	1,070.2	87,006.1	24.2
Chalatenango	900.2	6,498.3	7.2	1,624.6	132,077.7	36.7
La Libertad	1,623.3	13,379.8	8.2	3,345.0	271,944.9	75.5
San Salvador	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cuscatlán	115.5	846.0	7.3	211.5	17,194.8	4.8
La Paz	677.6	3,409.5	5.0	852.4	69,297.5	19.2
Cabañas	21.0	93.6	4.5	23.4	1,903.0	0.5
San Vicente	156.8	749.0	4.8	187.3	15,223.8	4.2
Total R. Central	3,494.4	24,976.2	37.1	6,244.1	507,641.7	141.0
Usulután	177.8	702.1	3.9	175.5	14,270.5	4.0
San Miguel	304.5	1,524.8	5.0	381.2	30,991.4	8.6
Morazán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
La Unión	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total R. Oriental	482.3	2,226.9	9.0	556.7	45,261.9	12.6
TOTAL	4,685.8	31,483.9	64.1	7,871.0	639,909.7	177.8
1a. plantación invierno (seco)	3,364.2	21,588.3	6.4	5,397.1	438,782.9	121.9
2a. plantación verano (irrigación)	1,321.6	9,895.5	7.5	2,473.9	201,126.9	55.9

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de "Anuario de Estadísticas Agropecuarias 2009- 2010; MAG").
*12 horas x 300 días



(Fuente: Ministerio de Agricultura y Ganadería)

Figura 4.7.4 Producción de arroz por departamento

4.7.2 Barreras en la Implementación

4.7.2.1 Biomasa forestal

En general, la biomasa forestal es una fuente renovable de energía y, en contraste, El Salvador es el segundo país más deforestado en América Latina. De acuerdo con la información de PRISMA (*Memoria Diálogo Nacional Hacia Una Agenda Forestal en El Salvador*), la superficie es de aproximadamente 20.000 km² y el 50% es de vocación forestal y el 41% se encuentra con altos niveles de erosión. De acuerdo con el período 2003-2005, la cobertura forestal alcanza el 19,1% del país. La siguiente ley existe para evitar la deforestación,

"Decreto Legislativo N ° 1030 de 26 de abril de 1997, de Protección de los Recursos Naturales del Código Penal"

"Artículo 258: El que destruyere, quemare, talare o dañare, en todo o en parte, bosques u otras formaciones vegetales naturales o cultivadas que estuvieren legalmente protegidas, será sancionado con prisión de tres a seis años. Se exceptúan de cualquier pena los agricultores que realicen labores agrícolas estrictamente culturales."

Debido a lo anterior y a conversaciones con el CNE, la biomasa forestal no se considera como recurso para la generación de energía en este estudio.

4.7.2.2 Residuos agrícolas

Si los residuos agrícolas están disponibles de forma gratuita, entonces este viene a ser uno de los recursos más adecuados para la generación eléctrica por biomasa. Además, es necesario considerar el costo de preparación, así como el transporte, secado y corte para el pre procesamiento. Es difícil utilizar recursos valiosos de la biomasa para la generación eléctrica de acuerdo con el punto de vista de sostenibilidad económica.

4.7.2.3 Tecnología

Los sistemas de generación eléctrica a gran escala que usan la biomasa con turbinas a vapor y calderas ya operan en El Salvador. Por otro lado, la generación eléctrica a pequeña escala a partir de biomasa, tal como el sistema de gasificación, no está operando todavía.

4.7.3 Estudios relacionados y proyectos existentes y en desarrollo

Los sistemas de generación eléctrica a partir de biomasa han sido introducidos por el sector privado, principalmente en los ingenios azucareros. Por lo tanto, las empresas han estado estudiando y elaborando el plan de desarrollo por cuenta propia.

"Turbo cocinas: Programa de sustitución de estufas de cocción rural en El Salvador" es un programa en pequeña escala del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL por sus siglas en español) que está relacionado con los recursos de biomasa forestal, y espera reducir la tasa de deforestación en el país. Este estudio se inició en marzo de 2010 y tendrá una duración de 10 años.

4.7.4 Planes de proyectos futuros

Las centrales eléctricas de biomasa han sido instaladas por empresas privadas. De acuerdo con los resultados de la inspección de campo en los ingenios azucareros de La Cabaña y El Ángel, ambos tienen un plan de desarrollo futuro en las plantas de generación eléctrica de biomasa del bagazo. En la siguiente tabla se muestra el plan de desarrollo. Un nuevo sistema de generación con una capacidad de 25 MW ha sido implementado en el Ingenio El Ángel. Actualmente hay dos generadores en El ingenio El Ángel, con capacidades de 10 MW y 12.5 MW. El nuevo sistema de generación con capacidad de 25 MW reemplazará a los actuales de 10 MW, por lo que la capacidad total en diciembre de 2011 será de 37.5 MW. Asimismo, para el 2015 existe un plan para la instalación de un sistema de generación eléctrica a partir del bagazo de caña con una capacidad de 15 MW en el Ingenio La Cabaña. Hay un plan de CASSA para introducir un sistema adicional de generación de energía eléctrica entre 30 MW y 20 MW en el Ingenio Chaparrastique antes de la temporada de cosecha 2013 - 2014.

Tabla 4.7.9 Planes de proyectos futuros

Descripción	La Cabaña	El Ángel	CASSA
Capacidad instalada adicional (MW)	15	25	De 20 a 30
Año de construcción	2015	Dic. 2011	2013

(Fuente: Equipo de estudio JICA)

*El plan de expansión corresponde al Ingenio Chaparrastique

4.8 Biogás

En el departamento de San Salvador, en la ciudad de Nejapa, se encuentra ubicado un relleno sanitario en donde existe producción de biogás. La capacidad instalada de la planta de biogás mencionada es de 6 MW. Existen además, otros rellenos sanitarios en el interior del país. Pero la capacidad de recolección de los desechos sólidos en esos departamentos es menor que los producidos en San Salvador. La capacidad instalada de la producción de biogás en el relleno sanitario podrá ser incrementada hasta en un máximo de 25 MW. La capacidad potencial de fuentes de biogás tales como desechos de animal y aguas servidas será examinada en esta sección.

4.8.1 Situación Actual

La digestión anaeróbica, una serie de procesos de descomposición en la ausencia de oxígeno, es el método más promisorio de tratamiento para el apartado de fracción orgánica en los desechos sólidos municipales y desechos orgánicos. Alrededor del mundo, la contaminación del aire, el agua de desechos municipales, y las operaciones industriales y agrícolas continúan creciendo. El concepto de las “cuatro R” (4R) lo cual significa reducir, reusar, reciclar, renovar, es un concepto que ha sido ampliamente aceptado en forma general como un principio para el manejo de los desechos.

El proceso de digestión anaeróbica ocurre de forma natural en los sedimentos encontrados en los fondos de lagos y estanques, pantanos, turbas, intestino de animales rumiantes, incluso en el verano o climas calientes. La formación de metano es también un proceso el cual estabiliza los sitios de relleno sanitario. Una tecnología que puede tratar efectivamente la fracción orgánica de los desechos es la digestión anaeróbica. Cuando un sistema anaeróbico es usado o planeado con ingeniería, la digestión anaeróbica no solo previene el control de la contaminación, sino que también genera energía, composta y recupera nutrientes. De esta forma, la digestión anaeróbica puede convertir el problema de disposición en un centro de aprovechamiento de dichos desechos.

Las bacterias anaeróbicas convierten biomasa en biogás o gas generado en los rellenos sanitarios el cual puede ser usado para generar energía. El biogás también es producido durante la digestión anaeróbica en los rellenos sanitarios y estos también son llamados como gas de rellenos sanitario o botaderos. El biogás algunas veces es llamado gas de pantano, gas de relleno sanitario o de botadero, o gas de digestor. Cuando la composición del gas tiene altos estándares de pureza también puede ser llamada gas natural renovable.

4.8.1.1 Biogás de rellenos sanitarios

En El Salvador se encuentra ubicada una planta generadora de electricidad a través de biogás. El biogás proveniente de los rellenos es formado cuando la bacteria anaeróbica consume el material orgánico en los desechos que han sido depositados en los rellenos sanitarios. Estas bacterias descomponen los desechos de comida, papel, madera, etc. En simples formas tales ácidos orgánicos. En general, el biogás contiene 50% de metano (CH_4). El área metropolitana de San Salvador está altamente urbanizada. El Salvador tiene una población total de 6.2 millones. De esta, 2.1 millones pertenecen a la altamente urbanizada Área Metropolitana de San Salvador. El relleno sanitario de Nejapa recibe el desecho sólido municipal

del Área Metropolitana de San Salvador.

Tabla 4.8.1 Rellenos sanitarios en El Salvador

	Año			
	1998 ^(a)	2001 ^(b)	2006 ^(c)	2009 ^(d)
Total de rellenos sanitarios	0	1	9	14
Total de municipalidades que cuentan con rellenos sanitarios	0	11	39	252
Porcentaje de municipalidades en donde se utiliza relleno sanitario. (%)	0	4%	12%	96%
Cobertura de disposición final (%)	0	46%	48%	75%
Total de población urbana que es beneficiada con rellenos sanitarios (millón)	0	1.3	1.9	3.6
Porcentaje de población que es beneficiada con rellenos sanitarios (%)	0	35%	54%	99%

a) Análisis del de desechos sólidos en El Salvador. PAHO, MOH, 1998

b) Primera encuesta nacional de desechos sólidos en El Salvador 2001

c) Segunda encuesta nacional de desechos sólidos El Salvador 2006

d) Información estadística de la unidad de desechos sólidos 2009

(Fuente: MARN (www.marm.gob.sv))

La siguiente tabla muestra el peso de los desechos sólidos por día en cada departamento de El Salvador en el año 2007. La mayoría de los desechos sólidos son depositados en los rellenos sanitarios de Nejapa, departamento de San Salvador. Alrededor de 55% del total de los desechos sólidos del país y alrededor de un 80% de los desechos sólidos de los rellenos son depositados en de San Salvador.

Tabla 4.8.2 Peso de los desechos sólidos por día

	Total de desechos sólidos (ton/día)	Disposición en rellenos sanitarios (ton/día)	Rellenos sanitarios / Total (%)
SAN SALVADOR	1,768.78	1,609.62	91.0
LA LIBERTAD	368.19	226.29	61.5
SANTA ANA	270.56	0.00	0.0
SAN MIGUEL	231.01	0.00	0.0
SONSONATE	109.82	34.99	31.9
USulután	82.11	49.88	60.7
CUSCATLÁN	72.46	58.98	81.4
LA PAZ	55.46	0.00	0.0
LA UNIÓN	51.79	0.00	0.0
AHUACHAPAN	50.29	15.81	31.4
CABAÑAS	42.58	0.00	0.0
SAN VICENTE	32.60	0.00	0.0
CHALATE NANGO	30.09	0.00	0.0
MORAZÁN	21.23	2.97	14.0
TOTAL	3,186.97	1,998.54	62.7

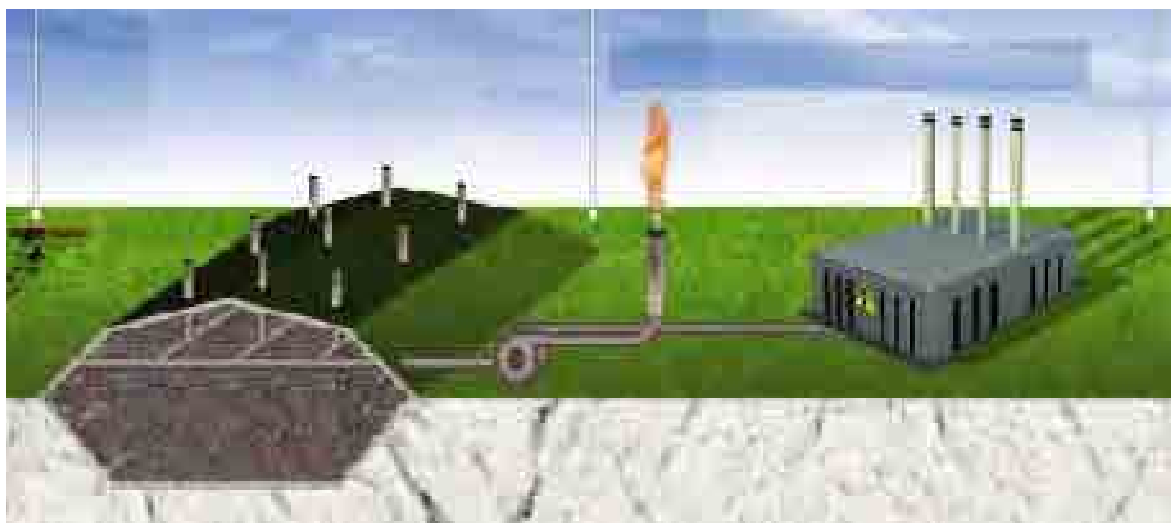
(Fuente: PRACTICAS DE DESECHOS SÓLIDOS EN CENTRO AMÉRICA El Salvador, MARN, 2007)

Se llevo a cabo una visita de estudio a la planta generadora de energía de biogás en Nejapa. El relleno

sanitario de Nejapa recibe desechos sólidos municipales del Área Metropolitana de San Salvador en un área en consignación por 20 años a de la empresa MIDES S.E.M. de CV (MIDES). La empresa Canadiense Biothermica Energie Inc. (Biothermica), ha conducido un estudio de factibilidad financiado CIDA a través de su programa de cooperación industrial en el 2003. En el año 2006 el proyecto “Gas de relleno sanitario para producir energía del relleno sanitario de Nejapa” fue registrado como Mecanismo de Desarrollo Limpio, MDL (CDM, por sus siglas en ingles). Basados en los resultados del estudio de factibilidad, AES Nejapa instaló un sistema para generación de biogás en el 2008.

El relleno sanitario se encuentra localizado a 6 km afuera de Nejapa. El relleno ha estado recibiendo 408,000 ton de desecho por año del Área Metropolitana de San Salvador y tiene una capacidad de 12.5 millones de ton divididas en 15 celdas independientes. Las celdas uno a las tres han sido parcialmente completadas y la celda cuatro se encuentra en uso. Después de su vida útil el sitio tendrá un tamaño de 47 ha. El periodo de vida útil del relleno (sistema de recolección y eliminación) será de 21 años hasta el año 2026 o mientras el proyecto sea económicamente rentable. La siguiente figura muestra el concepto de una planta generadora de electricidad de relleno sanitario usando metano.

El metano es colectado del relleno sanitario por medio del método de succión de respiraderos. Una parte del metano recolectado es usado para la quema y el resto es usado como combustible para la generación de energía. La mayor parte de la energía generada es inyectada a la red nacional mientras que el resto es usado para autoconsumo de la misma planta.



(Fuente: Biothermica)

Figura 4.8.1 Concepto de Planta de Generación de un relleno sanitario

En el relleno sanitario se localizan 60 respiraderos verticales equipados con bombas como se muestran en la siguiente fotografía. También existen tuberías horizontales subterráneas para la recolección del gas.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 4.8.2 Bomba de succión de gas del relleno sanitario.

La siguiente tabla muestra un resumen de la información de la planta generadora de electricidad de biogás en Nejapa. Actualmente, existe una capacidad total instalada de 6.3 MW, aunque existe potencial para incrementar dicha capacidad hasta 10 MW. La planta genera electricidad en un aproximado de 40,000 MWh por año, y el consumo de energía en la planta es alrededor de 3,000 MWh por año. La cantidad de trabajadores permanentes en la central eléctrica es de 30 personas.

Tabla 4.8.3 Resumen de la Información de la Central Eléctrica de Nejapa

Capacidad instalada	6.3 MW
Voltaje de salida del generador	13.8 kV
Conexión a la red	23 kV
Cantidad de Desechos	2000 ton/día
Producción de CH ₄	32,000 a 40,000 m ³ /día
CH ₄	48 -52 %
Consumo de la central eléctrica	600 a 650 m ³ /h
Producción de energía anual	40,000 MWh/año
Autoconsumo	3,000 MWh/año
Inversión inicial	US\$ 58,000,000
Costo del generador	US\$ 500,000
Costos anuales de operación y mantenimiento	US\$ 700,000/año
Número de trabajadores	30
Factor de capacidad	87 %
Reducción de CO ₂	200,000 Toneladas/año

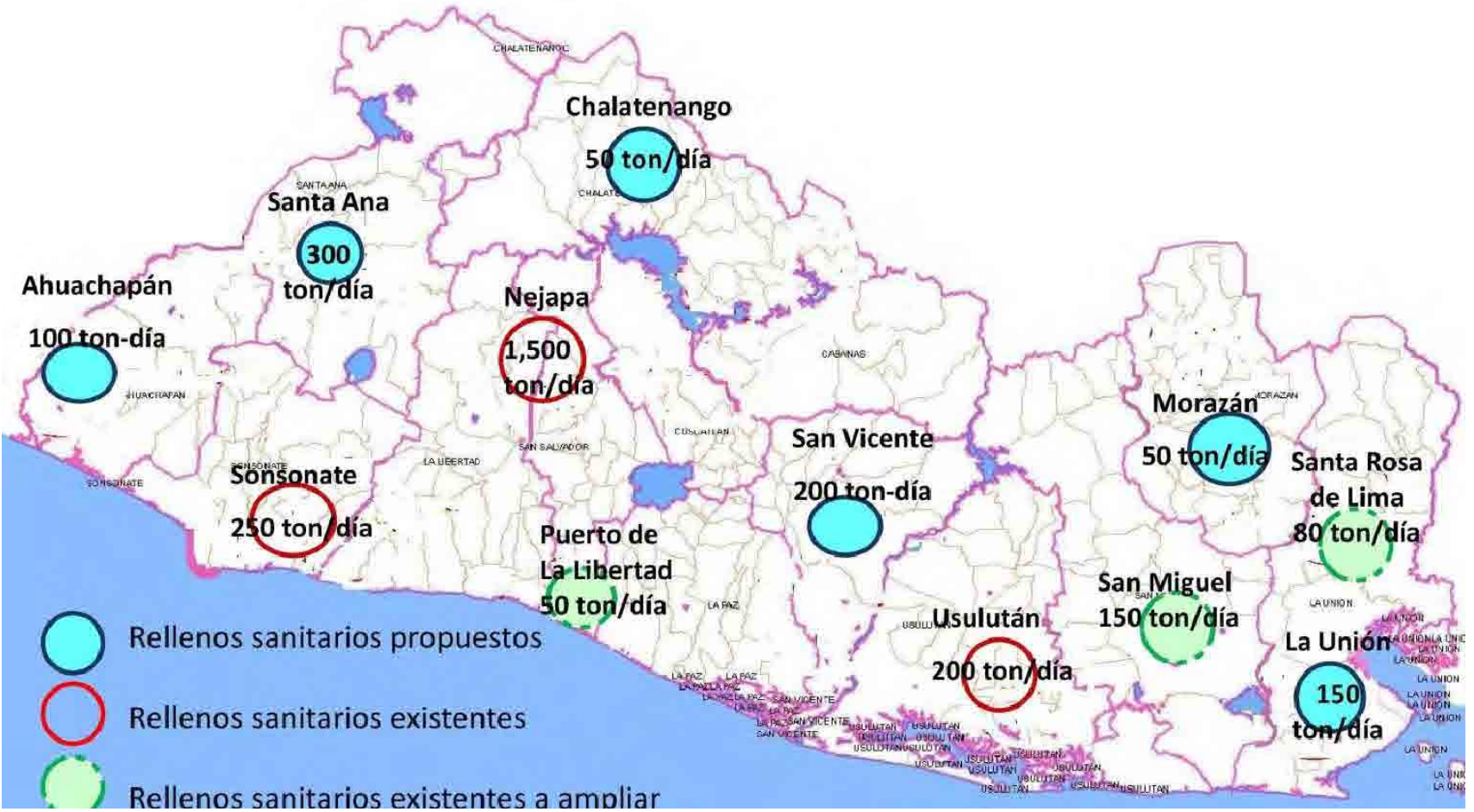
(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información de la Central de Energía a Biogas de Nejapa").



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 4.8.3 Vista de la Central Eléctrica de Biogás

Para desarrollar centrales eléctricas de biogás en rellenos sanitarios en otros lugares, será necesario un estudio detallado. La siguiente figura muestra el plan de desarrollo y la expansión de rellenos sanitarios.



(Fuente : "PROGRAMA NACIONAL PARA EL MANEJO INTEGRAL DE LOS DESECHOS SÓLIDOS; MARN")

Figura 4.8.4 Plan de desarrollo y expansión de rellenos sanitarios

La siguiente tabla muestra las estimaciones del potencial de las centrales eléctricas de biogás en relleno sanitario, basado en el “Programa nacional de manejo integral de desechos sólidos en El Salvador”. En base a la información proporcionada en la central eléctrica del relleno sanitario de Nejapa, el monto disponible de energía de los desechos sólidos es de 10MW. Por lo tanto, la producción de energía eléctrica puede ser estimada de la siguiente forma:

$$10 \text{ (MW)} \div 2000 \text{ (ton/día)} = 5.0 \text{ (kW/ton)}$$

Basado en la tasa de producción de energía, los potenciales de capacidad han sido estimados como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.8.4 Potenciales de Generación Eléctrica en Rellenos Sanitarios (Excluyendo Nejapa)

	Ubicación de Rellenos sanitarios	ton/día	MW
Relleno sanitario propuesto	Ahuachapán	100	0.5
	Santa Ana	300	1.5
	Chalatenango	50	0.3
	San Vicente	200	1.0
	Morazán	50	0.3
	La Union	150	0.8
Rellenos sanitarios existentes	Sonsonate	250	1.3
	Usulután	200	1.0
Expansión de rellenos sanitarios existentes	Puerto de La Libertad	50	0.3
	San Miguel	150	0.8
	Santa Rosa de Lima	80	0.4
TOTAL		1580	7.9

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información del "PROGRAMA NACIONAL PARA EL MANEJO INTEGRAL DE LOS DESECHOS SÓLIDOS; MARN")

4.8.1.2 Desechos de animales

A. Posible Capacidad de Introducción

El biogás es producido durante la digestión anaeróbica de sustratos orgánicos, tales como estiércol, residuos de plantas depuradoras, desechos orgánicos de viviendas y desechos industriales. El biogás puede ser usado como fuente de combustible para generar electricidad para usarse en la granja o para venta a la red eléctrica, o incluso para calefacción o para enfriar de acuerdo a las necesidades. La estabilización biológica a través de productos de digestión anaeróbica puede ser usada de diferentes formas, dependiendo de las necesidades y recursos. El uso efectivo de las aplicaciones de estos productos incluye el uso como fertilizantes, alimentación para animales, y el uso para suplemento en la acuicultura.

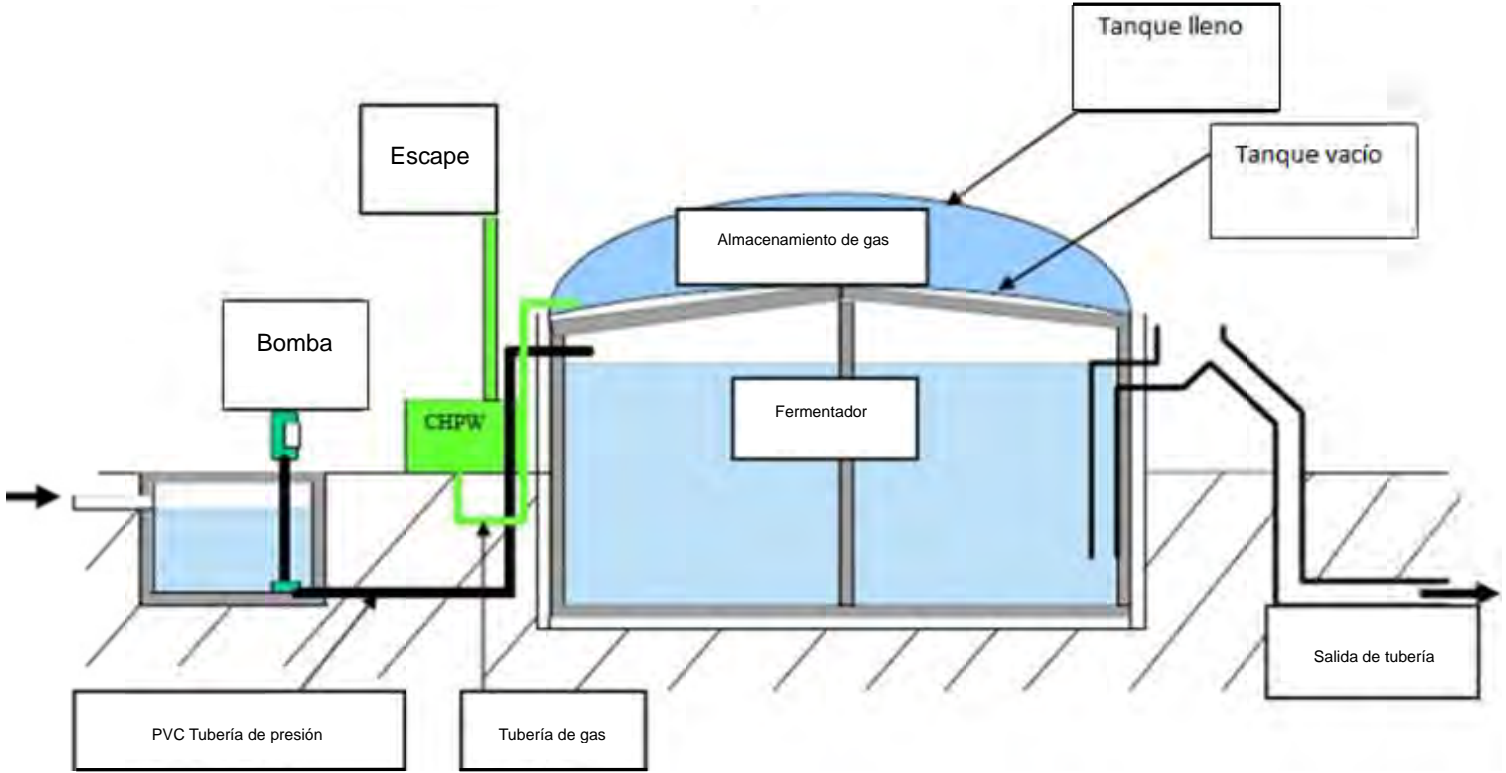
Los Digestores de gran tamaño han sido introducidos principalmente en países industrializados, por otra parte los digestores de menor tamaño han sido introducidos en diferentes países. El biogás consiste principalmente en metano y dióxido de carbono y puede ser utilizado como fuente de energía renovable en combinación con calor y plantas de generación. La producción y utilización del biogás tiene las

siguientes ventajas ambientales:

- Es una fuente renovable de energía.
- Reduce la emisión de metano a la atmosfera comparado con el manejo tradicional de emisión del estiércol o rellenos sanitarios.
- Puede ser usado como sustituto de combustibles fósiles.
- Los purines (lixiviados) pueden ser usados como fertilizantes orgánicos los cuales puede ser producidos simultáneamente con el biogás.

El biogás es un producto gaseoso de digestión anaeróbica de la materia orgánica. Típicamente está conformado por metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2), hidrogeno (H_2), nitrógeno (N_2) y algunas impurezas incluyendo sulfato de hidrogeno (H_2S).

El biogás es usado en diferentes aplicaciones a nivel mundial. En comunidades rurales, los digestores de pequeña escala para una casa pueden proveer gas para cocinar y para iluminación. Existen alrededor de ocho millones de estos sistemas en China, alrededor de 440,000 en India y 20,000 en Bangladesh. La siguiente figura muestra un modelo típico de un sistema de biogás a pequeña escala.



(Fuente: Producción y utilización de biogás IEA BioEnergy)

Figura 4.8.5 Modelo Típico de Digestor a Pequeña Escala.

Los Digestores de gran tamaño proveen biogás para producción de electricidad, calefacción, vapor, producción de químicos, y combustible para vehículos. La digestión de los lodos de aguas residuales provee grandes beneficios cuando los lodos reciclados regresan a la tierra en forma de abono orgánico. El proceso de digestión desinfecta y reduce el olor de los lodos. Normalmente entre un 30 y 70% de los lodos de plantas de tratamiento son tratados por digestión anaeróbica dependiendo de la legislación nacional y las prioridades.

Las cabezas de ganado puede tener varios tamaños, sin embargo, la unidad de CG (cabezas de ganado) es adoptado para las estimaciones potenciales. La siguiente tabla muestra el número de cabezas de ganado por cada 500 kg de peso.

Tabla 4.8.5 Cabezas de Animales

Tipo de ganado		Animales
Bovinos		
0 a 1	años	0.3
1 a 2	años	0.7
2 en adelante	años	1
Bueyes, manejo		1.2
Cerdos		
abajo de 12	kg	0.01
12 a 20	kg	0.02
20 a 45	kg	0.06
45 a 60	kg	0.16
Aves		
Pollos		
0.8 a 1.2	kg	420
abajo de 0.8	kg	625
Gallinas		
abajo de 1.6	kg	300

(Fuente: Biogas-Praxis)

a. Biogás a partir de Ganado

La siguiente tabla muestra información del número de ganado en El Salvador. El número de ganado más grande se encuentra en la Zona Oriental. Sin embargo, en El Salvador generalmente el ganado es alimentado en espacios abiertos. Por lo tanto es difícil recolectar estiércol de ganado para la digestión anaeróbica en un sistema de biogás. Los biodigestores tienen que estar instalados a un lado de las granjas de ganado donde se alimenta el ganado en establos para que el estiércol pueda ser recolectado fácilmente, para operaciones sostenibles del sistema de biogás.

Tabla 4.8.6 Número de ganado en El Salvador

	Terneros (no.)	Tenera (no.)	Novillos (no.)	Novillas (no.)	Toros jóvenes (no.)	Toros (no.)	Buey (no.)	Vacas secas (no.)	Vacas lecheras (no.)
AHUACHAPAN	5,439	5,146	1,991	5,330	639	1,027	457	6,103	9,990
SANTA ANA	9,328	10,918	2,202	11,195	955	1,891	514	12,429	19,763
SONSONATE	7,042	9,936	2,169	9,452	1,526	1,252	622	11,211	19,691
Total R.Occidental	21,809	25,999	6,362	25,976	3,120	4,170	1,593	29,742	49,444
CHALATENANGO	10,188	13,634	2,400	13,866	1,295	2,549	180	12,438	24,299
LA LIBERTAD	7,074	8,090	2,462	7,656	762	1,510	1,069	10,424	17,101
SAN SALVADOR	5,134	6,375	1,301	5,842	640	1,165	661	5,838	12,300
CUSCATLAN	2,373	2,081	730	2,456	398	464	448	2,916	4,355
LA PAZ	7,477	9,176	3,481	10,498	1,241	1,614	1,690	13,250	17,745
CABAÑAS	10,027	10,765	2,707	11,947	1,340	2,155	423	12,851	18,544
SAN VICENTE	8,453	8,689	4,307	12,306	1,264	1,429	946	12,879	15,797
Total R.Central	50,727	58,809	17,390	64,571	6,940	10,886	5,417	70,595	110,140
USULUTAN	11,953	12,892	7,249	17,721	3,877	3,289	4,936	18,978	25,445
SAN MIGUEL	17,326	18,248	5,182	19,006	2,842	3,859	4,025	21,725	31,863
MORAZAN	10,684	11,110	1,114	9,943	1,395	2,076	474	11,042	17,428
LA UNION	22,109	23,367	2,162	19,824	2,411	4,362	939	27,670	37,643
Total R.Oriental	62,073	65,617	15,707	66,493	10,525	13,586	10,375	79,416	112,379
TOTAL	134,610	150,426	39,459	157,041	20,584	28,643	17,384	179,753	271,963

(Fuente: MAG/ Censo Agropecuario Octubre 2007)

La siguiente tabla muestra el potencial de generación eléctrica del ganado por cada departamento. El potencial de generación eléctrica es de alrededor de 84 MW en el país. También, el departamento que tiene el más alto potencial de producción de biogás por ganado es La Unión con alrededor de 11.6 MW.

Tabla 4.8.7 Potencial de Generación Eléctrico a partir del Ganado

	CG*	GENERACION DE ELECTRICIDAD ESTIMADA (MWh/year)	POTENCIAL ESTIMADO (kW)
AHUACHAPAN	29,826	26,352	3,008
SANTA ANA	57,544	50,842	5,804
SONSONATE	53,833	47,562	5,430
Total R.Occidental	141,203	124,756	14,242
CHALATENANGO	66,676	58,910	6,725
LA LIBERTAD	48,218	42,601	4,863
SAN SALVADOR	32,817	28,994	3,310
CUSCATLAN	13,691	12,096	1,381
LA PAZ	56,858	50,235	5,735
CABAÑAS	58,172	51,396	5,867
SAN VICENTE	55,012	48,604	5,548
Total R.Central	331,444	292,837	33,429
USULUTAN	91,328	80,690	9,211
SAN MIGUEL	103,440	91,392	10,433
MORAZAN	52,482	46,369	5,293
LA UNION	115,310	101,878	11,630
Total R.Oriental	362,560	320,329	36,567
TOTAL	835,207	737,922	84,238

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

b. Biogás de los cerdos

La tabla de abajo muestra la información del número de cerdos en El Salvador. El número más grande de cerdos se encuentra en la Región Central. Existen ocho proyectos pilotos de biodigestor en porquerizas que están siendo implementados bajo la supervisión de AEA.

Tabla 4.8.8 Número de cerdos en El Salvador

	Lechon macho (no.)	Lechon hembra (no.)	Cerdos de engorda machos (no.)	Cerdos de engorda hembras (no.)	Cerdos en crecimiento hembras (no.)	Jabalies (no.)	Cerdos hembras en reproduccion (no.)	Cerdos para venta (no.)	Cerdos en reproduccion para engorda (no.)
AHUACHAPAN	954	847	2,121	730	112	42	263	714	11,028
SANTA ANA	1,889	1,769	2,233	1,484	473	115	1,117	4,491	8,517
SONSONATE	2,421	1,470	4,045	2,974	3,431	204	2,091	5,998	8,097
Total R.Occidental	5,264	4,086	8,399	5,188	4,015	360	3,471	11,203	27,642
CHALATENANGO	621	686	646	607	61	22	135	793	334
LA LIBERTAD	4,812	2,484	8,632	3,734	1,518	146	2,598	8,223	22,656
SAN SALVADOR	457	517	589	443	561	39	347	387	2,737
CUSCATLAN	220	398	311	105	24	5	90	907	211
LA PAZ	1,002	1,090	923	1,037	209	52	359	1,778	746
CABAÑAS	3,809	3,322	7,823	5,534	2,871	200	2,883	2,607	32,673
SAN VICENTE	1,522	812	1,143	693	147	14	137	1,345	1,756
Total R.Central	12,442	9,309	20,066	12,153	5,390	478	6,550	16,039	61,114
USULUTAN	2,353	2,640	1,121	1,199	95	58	291	1,167	730
SAN MIGUEL	2,473	2,374	3,276	2,374	484	180	653	3,312	4,046
MORAZAN	1,386	1,192	1,842	1,376	360	137	367	1,930	10,432
LA UNION	2,343	2,660	1,988	1,288	444	204	1,082	6,291	2,482
Total R.Oriental	8,555	8,867	8,227	6,236	1,382	580	2,393	12,700	17,690
TOTAL	26,261	22,261	36,692	23,577	10,787	1,418	12,414	39,942	106,445

(Fuente: MAG/ Censo de Agricultura, Octubre 2007)

La siguiente tabla muestra el estimado de generación de cerdos por cada departamento. El potencial de generación es alrededor de 2.4 MW en el país. También, el departamento con el potencial de generación más alto del cerdo es Cabañas con alrededor de 570 kW.

Tabla 4.8.9 Generación Estimada de Electricidad y Potencial de Generación por Cerdos

	CG*	GENERACION DE ELECTRICIDAD ESTIMADA (MWh/year)	POTENCIAL ESTIMADO (kW)
AHUACHAPAN	2,152	1,425	163
SANTA ANA	2,650	1,755	200
SONSONATE	3,670	2,431	277
Total R.Occidental	8,473	5,611	641
CHALATENANGO	317	210	24
LA LIBERTAD	6,510	4,312	492
SAN SALVADOR	733	485	55
CUSCATLAN	235	156	18
LA PAZ	662	439	50
CABAÑAS	7,541	4,994	570
SAN VICENTE	701	464	53
Total R.Central	16,699	11,059	1,262
USULUTAN	614	406	46
SAN MIGUEL	1,824	1,208	138
MORAZAN	2,361	1,563	178
LA UNION	1,977	1,309	149
Total R.Oriental	6,775	4,487	512
TOTAL	31,948	21,158	2,415

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

El proyecto de biogás fundado por AEA fue llevado a cabo en la “Granja de los Hermanos Jovel” en el 2008. El costo total para la implementación del proyecto fue alrededor de los US\$39,000. Existen 25,000 cerdos en la granja. La capacidad del bio-digestor es de 25m³. Sin embargo, la cantidad de estiércol está más disponible para la producción de biogás. El gas producido es usado para cocinar y para calefacción de las porquerizas de lechones. El monto estimado de reducción de CO₂ fue estimado en 3,607 ton por año. La producción de composta fue estimada en aproximadamente 5,300 ton por año. Actualmente la granja está buscando ayuda financiera para la construcción de tres digestores adicionales para el sistema de generación de energía.



(Fuente: Equipo JICA)

Figura 4.8.6 Biodigestor de Granja de los Hermanos Jovel

a. Biogás por aves de corral

La siguiente tabla muestra información relacionado con el número de aves en El Salvador. El número más grande de aves se encuentra en la Región Central. En muchos casos, el estiércol de aves es mezclado con vegetales y estiércoles de cerdo, o con desechos de comida de casas.

Tabla 4.8.10 Numero de Aves de corral en El Salvador

	Pollitos recién nacidos (no.)	Pollitos de engorda (no.)	Pollitos en crecimiento (no.)	Ponedoras (no.)	Pollitos de engorda (no.)
AHUACHAPAN	20,426	171,748	32,441	122,504	750,097
SANTA ANA	110,560	70,532	255,300	305,007	438,430
SONSONATE	33,464	121,975	74,113	336,226	467,222
Total R.Occidental	164,450	364,255	361,854	763,737	1,655,749
CHALATENANGO	27,196	63,380	11,727	203,228	136,423
LA LIBERTAD	5,078,933	7,794,172	598,405	1,181,461	46,242,417
SAN SALVADOR	771,255	427,351	1,030,719	2,475,338	1,420,767
CUSCATLAN	43,473	219,648	219,867	578,505	474,443
LA PAZ	88,516	237,036	257,392	687,275	1,874,532
CABAÑAS	73,134	146,736	106,766	320,228	231,646
SAN VICENTE	3,285	41,601	7,251	34,131	500,365
Total R.Central	6,085,794	8,929,924	2,232,128	5,480,165	50,880,593
USULUTAN	54,710	51,157	28,984	105,658	94,232
SAN MIGUEL	83,398	299,903	80,986	253,948	547,977
MORAZAN	15,732	80,163	6,559	38,450	156,257
LA UNION	19,913	36,750	10,776	58,388	134,674
Total R.Oriental	173,753	467,973	127,305	456,443	933,140
TOTAL	6,423,997	9,762,152	2,721,287	6,700,346	53,469,483

(Fuente: MAG/ Censo de Agricultura, Octubre 2007)

La siguiente tabla muestra el estimado del potencial de generación eléctrica de las aves en cada departamento. El potencial de generación eléctrica es alrededor de 96 MW en el país. También, el departamento con el potencial más alto de producción de biogás por aves es la Libertad con alrededor de 72MW.

Tabla 4.8.11 Estimación de Generación Eléctrica y Potencial de Potencia del estiércol de Aves de corral

	CG*	GENERACION DE ELECTRICIDAD ESTIMADA (MWh/year)	POTENCIAL ESTIMADO (kW)
AHUACHAPAN	2,687.6	12,033	1,374
SANTA ANA	2,949.7	13,206	1,508
SONSONATE	2,683.6	12,015	1,372
Total R.Occidental	8,320.9	37,254	4,253
CHALATENANGO	1,182.2	5,293	604
LA LIBERTAD	141,901.7	635,312	72,524
SAN SALVADOR	15,823.8	70,845	8,087
CUSCATLAN	4,053.5	18,148	2,072
LA PAZ	7,929.7	35,502	4,053
CABAÑAS	2,272.8	10,176	1,162
SAN VICENTE	1,419.6	6,356	726
Total R.Central	174,583.4	781,632	89,227
USULUTAN	832.9	3,729	426
SAN MIGUEL	3,138.6	14,052	1,604
MORAZAN	723.8	3,241	370
LA UNION	648.1	2,902	331
Total R.Oriental	5,343.5	23,923	2,731
TOTAL	188,247.7	842,810	96,211

(Fuente: MAG/ Censo de Agricultura, Octubre 2007)

4.8.1.3 Desechos Industriales

A. Beneficio de Café

Existe un Beneficio de café que usa biogás a partir de los desechos industriales. Este Beneficio de café se encuentra localizado en la ciudad de Quezaltepeque en el Departamento de la Libertad. Está localizado a 15 kilómetros de la capital. El Beneficio procesa alrededor de 3,450 ton de granos de café, por año. El consumo eléctrico por año es de 475 MWh. La planta tiene el permiso ambiental concedido por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN). La siguiente tabla muestra la cantidad de desecho del Beneficio. La cantidad de producto final es de 3,686.69 toneladas por año.

Tabla 4.8.12 Desechos del Beneficio de Café

Desechos	Cantidad de Desechos (Ton/año)
Pulpa	5,339.16
Mucilago	1,067.83
Pergamino húmedo	1,601.75

(Fuente : Preparado por el Equipo de Estudio JICA basado en información del Beneficio Atapasco.)

El promedio mensual de aguas residuales para reciclaje es de 61.85 m³. También el número total de días de operación del ingenio durante la temporada de cosecha, de septiembre a febrero, es de 176 días. Así, el total de aguas residuales es de 247.4 m³/por temporada. El agua residual también es reciclada en un centro de tratamiento. El agua reciclada es usada para reducir el consumo de agua del beneficio. Al final del proceso de tratamiento los lodos son quemados. La cantidad de lodos es alrededor de 2.5 m³ por año. El lodo es secado y depositado en las tierras de cultivo. Existe además otro tratamiento para las aguas residuales que usa un flujo ascendente de un manto anaeróbico de lodo (UASB) biorreactor. Este reactor trata el agua residual y produce biogás del agua proveniente de la despulpadora de café. Este tipo de reactores son usados para aguas residuales con una gran cantidad de material orgánico.



(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Figura 4.8.7 UASB

El agua residual es introducida al digestor. Además, basado en la experiencia de operación, el digestor puede reducir el DBO de 12,000 a 200 con las operaciones apropiadas. El reactor UASB produce biogás en una cantidad aproximada de 600-700 m³/día. El biogás producido (metano) es quemado en la torre de incineración, y no es usado como una fuente de energía para el ciclo de procesos del ingenio. El consumo anual de energía del ingenio es de 475 MWh. También, ha sido considerado la introducción de sistemas de generación de energía eléctrica usando el biogás producido o la tecnología de gasificación, sin embargo el costo inicial para estos sistemas es bastante elevado y no es asequible, este ronda en los US\$2,000,000.

4.8.1.4 Aguas Residuales

De acuerdo al MARN, los reservorios naturales han sido contaminados por el agua industrial y esto ha ocasionado el deterioro de la calidad del agua en el país. Básicamente todos los contaminantes son emitidos por actividades humanas. Altas concentraciones de materiales orgánicos e inorgánicos han deteriorado los cuerpos de agua. En El Salvador, el índice de la calidad de agua, el cual es llamado Índice de Calidad de Aguas (ICA), ha sido usado para monitorear la calidad de aguas de los ríos y de los recursos naturales del agua en el país. El ICA ha sido usado desde el 2002 con el propósito de estudiar la reducción de contaminación de los ríos y el monitoreo de la calidad del agua para vida acuática. La tabla 4.8.13 muestra los parámetros de calidad del agua.

Tabla 4.8.13 Parámetros del ICA y el Peso

Parámetros	Unidades	Peso
Oxígeno disuelto	% saturación	0.17
Coliformes	NMP/100 mL (Numero Máximo)	0.15
pH	pH	0.12
DBO	mg/L	0.10
Nitrato	mg/L	0.10
Fosfato	mg/L	0.10
Temperatura (Cambio)	C	0.10
Turbidez	UNT	0.08
Total de sólidos disueltos	mg/L	0.08

(Fuente: MARN (2009))

La expresión matemática del ICA es la siguiente:

$$ICA = \left[\sum_{i=1}^9 (Sub\ i) W_i \right]$$

Donde:

W_i : Peso relativo para cada parámetro (Sub_i). El rango es entre 0 y 1, la suma de todos los pesos es 1.

Sub_i: Sub índice del parámetro i.

Tabla 4.8.14 Rango del ICA

Calidad del Agua	Rango del ICA	Usos
Excelente	91 a 100	Promueve el desarrollo de vida acuática
Buena	71 a 90	Promueve el desarrollo de vida acuática
Regular	51 a 70	Restringe el desarrollo de vida acuática
Mala	26 a 50	Restringe el desarrollo de vida acuática
Pésima	0 to 25	No hay vida acuática

(Fuente: MARN (2009))

De acuerdo al MARN, la calidad del agua fue monitoreada en 124 sitios. No existían sitios que hayan sido categorizados por el ICA de poseer una excelente o buena calidad del agua. Sin embargo, 60% de los sitios monitoreados fueron categorizados de poseer una regular calidad del agua. Adicionalmente, 31% de los sitios monitoreados fueron categorizados como de mala calidad del agua y el resto 9% fueron categorizados de poseer pésima calidad del agua. En el caso de pésima calidad, podría ser posible la producción de metano y de otros gases debido a la falta de oxígeno.

Información de las plantas de tratamiento de aguas residuales fue obtenida de ANDA. Para estimar la producción de biogás a partir de las aguas residuales, es necesario comprender la situación actual de dichos centros. Es necesario conocer información de todas las plantas de tratamiento del agua del país para estimar el desarrollo de producción del biogás a partir de las plantas de tratamiento. Existen 66 plantas que no tienen la suficiente capacidad para producir biogás. La tabla 4.8.1.5 muestra las 18 plantas de tratamiento del agua las cuales suplen las necesidades de más de 10,000 beneficiarios. La tabla también muestra las plantas de tratamiento de agua que pertenecen o que son administradas por ANDA. La tabla también muestra la capacidad instalada, el volumen de agua y el tipo de tratamiento. Además, muestra el número de personas que son beneficiadas por cada planta de tratamiento.

La información indicada en la tabla es útil para estimar la producción de biogás. Sin embargo, es necesario tener información más específica producto del análisis de agua para poder estimar el volumen total y los componentes de biogás.

Tabla 4.8.15 Plantas de Tratamiento del Agua (Más de 10,000 Beneficiarios)

Departamento	Nombre de la Planta y Tipo de Tratamiento	Número de Beneficiarios	Capacidad (Lt/s)	Volumen (m ³)	Lugar de Descarga
Ayutuxtepeque	Urb. La Santísima Trinidad, Sedimentos y filtro percolador	24,000	41.67	26.04	-
Cuscatancingo	Urbanización Ciudad Futura, Tanque de sedimentos y filtro percolador	15,000	26.04	26.04	Rio El Changuito
Santa Tecla	Urbanización Alpes Suizos I, Sedimentos y filtro percolador	10,086	17.51	-	Quebrada La Reynaga
Ilopango	Urb. AltaVista I, Sedimentos y filtro percolador	21,000	36.46	31.25	Quebrada Amayo
	Urb. AltaVista II, Sedimentos y filtro percolador	15,000	26.04	20.83	Quebrada Amayo
	Urb. Cumbres de San Bartolo, Sedimentos y filtro percolador	16,800	29.17	5.73	Quebrada Amayo
	Urb. Cumbres de San Bartolo II, Sedimentos y filtro percolador	16,775	29.12	-	Quebrada Amayo
	Urb. Vista al Lago, Sedimentos y filtro percolador	21,000	36.46	2.08	-
La libertad	Urb. Camposverdes de Lourdes, Sedimentos y filtro percolador	18,000	31.25	20.83	Rio Sucio
	U. Camposverdes de Lourdes II, Reactor anaeróbico y filtro anaeróbico	18,000	31.25	-	Rio Colon
	Urb. Complejo Lourdes, Tanque séptico y filtro anaeróbico	18,000	31.25	15.20	Rio Colon
	Urbanización Nuevo Lourdes, RAFA y filtro anaeróbico	24,000	41.67	10.20	Rio Colon
	Urb. Brisas de Zaragoza, Lodos activados	12,000	20.83	1.56	Rio San Antonio
La Paz	Municipio. de Santiago Nonualco, Lagunas de estabilización	12,000	20.83	12.80	Rio Jalponga
	Urbanización Montelimar, Sedimentos y filtro percolador	12,720	22.08	20.83	-
	Urb. Santa Isabel El Pedregal, Sedimentos y filtro percolador	24,000	41.67	2.08	Rio Jiboa
San Miguel	Municipio El Transito, Tanque Imhoff y lagunas	10,566	18.34	-	-
	Urbanización Ciudad Paraíso, Reactor anaeróbico de flujo ascendente y filtro anaeróbico	12,000	20.83	5.70	-

(Fuente: ANDA)

4.8.2 Barreras para la introducción

Para la planta de biogás del relleno sanitario de Nejapa se ha conducido un estudio de factibilidad por una empresa canadiense, bajo el auspicio del Programa de Cooperación Industrial (CIDA, por sus siglas en inglés). Es necesario conducir estudios de factibilidad en otros rellenos sanitarios para futuras implementaciones. Actualmente, no hay leyes que prohíban el desarrollo de nuevos rellenos sanitarios en El Salvador. Sin embargo, todos los rellenos sanitarios deben cumplir con la Ley del Medio Ambiente, en el Artículo N° 52, y al “Programa Nacional para la Gestión Integral de Residuos Sólidos”.

4.8.3 Estudios relacionados y proyectos existentes y en funcionamiento

Es necesario profundizar y ampliar los estudios para desarrollar proyectos, relacionados con la obtención de biogás en los rellenos sanitarios de El Salvador.

4.8.4 Planes de desarrollo futuros

En la planta de generación de biogás del relleno de Nejapa, hay un plan para incrementar la capacidad de 6 hasta 10MW dependiendo de los recursos financieros. La máxima capacidad instalada en el relleno sanitario de Nejapa alcanzará los 25MW en un futuro cercano.

Tabla 4.8.16 Plan a Futuro de la Estación Generadora de Biogás de Nejapa

Plan a Corto plazo	10 MW
Plan a Largo plazo	25 MW

(Fuente: Equipo de Estudio JICA)

Capítulo 5 Revisión del Pronóstico de la Oferta y Demanda de Energía Eléctrica

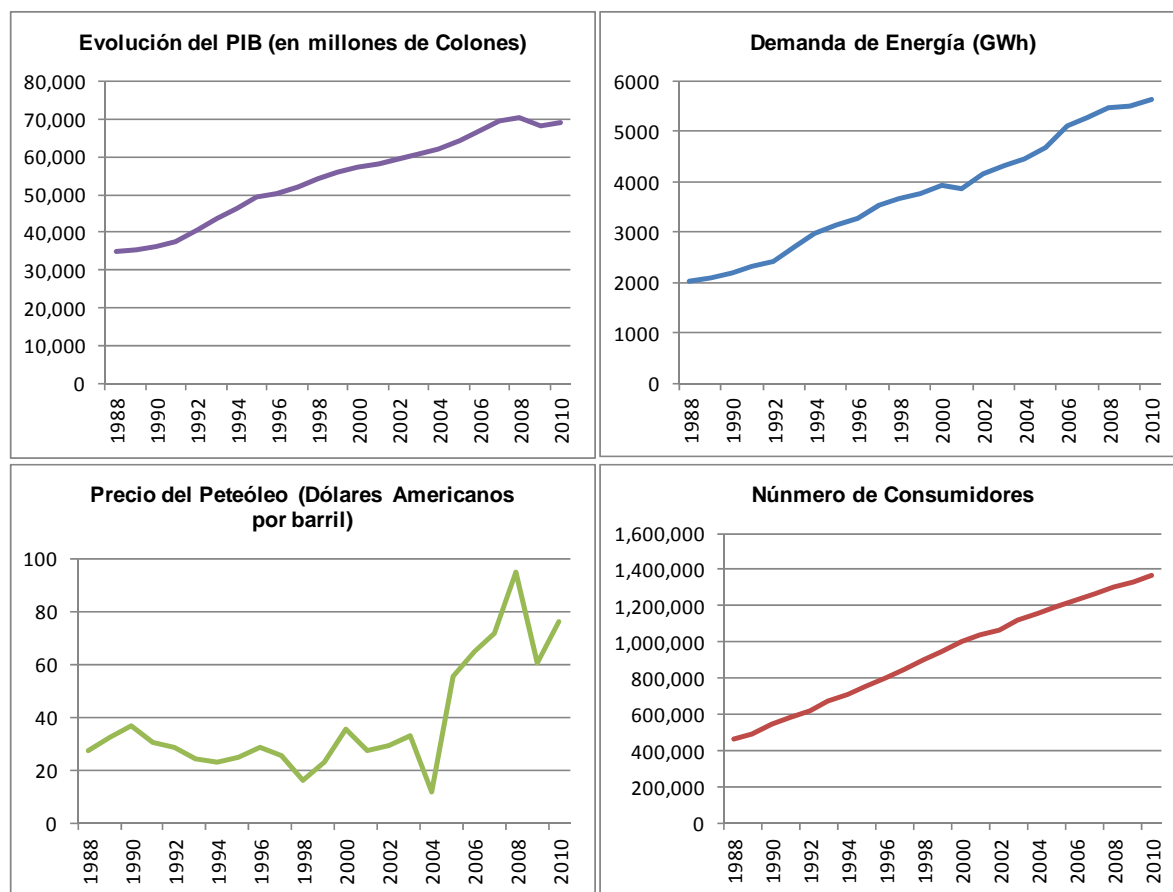
5.1 Revisión del Pronóstico de la Oferta y Demanda de Energía Eléctrica elaborado por el Gobierno

La dirección de Mercado Eléctrico del CNE elaboró un reporte donde proyectó la oferta y demanda de la energía eléctrica en representación del gobierno de El Salvador en agosto de 2011. El pronóstico de la demanda se realizó para los próximos 15 años, desde 2012 al 2026, con el propósito de estimar la demanda por año en base a la generación de energía anual. El CNE también preparó 6 distintos escenarios de desarrollo que teóricamente permiten satisfacer la demanda pronosticada. En total se toman siete escenarios distintos para estimar los costos marginales de la operación para los 15 años.

Los esquemas del pronóstico de la oferta y demanda son descritos a continuación.

5.1.1 Pronóstico de la Demanda de Energía

Para la proyección de la demanda de energía, tanto a corto como a largo plazo, existen diferentes métodos de estimación, en este estudio se ha optado por el de Regresión Lineal Múltiple. En términos generales, dicho método consiste en explicar la evolución de la demanda de energía en función de variables tales como el Producto Interno Bruto (PIB), precios de combustibles y energía eléctrica, demanda de energía eléctrica, número de consumidores finales, etc. En esta sección no se encuentra una explicación detallada del sistema de Regresión Lineal Múltiple, pero sí se retoman los datos utilizados para pronosticar los resultados. Sabiendo que el mercado mayorista de El Salvador es dinámico; en términos de los distintos participantes como el caso de los productores de energía su capacidad instalada puede variar año con año. Por lo tanto el pronóstico de la demanda se considera como de referencia para tres escenarios: Alto, de Referencia (base) y Bajo. Las variables utilizadas para el análisis y el resultado del pronóstico de la demanda de energía son descritos de manera gráfica en la Figura 5.1.1.



(Fuente: CNE)

Figura 5.1.1 Tendencia de los parámetros utilizados para el pronóstico de la demanda

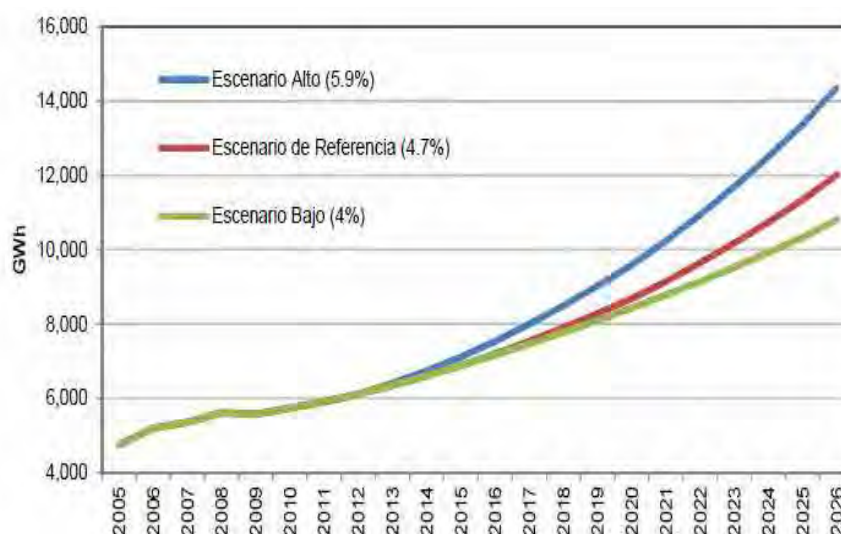
Asimismo, las condiciones de demanda específicas para el mercado eléctrico mayorista consideradas en las suposiciones de la demanda, proyectadas para un período de 15 años, desde el 2012 al 2026, se describen a continuación.

Condiciones

- Período del Estudio: desde el 2012 al 2026 (15 años)
- Referencia de Precio Constante: año 2010
- Tasa de Descuento: 12%
- Máxima capacidad de las unidades de generación eléctrica: 250 MW
- Área de estudio para el pronóstico: Sistema Eléctrico de El Salvador (sistema aislado, no se consideran las conexiones internacionales con Honduras y Guatemala)
- Confiabilidad del sistema de suministro de energía: 99.73% o más (interrupción de energía anual: menor a 24 horas)
- Número de escenarios: tres (Alto, de Referencia, Bajo)
- Suposiciones del PIB: La siguiente tabla es utilizada para pronosticar los 15 años del PIB.

Escenario \ Año	Pronóstico del PIB			
	2011 - 2012	2013 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2026
Alto	2.8%	4.0%	4.5%	5.0%
Referencia	2.8%	3.0%	3.5%	4.0%
Bajo	2.8%	3.0%	3.0%	3.0%

Al aplicar las condiciones anteriores, se pueden obtener los resultados mostrados en la Figura 5.1.2 (gráfica y tabla). En un Escenario de Referencia para 15 años se espera que la demanda sea más del doble que la demanda actual.



Año	Pronóstico de Demanda Escenario de Referencia (GWh)	Demanda Pico de la Demanda Escenario de Referencia (MW) Reference Scenario
2005	4,744.80	829
2006	5,197.00	881
2007	5,352.60	906
2008	5,614.10	943
2009	5,574.80	906
2010	5,734.10	948
2011	5,906.10	976.2
2012	6,108.10	1,009.50
2013	6,346.30	1,048.90
2014	6,604.60	1,091.60
2015	6,877.10	1,136.60
2016	7,193.60	1,188.90
2017	7,536.60	1,245.60
2018	7,900.20	1,305.70
2019	8,283.10	1,369.00
2020	8,685.20	1,435.50
2021	9,146.30	1,511.70
2022	9,646.60	1,594.40
2023	10,179.70	1,682.50
2024	10,744.20	1,775.80
2025	11,340.80	1,874.40
2026	12,016.10	1,986.00

(Fuente: CNE)

Figura 5.1.2 Pronóstico de la demanda para tres escenarios y valores para el escenario de Referencia

5.1.2 Plan de Expansión de la Generación

5.1.2.1 Condiciones aplicadas en el Plan de Expansión de la Generación

El CNE preparó 6 escenarios para el plan de expansión de la generación para satisfacer la demanda pronosticada en las secciones anteriores. Los proyectos de energías renovables individuales a corto y mediano plazo son considerados en el plan de expansión de la generación y sus características principales se detallan a continuación en la tabla 5.1.1. Es importante mencionar que algunos de los datos de costo mostrados en la tabla son del año 2007, por lo tanto, es necesario actualizar dichos datos con la información más reciente disponible.

Tabla 5.1.1 Proyectos de Generación de Energías Renovables a Corto y Mediano Plazo

Nombre del Proyecto	Tipo	Potencia Generada (MW)	Costo de Inversión (US\$/kW)	Costo de Operación Anual (\$/kW)	Año Esperado para su Instalación
Chaparral Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	66.1	4,997	16.9	2015
Expansión 5 de Noviembre	Hidroeléctrica	80	2,208	16.9	2016
Cimarrón Hidroeléctrica	Hidroeléctrica	261	2,871	16.86	2022
Optimización Ahuachapán	Geotérmica	5.00	6,066	55.0	2015
Berlín Unidad 6	Geotérmica	4.85	4,273	55.0	2016
Berlín Unidad 5	Geotérmica	26.46	2,890	55.0	2017
Chinameca Geotérmica	Geotérmica	47.25	2,359	55.0	2017
Expansión La Cabaña	Biomasa	15	2,000 (*)	—	2015 (*)
Expansión El Ángel	Biomasa	15 (10 MW de retiro, 25 MW generado)	960 (*)	—	Nov. 2011 (*)

(Fuente: CNE, Equipo de Estudio JICA) (*): de acuerdo con resultados de entrevistas por el Equipo de Estudio JICA.

Aparte de los proyectos mencionados anteriormente, varios proyectos adicionales de empresas de propiedad estatal (CEL por ejemplo) y compañías privadas fueron considerados al formular el plan de expansión de la generación. Para formular este plan fue aplicado el método de menor costo basado en los costos de generación de cada proyecto. Los siguientes proyectos candidatos para el desarrollo de energía térmica fueron utilizados para formular dicho plan.

Tabla 5.1.2 Proyectos Candidatos de Energía Térmica para satisfacer el incremento de Demanda

Tipo	Potencia Generada (MW)	Costo de Inversión (\$/kW)	Costo fijo de O&M (\$/kW-año)	Costo Variable de O&M (\$/MWh)	Año esperado para su Instalación
Turbinas de Gas	100	885	9.7	2.7	2014
Motores a diesel	100	1,700	47.1	7.5	2014
Ciclo Combinado GNL	250	1,349	30.4	1.7	2016
Turbina a Vapor (Carbón)	250	3,028	33.8	2.1	2016
Motores a GNL	100	1,700	47.1	7.5	2018

(Fuente: CNE)

5.1.2.2 Plan de Expansión de la Generación para el Escenario de Referencia

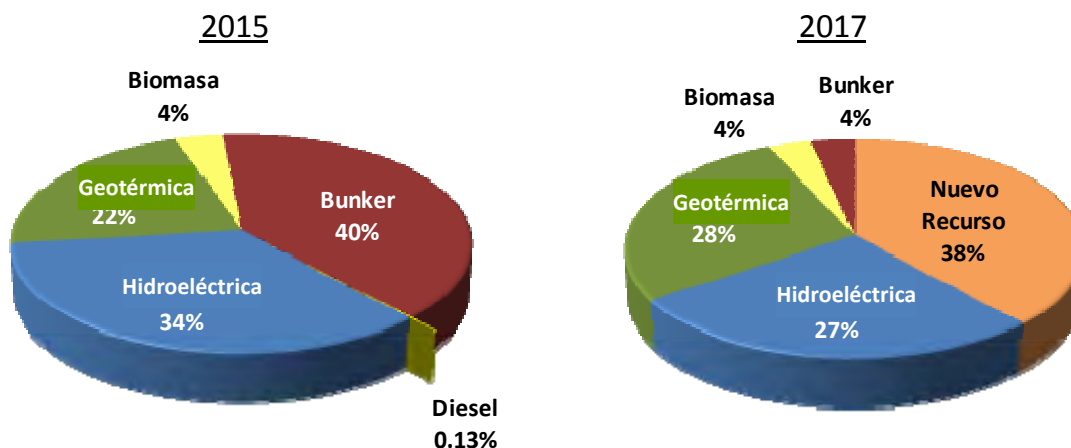
El CNE llevó a cabo la simulación de escenarios utilizando las condiciones mostradas en la sección anterior y formuló, en base a estas, un plan de expansión de la generación para el escenario de referencia. Los resultados se muestran en la tabla 5.1.3. La capacidad total de energía renovable (incluyendo medianas y grandes centrales hidroeléctricas de más de 20MW) es de 289 MW, como se muestra en las filas de la tabla sombreadas de gris, y esto representa el 18% de la inyección total (1,589 MW).

Tabla 5.1.3 Plan Indicativo de Desarrollo de Energía (Escenario de Referencia)

Año de Instalación	Nombre del Proyecto	Potencia Generada (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel (Biomasa)	15
2012	Contrato Xacbal (Hidroeléctrica)	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña (Biomasa)	15
2015	Hidroeléctrica Chaparral (Hidroeléctrica)	66
	Optimización Geotérmica Ahuachapán. (Geotérmica)	5
2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre (Hidroeléctrica)	80
	Geotérmica Berlín, Unidad 6 (Geotérmica)	5
	Ciclo Combinado Gas Natural –a	250
	Ciclo combinado Gas Natural –b	107
2017	Central Geotérmica Chinameca (Geotérmica)	47
	Geotérmica Berlín, Unidad 5 (Geotérmica)	26
	Ciclo Combinado Gas Natural – b	143
2019	Motores de media velocidad, gas natural	100
2020	Motores de media velocidad, gas natural	100
2021	Motores de media velocidad, gas natural	100
2023	Ciclo combinado Gas Natural – c	250
2026	Ciclo combinado Gas Natural – d	250
Subtotal por Energía Térmica		1,300
Subtotal por Fuentes de Energía Renovables		289
Total		1,589

(Fuente CNE)

Como visto en la tabla anterior, el gobierno de El Salvador tendría que introducir intensivamente recursos de energía renovables desde el 2011 hasta el 2016 para renovar drásticamente la matriz energética del país. Dicha intención es simulada en la Figura 5.1.3. y propone disminuir la dependencia en la generación térmica convencional.



(Fuente: CNE)

Figura 5.1.3 Cambio de la Matriz Energética a corto plazo propuesto por el Plan de Expansión de la Generación Eléctrica

La Figura 5.1.4 muestra los cambios de la matriz energética en términos del monto de producción anual de energía para un período de 15 años, desde el 2012 hasta el 2026 (mismo período en la formulación del plan de expansión de la generación). Esta figura también muestra los cambios drásticos en la matriz energética entre el 2015 y 2017 al remplazar centrales térmicas convencionales por recursos de energía renovables o energía térmica por gas natural, esto finalmente mejora la matriz energética.

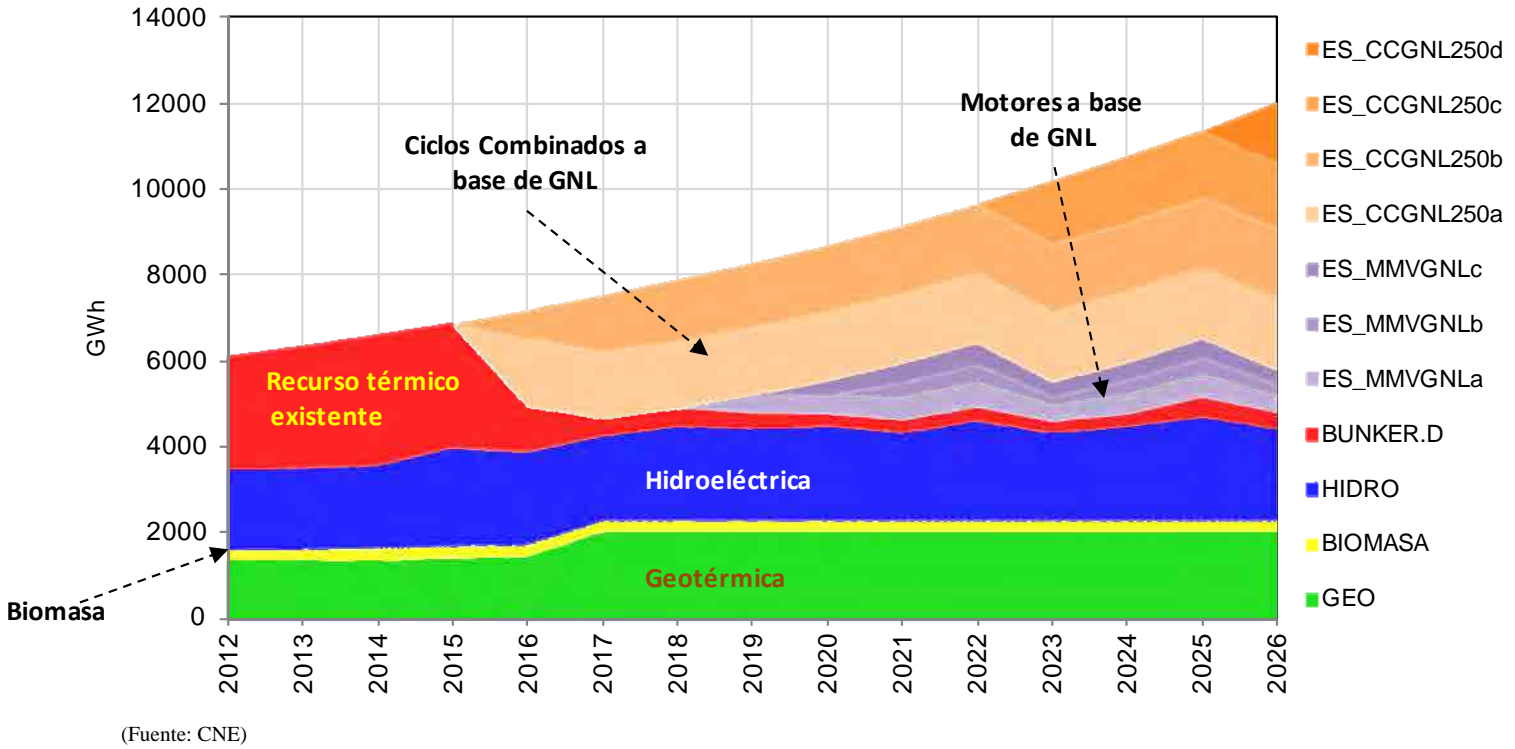
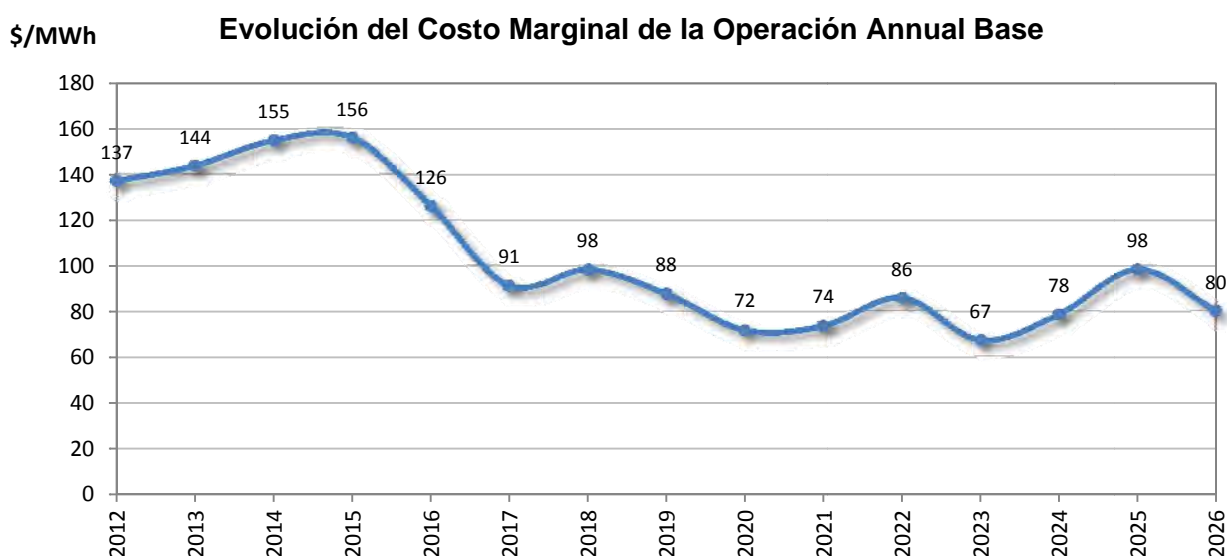


Figura 5.1.4 Cambio de cantidad de generación eléctrica por tipo de fuente de energía

Además, el gobierno tendría que intentar reducir los costos en la generación de energía a largo plazo a través de cambios drásticos en las fuentes de generación de energía antes mencionadas. La Figura 5.1.5 presenta el resultado de una simulación del costo marginal para la operación anual. Del resultado de la simulación, se puede ver como el gobierno de El Salvador podría disminuir el nivel del costo actual de generación de 140 a 160 US \$/MWh (14 a 16 centavos de US \$/kWh) a un nivel de 70 a 100 US\$/MWh (7 a 10 centavos de US\$ /kWh) al cambiar la matriz energética en los próximos cinco años.

Para obtener la matriz de energía antes mencionada el gobierno de El Salvador decidió introducir “un contrato a largo plazo a través de ofertas (periodo máximo de 15 años)” en agosto del 2011. El sistema se introdujo con el propósito de lograr (1) reducir el costo de producción de energía a través de ofertas, (2) obtener un suministro estable de energía basándose en contratos a largo plazo. En el pasado, los contratos a largo plazo se llevaban a cabo entre las compañías generadoras y las compañías distribuidoras por medio de negociaciones bilaterales. El plan concreto a realizar “contrato a largo plazo a través de ofertas” “Plan de adquisición de energía de 350 MW” el cual se encuentra en proceso. Información detallada del plan se encuentra descrita en la sub-sección 5.1.2.4.



(Fuente: CNE)

Figura 5.1.5 Resultados de Simulación de los costos marginales para la operación anual

5.1.2.3 Otros escenarios para el Plan de Expansión de la Generación

El CNE calculó el costo marginal de la operación para otros seis escenarios basados en el Escenario de Referencia de expansión. De acuerdo con los resultados de la simulación, el Escenario de Energías Renovables es competitivo en cuanto a términos de costo marginal, por tanto, es posible implementar este escenario. Sin embargo, de acuerdo al CNE el escenario de energía renovable solo toma en consideración el costo de desarrollo para los cálculos. Los costos de operación y mantenimiento no son considerados ya que información detalle de la misma no se encuentra disponible por el momento. Por lo tanto, es necesario comparar el costo marginal de operación al aplicar posibles costos de operación y mantenimiento actuales.

Tabla 5.1.4 Lista de Escenarios del Plan de Expansión de la Generación y los Costos Marginales de la Operación

Escenario	Inversión (Mill. USD)	Costo de Operación (Mill. USD)	Total (Mill. USD)	Costo Marginal de la Operación (USD /MWh)
De Referencia	977.91	2,280.2	3,258.11	111
Demanda Alta	1,062.02	2,672.9	3,734.92	120
Desfase Proyectos	973.33	2,302.8	3,276.13	108
Energía Hidroeléctrica Cimarrón	1,028.65	2,225.4	3,254.05	116
Inversión Alta CCGNL	1,005.29	2,298.5	3,303.79	115
Combustibles Altos	1,002.17	2,920.5	3,922.67	148
Energías Renovables	1,290.04	2,138.4	3,428.44	110

(Fuente: CNE)

En la Tabla 5.1.5 se presenta un Plan de Desarrollo para el Escenario de Energías Renovables. El aporte de los recursos de energías renovables se encuentra mostrado en las filas sombreadas de gris, incluyendo medianas y grandes centrales hidroeléctricas (mayores de 20 MW de capacidad), las cuales representan el 44% (680 MW) del desarrollo total de 1,530 MW. Este monto es más del doble comparado con los 289 MW obtenidos en el Escenario de Referencia. En el estudio se llevaran a cabo examinaciones para formular el plan maestro, enfocándose en dos escenarios representativos (1) el escenario de referencia descrito en la sub-sección 5.1.2.2 y (2) el escenario de energía renovable. Para la examinación se tomaran en cuenta los planes de desarrollo mas actualizados, preparados por compañías generadoras tales como CEL y LaGeo.

Tabla 5.1.5 Plan de Desarrollo para el Escenario de Energías Renovables

Año de Instalación	Nombre del Proyecto	Potencia Generada (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel (Biomasa)	15
2012	Contrato Xacbal (Hidro)	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña (Biomasa)	15
2015	Hidroeléctrica Chaparral (Hidro)	66
	Optimización Geotérmica Ahuachapán. (Geotérmica)	5
	Fotovoltaico – a	5
2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre (Hidro)	80
	Geotérmica Berlín, Unidad 6 (Geotérmica)	5
	Ciclo Combinado Gas Natural –a	250
	Ciclo combinado Gas Natural –b	250
	Pequeña Central Hidroeléctrica – a	10
2017	Central Geotérmica Chinameca (Geotérmica)	47
	Geotérmica Berlín, Unidad 5 (Geotérmica)	26
	Pequeña Central Hidroeléctrica - b	10
	Fotovoltaico - b	3
	Parque Eólico	42
	Térmico Solar Concentrado	50
2018	Fotovoltaico - c	10
2021	Motores de media velocidad, gas natural	100
2022	Ciclo combinado Gas Natural – c	250
	Cimarrón	261
Subtotal por Energía Térmica		850
Subtotal por Fuentes de energía renovables		680
Total		1,530

(Fuente: CNE)

5.1.2.4 Plan de Adquisición de Energía a 350 MW

Para llevar a cabo planes de expansión de generación que figuran en las subsecciones 5.1.2.2 y 5.1.2.3, el Gobierno de El Salvador planes para adquirir fuentes de energía por valor de 350 MW en total (en adelante, el plan se denomina como "350 MW de potencia Plan de Adquisiciones "). Los 350 MW de potencia Plan de Adquisiciones estaba preparado para lograr el "contrato a largo plazo a través de licitaciones" que fue anunciado en agosto de 2011. Importe previsto la contratación total es de 350 MW, que consiste en ciclo combinado a gas natural y fuentes renovables de energía, etc. contratos a largo plazo utilizado para llegar a la conclusión entre generadores y distribuidores a través de negociaciones bilaterales individuales. Su objetivo es reducir el los costos de adquisición de energía mediante la aplicación de los procedimientos de licitación en el contrato a largo plazo. Proceso de licitación para "350 MW de potencia Plan de Adquisiciones", coordinada por una empresa de distribución de DELSUR como una ventana. Oferta se cerró en diciembre de 2011 y el resultado se dará a conocer en el primer trimestre de 2012. el poder suministro a través del "Plan de 350 MW de adquisición de electricidad" se iniciará a partir del año 2016.

5.2 Evaluación preliminar para determinar cuántos proyectos en Energías Renovables pueden introducirse en la matriz energética.

Como se encuentra descrito en la sub-sección 5.1, el CNE preparo varios escenarios para el plan de expansión de generación. Los objetivos del estudio son “Escenario de Referencia” y “Escenario de Energía Renovable”. Los cuales están basados en la recolección de material e información (descritos en el capítulo 4), durante la etapa inicial del estudio (etapa de recolección y examinación), ambos escenarios fueron revisados y examinados. Ambos escenarios están basados en planes actualmente en existencia desarrollados por compañías generadoras. Por lo tanto estos escenarios pueden ser tomados de manera apropiada.

Existen algunas posibilidades de retraso en el tiempo de la instalación de los distintos proyectos individuales debido a la situación económica y social, debido a que algunos de los proyectos planeados pertenecen a empresas privadas. En estos casos, es necesario ajustar los detalles del escenario, mas sin embargo, este escenario a largo plazo para los próximos 15 años también puede ser considerado como apropiado.

5.3 Consistencia entre los Planes de Proyectos de Desarrollo de Electricidad y la Introducción de las Energías Renovables

De los dos escenarios descritos en la sección anterior llamadas de la siguiente manera escenarios de “Referencia” y “Energía Renovable”, se examina su consistencia con el plan de desarrollo de energía.

“Escenario de Referencia” consiste de gas natural para termo energía de mas del 80%. Se llevaron a cabo estudios tomando en consideración el factor de planta de gas natural de termo energía a 70%, se confirmo que la generación de energía era satisfactoria para la demanda por los siguientes 15 años. En el escenario de referencia, la proporción de las fuentes de energía renovable incluyendo de las medianas y grandes hidroeléctricas, es menor del 20%.

“Escenario de Energía Renovable” consiste de un 44% de fuentes de energía renovable (incluyendo medianas y grandes hidroeléctricas) y 56% de termo energía proveniente del gas natural. Debido a la alta proporción de las fuentes de energía renovable con plantas de bajo desarrollo como la foto voltaica y la eólica, es importante confirmar el suministro de energía al momento de estas ser introducidas. Por el momento parece ser que el escenario a sido preparado tomando en cuanta las fuentes de energía renovable como máximo y compensando el balance por medio de la termo energía proveniente del gas natural. Por lo tanto el escenario puede ser considerado como consistente con el plan de desarrollo de energía.

Para la formulación del plan maestro descrito en el capítulo 8, la consistencia del plan de desarrollo de energía será examinado minuciosamente.

Capítulo 6 Revisión de las Leyes, Reglamentos y Normas de las Redes de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica relacionadas con las Energías Renovables

El capítulo 6 presenta la revisión de las leyes, reglamentos y normas de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica relacionados con las energías renovables. En primer lugar se presentan las líneas generales de las leyes, reglamentos y normas relacionadas con las redes de transmisión y distribución. A continuación se presentan los problemas encontrados en las leyes, reglamentos y normas actuales para la conexión eléctrica de generadores a base de energías renovables a las redes de transmisión y distribución. Además, los problemas de conexión de los proyectos de generación eléctrica en base a energías renovables se explican y se agrupan en las siguientes tres categorías:

- Conexión de pequeñas centrales hidroeléctricas,
- Conexión de fuentes de energía inestables tales como energía solar fotovoltaica (FV) y eólica, y
- Conexión de otras fuentes de energías renovables tales como energía geotérmica y biomasa.

Por otra parte, se explica la demarcación de funciones y áreas relacionadas a la generación, transmisión y distribución, pérdidas eléctricas de transmisión y distribución y las medidas para la reducción de estas pérdidas, de conformidad con lo requerido por el CNE.

6.1 Líneas Generales de las Leyes, Reglamentos y Normas de las Redes de Transmisión y Distribución

En cuanto a las normas sobre redes de transmisión y distribución, estas se pueden clasificar en cuatro categorías: las leyes y reglamentos del sector eléctrico en general, las normas para la interconexión eléctrica, las normas para la operación y las especificaciones de los equipos eléctricos.

En la Tabla 6.1 se mencionan en forma resumida las leyes, reglamentos y normas relacionadas a las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Tabla 6.1.1 Leyes, reglamentos y normas relacionadas a las redes eléctricas de transmisión y distribución

No.	Categoría	Documentos	Objetivos
1	Leyes y reglamentos del sector eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Ley General de Electricidad (Decreto Legislativo No. 843, 1996) ◆ Reglamento de la LGE (Decreto Ejecutivo No. 70, 1997) 	Regular las actividades privadas o públicas relacionadas a la generación, transmisión distribución y comercialización de la energía eléctrica en El Salvador.
2	Normas Técnicas para la Interconexión a las Redes de Transmisión y Distribución	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión (Acuerdo SIGET 30-E-2011, Enero 2011) 	Determinar los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a las interconexiones eléctricas entre operadores con el fin de garantizar el principio de libre acceso a las instalaciones de transmisión y distribución, así como la calidad y seguridad del sistema.
3	Normas Técnicas para la Operación de las Redes de Transmisión y Distribución	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (Acuerdo SIGET No. 335-E-2011, Julio 2011) <ul style="list-style-type: none"> - Anexo 10 – Operación en Tiempo Real. - Anexo 12 – Normas de Calidad y Seguridad Operativas ◆ Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución (Acuerdo SIGET No. 192-E-2004, Diciembre 2004) <ul style="list-style-type: none"> - Calidad del suministro o servicio técnico (interrupciones). - Calidad del producto técnico suministrado (niveles de tensión, perturbaciones en la onda de voltaje). - Calidad del servicio comercial (atención al usuario, medios de atención al usuario, precisión de los elementos de medición) 	<p>Definición de normas técnicas, métodos y/o procedimientos desarrollados por la UT para la operación del sistema de transmisión, considerando aspectos de calidad y seguridad.</p> <p>Regular los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la Red de Distribución.</p>
4	Especificaciones Técnicas de Equipos	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos de América (NEC, en inglés), edición en español del 2008 (NFPA, 2008). ◆ Normativa de Construcción para Redes de 46 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kV y 120/240 V (Acuerdo SIGET No. 66-E-2001, Marzo 2001) 	Contiene las exigencias de seguridad y calidad, para todas las personas naturales o jurídicas que tengan relación con trabajos de diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

(Fuente: Equipo de Estudio de JICA)

A continuación se describen aspectos importantes de las leyes, reglamentos y normas aplicables en El Salvador relacionadas a las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica.

6.1.1 Ley General de Electricidad (Decreto Legislativo No. 843, 1996)

La Ley General de Electricidad (LGE) fue creada para regular las actividades privadas o públicas relacionadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en El Salvador. Dentro de los puntos más importantes relacionados a las redes de transmisión y distribución se tiene lo siguiente:

- La red de transmisión es definida como el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en voltajes mayores o iguales a 115 kV. La red de distribución queda definida para equipos de transporte de energía eléctrica en voltajes menores a 115 kV. La interconexión es definida como el enlace que permite a dos operadores la transferencia de energía eléctrica entre sus instalaciones.

- Se permite el libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución, sin más limitaciones que las señaladas por la Ley.
- Los transmisores y distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y la utilización de las mismas para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.
- La Unidad de Transacciones (UT) se encarga de operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros.

Es importante resaltar que la red de transmisión pertenece a la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), quien realiza el mantenimiento de la misma. También cada empresa de distribución realiza la administración de sus redes e informa a la SIGET aspectos técnicos de su operación.

6.1.2 Reglamento de la LGE (Decreto Ejecutivo No. 70, 1997)

El Reglamento de la LGE desarrolla los procedimientos necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en la LGE y es la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) la responsable de la verificación de su cumplimiento. Dentro de los puntos más importantes relacionados a las redes de transmisión y distribución se tiene:

- Las decisiones de operaciones que tome la UT, así como la facultad para controlar las unidades de generación y las instalaciones de transmisión, tendrán por objeto garantizar la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros.
- La UT deberá planificar y coordinar el despacho de las unidades generadoras y la operación de las instalaciones del sistema de transmisión con el objeto de abastecer la demanda al mínimo costo esperado de operación y de racionamiento, sujeto al cumplimiento de las normas de calidad y seguridad de servicio establecidas en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- Las actividades de distribución de energía eléctrica incluye el suministro instalación, mantenimiento y lectura del equipo de medición.
- Las expansiones o ampliaciones de los sistemas de transmisión y distribución que sean realizadas por los operadores, podrán efectuarse sin intervención de la SIGET siempre y cuando cumplan con las normas aceptadas por ésta.

6.1.3 Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión (Acuerdo SIGET No. 30-E-2011, Enero 2011)

Esta norma tiene por objeto determinar los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a las interconexiones eléctricas entre operadores con el fin de garantizar el principio de libre acceso a las

instalaciones de transmisión y distribución, así como la calidad y seguridad del sistema. Básicamente esta norma tiene aplicación en la etapa de estudios de prefactibilidad y factibilidad de cualquier tipo de proyecto que involucra la interconexión a las redes eléctricas. Dentro de los puntos más importantes relacionados a las redes de transmisión y distribución se tiene:

- Para realizar la interconexión se deberá presentar al transmisor o distribuidor la solicitud respectiva, que exprese las características técnicas del equipo o instalaciones a interconectar, el punto de interconexión, la potencia máxima a demandar o inyectar según el tipo de interconexión y la fecha esperada de puesta en servicio de la interconexión, además de los requisitos establecidos en los títulos III, IV, V y VII de la norma.
- Los títulos III, IV, V y VII establecen los requisitos establecidos para la interconexión a las instalaciones de distribución y transmisión, esto referido a factibilidad, solicitud de interconexión, estudios necesarios, construcción y entrada de operación, entre otros.
- Los involucrados en una interconexión, serán responsables de la operación y mantenimiento de las instalaciones de su propiedad que sean utilizadas para tal fin, a menos que de común acuerdo se especifique lo contrario en el contrato de interconexión.

6.1.4 Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (Acuerdo SIGET No. 335-E-2011, Julio 2011)

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de El Salvador. Los anexos del ROBCP contienen un conjunto de normas técnicas, métodos y/o procedimientos desarrollados por la UT para implementar los criterios y procedimientos generales definidos en el ROBCP. Dentro de los anexos más importantes relacionados a las redes de transmisión y distribución se tiene:

- El Anexo 10 (Operación en Tiempo Real) define las normas y procedimientos de la operación en tiempo real que deberán cumplir los participantes del mercado (e.g. distribuidor y transmisor) y define los lineamientos generales que utilizará la UT para poder restablecer el sistema de transmisión ante un colapso total o cero voltaje, de la manera mas rápida y eficiente, tomando en cuenta los criterios de seguridad.
- El Anexo 12 (Normas de Calidad y Seguridad Operativas) establece los niveles de desempeño mínimo para la calidad y seguridad del sistema de transmisión, requeridos tanto en operación normal como en emergencia. Dentro de estos se describen los siguientes aspectos técnicos: regulación de frecuencia, regulación de voltaje, contenido armónico, fluctuaciones de voltaje, equipos de protección, esquema de desconexión de carga (por baja frecuencia, bajo voltaje y sobrecarga), parámetros de operación del sistema, confiabilidad del sistema de generación y transmisión, entre otros.

6.1.5 Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución (Acuerdo SIGET No. 192-E-2004, Diciembre 2004)

Las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución (NCSSD) tienen por objeto regular los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la Red de Distribución, tolerancias permisibles, métodos de control y compensaciones respecto de los siguientes parámetros igualmente considerados e incorporados en la tarifa:

- La calidad del suministro o servicio técnico prestado, que está relacionado principalmente con las interrupciones del servicio,
- La calidad del producto técnico suministrado, que implica los elementos siguientes: niveles de tensión, perturbaciones en la onda de voltaje (flicker y tensiones armónicas),
- La calidad del servicio comercial que está relacionado con los elementos siguientes: atención al usuario, medios de atención al usuario, precisión de los elementos de medición.

Una última actualización a la norma se presenta en el Acuerdo SIGET No. 320-E-2011, el cual modifica las NCSSD y a la metodología para el control de la calidad del producto técnico.

6.1.6 Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos de América (NEC, en inglés), edición en español del 2008 (NFPA, 2008)

En el Acuerdo SIGET No. 294-E-2011 del 22 de Junio de 2011 se estableció adoptar como referencia el Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos de América (NEC, National Electrical Code en inglés), edición en español del año 2008, publicado por la National Fire Protection Association (NFPA) como estándar técnico para las instalaciones eléctricas de usuarios finales.

El NEC 2008 contiene las exigencias de seguridad y calidad, para todas las personas naturales o jurídicas que tengan relación con trabajos de diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas, incluyendo sus mejoras, ampliaciones e instalaciones provisionales o temporales. Este también contiene las exigencias de seguridad y calidad de todas aquellas personas naturales o jurídicas, que diseñen y construyan obras de infraestructura civil relacionadas con edificios, viviendas, condominios, alcantarillados, vías de tránsito, etcétera.

6.1.7 Normativa de Construcción para Redes de 46 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kV y 120/240 V (Acuerdo SIGET No. 66-E-2001, Marzo 2001)

Este documento está orientado a normar la construcción de redes de distribución eléctrica a 46 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kV y 240/120 V. Este documento tiene como objeto mejorar la calidad de la construcción por parte de contratistas, empresas distribuidoras e instituciones en general, relacionadas con este rubro.

Antes de la etapa de diseño, todos los proyectistas de redes de distribución tienen que consultar el plan de

expansión de redes de distribución en el que desee conectarse.

6.2 Problemas en las Leyes, Reglamentos y Normas Actuales de las Redes de Transmisión y Distribución Eléctricas al conectar proyectos de Energía Renovable en las redes

Los problemas de conexión de los proyectos de generación eléctrica en base a energías renovables se explican y se agrupan en las siguientes tres categorías:

- 1) Conexión de pequeñas centrales hidroeléctricas,
- 2) Conexión de fuentes de energía inestables tales (solar FV y eólica), y
- 3) Conexión de otras fuentes de energía renovables (geotérmica, biomasa, etc.).

6.2.1 Problemas al conectar pequeñas centrales hidroeléctricas

Las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) 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. Los principales problemas para la introducción de PCH's con capacidad de hasta 20 MW se mencionan a continuación. Sobre todo, se explica el permiso para conexión a la red y los problemas en las operaciones normales.

6.2.1.1 Permisos para la conexión a las redes eléctricas

En El Salvador los proyectos de PCH's 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 kV¹. La norma técnica de interconexión² 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.

En conclusión, no existe ningún problema en la normativa vigente en relación a los permisos para la conexión a las redes eléctricas.

6.2.1.2 Operación normal

A. Regulación de la tensión

Las tecnologías usadas en unidades generadoras de PCH's se clasifican en 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

¹ Las redes de distribución en El Salvador comprenden las instalaciones eléctricas en los niveles de tensión de 46 kV a 120/240 V, como las líneas de distribución y los transformadores. La red de transmisión comprende líneas de transmisión de 230 kV y 115 kV, transformadores de potencia en 115/46 kV, 115/23 kV y 115/34.5 kV.

² Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión (Acuerdo SIGET 30-E-2011, Enero 2011)

potencia reactiva. En el caso de los generadores síncronos operando como generación distribuida³, no se realiza control del voltaje, solamente se realiza un control constante del factor de potencia, que representa un pobre control de voltaje. Por otro lado, los generadores de inducción necesitan condensadores (fijos o por conmutación) para su operación y consumen energía reactiva, no ejecutan la regulación de voltaje.

La Norma técnica de calidad⁴ de la SIGET define las máximas desviaciones del voltaje en MT para la zona urbana: $\pm 6\%$, zona rural: $\pm 7\%$ y sistema aislado: $\pm 8,5\%$, esto para evitar daños en los equipos.

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

B. Pérdidas eléctricas

En general, las PCHs pueden reducir las pérdidas eléctricas en las redes vecinas de transmisión y distribución. Las PCHs utilizadas como generación distribuida pueden incrementar las pérdidas 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 (aumento de capacidad de las líneas, reajuste de los equipos de protección, entre otros).

Por lo tanto, es necesario definir normativas que contemplen el tamaño de las PCHs a ser conectadas a las redes de distribución para evitar un incremento en las pérdidas eléctricas.

6.2.1.3 Operación anormal

A. Formación de islas

Los sistemas de generación pueden ser operados como “isla” en el caso de redes rurales aisladas (por ejemplo, aquellas sin conexión a la red principal). Pero en el caso de la generación distribuida, se prohíbe la operación formando islas (por ejemplo, después de una falla) sea intencional o no intencional.

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

B. Esquemas de protección

Las PCH's poseen esquemas básicos de protección relacionados con el mínimo y máximo voltaje, mínima y máxima frecuencia y sobrecorriente, entre otros.

La norma técnica de la interconexión de la SIGET establece que los estudios de coordinación de la protección deben realizarse para los generadores que están conectados a redes de distribución y transmisión.

³ La generación distribuida se define comúnmente como aquella que está directamente conectada a las redes de distribución, muy próxima de los usuarios finales, y no tiene despacho centralizado.

⁴ Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución (Acuerdo SIGET No. 192-E-2004, Diciembre 2004).

Existen normas técnicas vigentes para los esquemas de protección, pero es necesario definir los esquemas de protección de las PCH's para evitar la operación no intencional en modo de "isla", cuando éstas están conectadas a las redes de distribución.

6.2.1.4 Calidad de la Energía

A. Flicker de voltaje

No se han reportado problemas de *flicker* de voltaje causados por las PCHs.

B. Distorsión armónica

No se han reportado problemas de distorsión armónica causados por las PCHs.

C. Fluctuaciones de voltaje (sag y swell)

No se han reportado problemas de fluctuación del voltaje causados por las PCHs.

6.2.1.5 Otros problemas

A. Mantenimiento

Los generadores síncronos requieren un control más complejo que los generadores de inducción, debido principalmente al control en la sincronización con los sistemas de transmisión y distribución, y al control del sistema de excitación.

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.

6.2.2 Problemas al conectar fuentes de energía inestables como solar FV y eólica

Las energías solar FV y eólica se desarrollan según la disponibilidad de los recursos naturales, como el sol y el viento, los cuales dependen de factores climáticos. Esas energías son clasificadas como fuentes de energía inestables, debido a que su generación es intermitente.

Los principales problemas de las fuentes energía inestables, tales como la energía solar FV o la eólica, son mencionados a continuación:

6.2.2.1 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 voltaje⁵ menores a 600 V. En forma concentrada, los proyectos solares FV son conectados a las redes de distribución en los niveles de MT de 13.2 kV, 23 kV y 46 kV. Actualmente no existen proyectos de energía eólica conectados a la red eléctrica en El Salvador; se espera que los proyectos futuros sean conectados a las redes de distribución en los niveles de MT 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 o eólica (de hasta 20 MW) la compañía distribuidora puede modificar y adaptar sus instalaciones para la conexión.

En conclusión, no existe ningún problema en la normativa vigente en relación a los permisos para la conexión a las redes eléctricas.

6.2.2.2 Operación normal

A. Regulación de voltaje

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.

Las tecnologías usadas en las unidades generadoras eólicas se clasifican en inversores estáticos, generadores síncronos y generadores asíncronos (o de inducción).

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 MT para la zona urbana: $\pm 7\%$, zona rural: $\pm 8\%$ y sistema aislado: $\pm 8.5\%$.

⁵ Código Nacional Eléctrico de los Estados Unidos de América (NEC, en inglés), 2008 (NFPA, 2008). El NEC 2008 ha sido definido como estándar técnico aplicable a las instalaciones eléctricas en El Salvador.

Para cumplir con la citada norma de la SIGET, es necesario definir si los generadores solar FV y eólicos deben regular activamente el voltaje en el punto de conexión eléctrica.

B. Pérdidas eléctricas

En general, los generadores solar FV y eólicos pueden reducir las pérdidas eléctricas en las redes vecinas de distribución.

Los generadores solares FV y eólicos utilizados como generación distribuida pueden incrementar las pérdidas eléctricas dependiendo de su ubicación y de la capacidad de generación. Análogamente que en el caso de PCHs, esto exigirá la modificación de algunas instalaciones eléctricas (aumento de capacidad de las líneas, reajuste de los equipos de protección, entre otros).

Por lo tanto, es necesario definir normativas que contemplen el tamaño (potencia) de los generadores solares FV y eólicos a ser conectadas a las redes de distribución para evitar un incremento en las pérdidas eléctricas.

6.2.2.3 Operación anormal

A. Formación de islas

En el caso de la generación distribuida, se prohíbe la operación formando islas (por ejemplo, después de una falla) sea intencional o no intencional.

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

B. Esquemas de protección

Los generadores solares FV poseen esquemas de protección básicos relacionados con los voltajes mínimos y máximos, la frecuencia mínima y máxima, potencia inversa, entre otros⁶. Los generadores eólicos poseen esquemas básicos de protección similares a los generadores solares FV, pero podría ser necesaria protección adicional para las máquinas síncronas o asíncronas.

La norma técnica de la interconexión de la SIGET establece que los estudios de coordinación de la protección deben realizarse para los generadores que están conectados a redes de distribución y transmisión.

Existen normas técnicas vigentes para los esquemas de protección, pero es necesario definir los esquemas de protección de los generadores solares FV y eólicos para evitar la operación no intencional en modo de “isla”, cuando estos están conectados a las redes de distribución.

⁶ Guías técnicas varias de interconexión de generadores solar FV (2011)

6.2.2.4 Calidad de la Energía

A. Flicker de voltaje

En las redes de distribución la causa más común del *flicker* de voltaje⁷ es la rápida variación de la corriente de carga de los generadores solar FV y eólicos. Las principales causas del *flicker* de tensión en redes de distribución son: arranque de grandes unidades de generación, variaciones grandes y repentinas debido a salida de generadores, e interacción del control entre generadores.

En particular, los generadores eólicos han sido considerados como una posible causa del *flicker* de voltaje debido a las variaciones de la turbina eólica o variaciones de salida de potencia. Sin embargo, el diseño de las turbinas eólicas modernas ha sido cambiado para que las grandes variaciones de la potencia de salida puedan ser efectivamente evitadas dentro de un período corto de tiempo.

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.

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

B. Distorsión armónica

Los armónicos generados por los clásicos inversores estáticos eran del tipo impar de baja frecuencia (3ra, 5ta, 7ma, etc.) Hoy en día, los inversores estáticos basados en IGBT producen armónicos de altas frecuencias, por ejemplo: 25ta, 35ta y mayores.

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.

C. Fluctuaciones de voltaje (sag y swell)

En las redes de distribución, la conmutación (salida) de una carga causa fluctuaciones de voltaje, lo cual es similar al efecto de la variación de potencia en la salida de un generador. Las variaciones de potencia generación solar FV y eólica están sujetas a variaciones diarias y estacionales. Por otro lado, dispositivos como el DVR (Dynamic Voltage Restorer) utilizados en los sistemas de almacenamiento de energía proporcionan una solución tecnológica para compensar las fluctuaciones de voltaje tipo *sag* en los sistemas de distribución.

No existen regulaciones respecto a las fluctuaciones de voltaje (*sag* y *swell*) de generadores conectados a las redes de distribución. Es necesario establecer dicha normativa.

⁷ El *flicker* de voltaje es una impresión de fatiga de la sensación visual inducida por un estímulo de luz..

6.2.2.5 Problemas adicionales

A. Mantenimiento

Tanto los paneles solares FV como las máquinas asíncronas (inducción) de los generadores eólicos son de bajo mantenimiento.

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.

6.2.3 Problemas al conectar otras fuentes de energía (geotérmica, biomasa, etc.)

La generación geotérmica en El Salvador es clasificada como convencional y tiene una participación importante en el despacho de generación del mercado mayorista. Otras fuentes de energía renovables como la biomasa y el biogás se están desarrollando en El Salvador y éstas dependen de la disponibilidad del recurso, por ejemplo, el bagazo para la energía de biomasa depende de los periodos de cosecha de la caña de azúcar.

Los principales problemas de otras fuentes de energía (geotérmica, biomasa y biogás) para su conexión a las redes de transmisión y distribución se mencionan a continuación:

6.2.3.1 Permisos para la conexión a las redes eléctricas

En el caso de la generación geotérmica, se considera su conexión directa a la red de transmisión en 115 kV, excepto en generación de ciclo binario la cual tiene capacidades menores a 5 MW.

La generación de biomasa puede ser desarrollada desde unos pocos MW hasta grandes capacidades (más de 20 MW). La generación de biogás y biomasa pueden desarrollarse hasta 25 MW. La generación de biomasa y biogás pueden conectarse a las redes de distribución en los niveles de MT 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.

En conclusión, no existe ningún problema en la normativa vigente en relación a los permisos para la conexión a las redes eléctricas.

6.2.3.2 Operación normal

A. Regulación de la tensión

La generación de energía geotérmica se base en generadores síncronos los cuales se caracterizan por presentar un adecuado control de voltaje. En cuanto a los sistemas de biomasa o biogás se puede utilizar generadores síncronos y asíncronos, dependiendo de la capacidad de generación.

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: $\pm 8,5\%$, esto para evitar daños en los equipos.

Para cumplir con la citada norma de la SIGET, es necesario definir si los generadores de biomasa y biogás deben regular activamente el voltaje en el punto de conexión eléctrica.

B. Pérdidas eléctricas

En general, la generación geotérmica puede reducir las pérdidas eléctricas en las redes vecinas de transmisión y distribución. Los generadores de biomasa y biogás utilizados como generación distribuida pueden incrementar las pérdidas eléctricas dependiendo de su ubicación y el tamaño (potencia) de la generación. Análogamente que en el caso de PCHs, esto exigirá la modificación de algunas instalaciones eléctricas (aumento de capacidad de las líneas, reajuste de los equipos de protección, entre otros).

Por lo tanto, es necesario definir normativas que contemplen el tamaño de los generadores de biomasa y biogás a ser conectadas a las redes de distribución para evitar un incremento en las pérdidas eléctricas.

6.2.3.3 Operación anormal

A. Formación de islas

Los sistemas de generación pueden ser operados como “isla” en el caso de redes rurales aisladas (por ejemplo, aquellas sin conexión a la red principal). Pero en el caso de la generación distribuida, se prohíbe la operación formando islas (por ejemplo, después de una falla) sea intencional o no intencional.

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

B. Esquemas de protección

La generación de energía geotérmica cuenta con dispositivos de protección similares a generadores de gran potencia. La generación de biomasa y biogás cuenta con esquemas de protección básicos como máxima y mínima tensión, máxima y mínima frecuencia, entre otros.

La norma técnica de la interconexión de la SIGET establece que los estudios de coordinación de la protección deben realizarse para los generadores que están conectados a redes de distribución y transmisión.

Existen normas técnicas vigentes para los esquemas de protección, pero es necesario definir los esquemas de protección de los generadores de biomasa y biogás para evitar la operación no intencional en modo de “isla”, cuando éstas están conectadas a las redes de distribución.

6.2.3.4 Calidad de la Energía

A. Flicker de voltaje

No se han reportado problemas de flicker de voltaje causados por generadores geotérmicos, de biomasa y biogás.

B. Distorsión armónica

No se han reportado problemas de distorsión armónica causados por generadores geotérmicos, de biomasa y biogás.

C. Fluctuaciones de voltaje (sag y swell)

No se han reportado problemas de fluctuación del voltaje causados por generadores geotérmicos, de biomasa y biogás.

6.2.3.5 Otros problemas**A. Mantenimiento**

En la generación de biomasa y biogás, los generadores síncronos requieren un control más complejo que los generadores de inducción, debido principalmente al control en la sincronización con los sistemas de transmisión y distribución, y al control del sistema de excitación.

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.

6.3 Delimitación de Funciones y Áreas de la Generación, Transmisión y Distribución

La Ley General de Electricidad (Decreto Legislativo No.843, 1996) norma las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Algunos conceptos definidos en esta Ley son mencionados a continuación:

- Alta tensión (AT): es el nivel de tensión igual o superior a 115 kV;
- Baja tensión (BT): es el nivel de tensión inferior a 115 kV;
- Conexión: es el enlace que permite a un usuario final recibir energía eléctrica de una red de transmisión o distribución;
- Usuario final: es quien compra la energía eléctrica para uso propio.
- Red de transmisión: es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en AT;
- Red de distribución: es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en BT.

También, la ley permite el libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución. Al respecto en la Sección III (de la Interconexión) señala que los transmisores y distribuidores estarán obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y la utilización de las mismas para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando esto represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas.

En general, los proyectos de generación a base de energías renovables se conectan a las redes de transmisión y distribución a través de punto de acoplamiento común (PAC). En la siguiente figura se observa los componentes principales de una conexión eléctrica de los proyectos de generación de energías renovables.

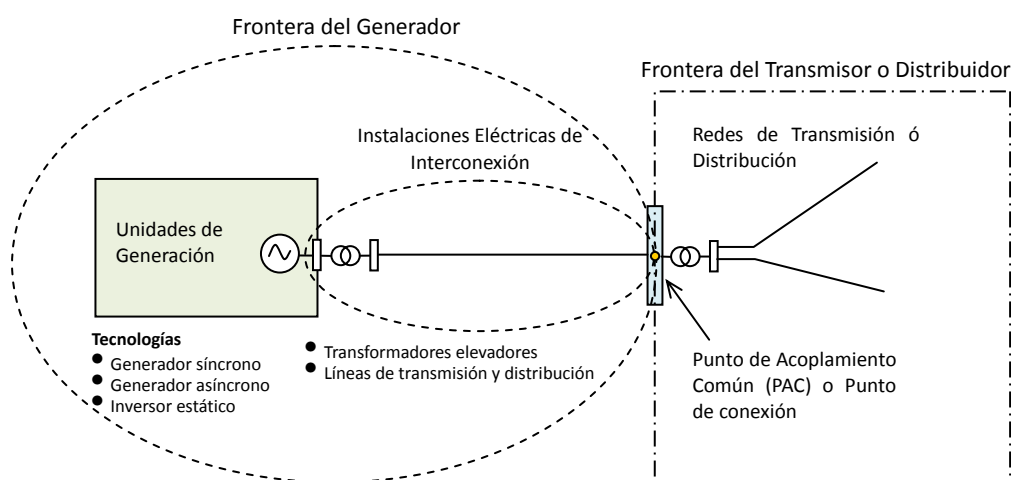


Figura 6.3.1 Relación entre el Transmisor, Distribuidor y el Generador

La demarcación del área correspondiente al generador, transmisor y distribuidor se muestra en la figura anterior. En el caso de la conexión a la red de transmisión, el generador pide al transmisor que realice las labores de mantenimiento de esas instalaciones. En el caso de la conexión a las redes de distribución el generador podría asumir las labores de mantenimiento. En los sistemas de transmisión y distribución, el

generador es propietario de las instalaciones eléctricas de interconexión.

A continuación se presentan la delimitación de áreas y funciones para generadores conectados en las redes de transmisión y distribución.

6.3.1 Generador conectado a la Red de Transmisión

Existe solo una empresa de transmisión llamada ETESAL, quien está encargada de la red de transmisión.

Los generadores se interconectan a la red de transmisión a partir los siguientes dos casos:

Caso I: Generador conectado en 115 kV

Caso II: Generador conectado a una subestación de transmisión en 23 kV o 46 kV.

En la Figura 6.3.2 se muestran las características técnicas de la interconexión de un generador a la red de transmisión.

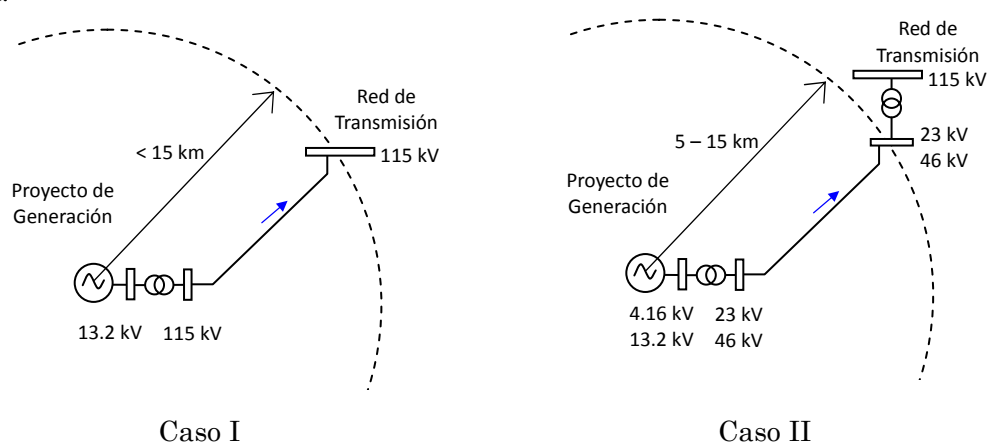


Figura 6.3.2 Generador interconectado a la Red de Transmisión

El Caso I corresponde a grandes proyectos de generación, mayores a 20 MW aproximadamente, ejecutados por la compañía hidroeléctrica CEL, compañía geotérmica LaGeo y las compañías térmicas Duke Energy, Nejapa Power e INE. Solamente los proyectos de LaGeo y CEL pueden considerarse basados en recursos renovables, pero en el caso de la CEL estos proyectos no son considerados pequeñas centrales hidroeléctricas (hasta 20 MW). Los proyectos se ejecutan estableciendo que la subestación de transmisión 115 kV debe estar cerca de la casa de máquinas. En este caso la línea de transmisión en 115 kV del proyecto es aproximadamente menor de 15 km.

El Caso II corresponde a proyectos de generación, mayores a 5 MW aproximadamente, ejecutados por compañías de biomasa CASSA e Ingenios El Ángel y La Cabaña. Estos proyectos se conectan a las subestaciones de transmisión, pero en las barras de 46 kV ó 23 kV. La longitud de las líneas de los proyectos varía entre 5 a 15 km, dependiendo de la ubicación del recurso primario.

Según el “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción” (Acuerdo SIGET No.335, Agosto 2011), en ambos casos el generador puede participar del mercado mayorista, principalmente porque están conectados a las redes de transmisión y

tienen una capacidad instalada mayor a 5 MW.

Según la “Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión” (Acuerdo SIGET No.30, Enero 2011), en el Título IV se establecen los procedimientos, requisitos y responsabilidades para la interconexión de un generador a las instalaciones del transmisor.

6.3.2 Generador conectado a las Redes de Distribución

Existen las siguientes empresas de distribución en El Salvador: CAESS, CLESA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, entre otras, y las cuatro primeras pertenecen a la compañía AES. Los generadores se interconectan a las redes de distribución a partir los siguientes dos casos:

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

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

En la Figura 6.3.3 se muestran las características técnicas de la interconexión de un generador a la red de distribución.

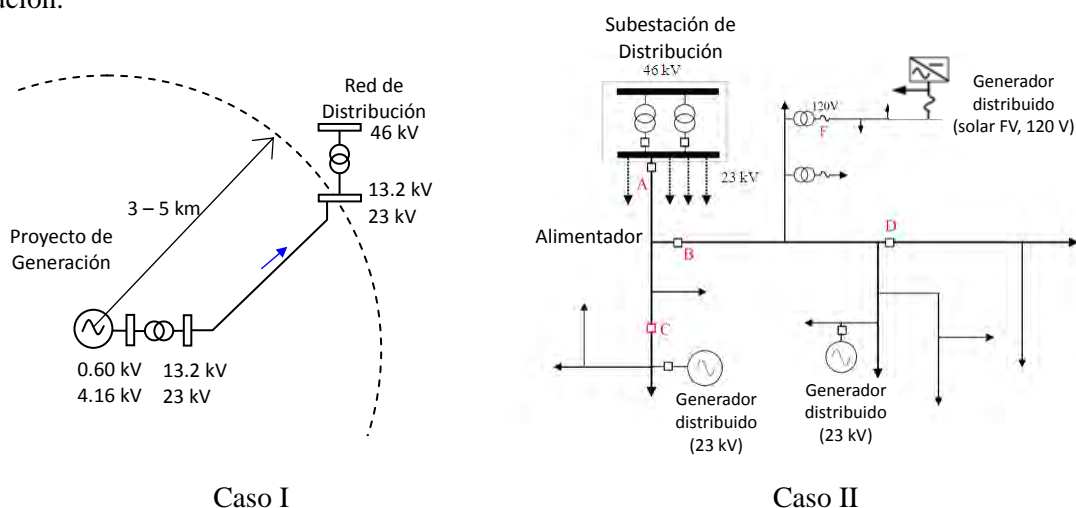


Figura 6.3.3 Generador interconectado a las Subestaciones de Distribución

El Caso I corresponde a proyectos de generación menores a 20 MW aproximadamente, ejecutados por diversas compañías hidroeléctricas como: CECSA, Hidroeléctrica Papaloate, Hidroeléctrica Sensunapan, entre otros. En este caso los proyectos son mayormente pequeñas 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 vez de conectarse a la 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 convertidores estáticos.

Según el “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción” (Acuerdo SIGET No.335, Agosto 2011), solo el Caso I podría participar del mercado mayorista, para esto debe garantizar una potencia mayor a 5 MW aún conectado a la red de distribución. El resto de generadores participarán del mercado minorista y establecerán contratos de suministro de acuerdo con “Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica” (Decreto Ejecutivo No.90, Noviembre 2000).

Según la “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 del distribución.

6.4 Pérdidas de Transmisión y Distribución

De acuerdo con el pedido del CNE, se realiza una evaluación de la situación actual de las pérdidas de transmisión y distribución. Además, se proponen medidas para reducir las pérdidas tanto en la transmisión como en la distribución.

Las pérdidas eléctricas se dividen en: potencia y energía. En la práctica las empresas eléctricas solamente registran las pérdidas de energía y este tipo de información será usada a continuación.

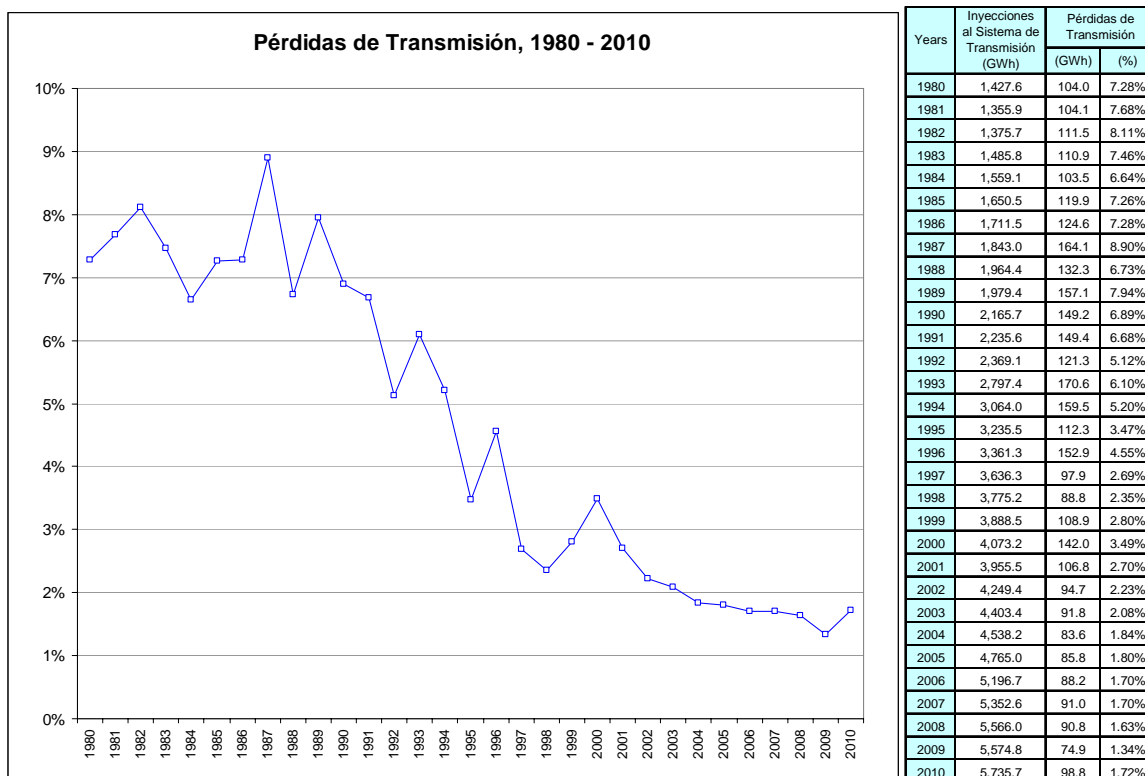
6.4.1 Situación Actual

6.4.1.1 Pérdidas de Transmisión

Las pérdidas de transmisión están relacionadas con las pérdidas producidas por el calentamiento de los conductores de las líneas y partes energizadas de los transformadores pertenecientes a la red de transmisión. Las pérdidas de transmisión son determinadas por la SIGET a partir de la información registrada por los medidores de las empresas de energía. Estas pérdidas son iguales a la diferencia entre la energía total inyectada (generación e importación de energía del SIEPAC⁸) menos la energía total retirada (carga y exportación de energía al SIEPAC) en la red de transmisión.

En la siguiente figura se muestran las pérdidas anuales de la red de transmisión de El Salvador para el período 1980-2010. Las pérdidas de transmisión porcentuales son calculadas respecto a la inyección total a la red de transmisión, como mostrado en la tabla.

⁸ SIEPAC es un sistema planificado usado para la interconexión eléctrica de los seis países de América Central (Panamá, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala). Las instalaciones eléctricas de la SIEPAC comprende líneas de transmisión en 230 kV con total de 1800 km de longitud.

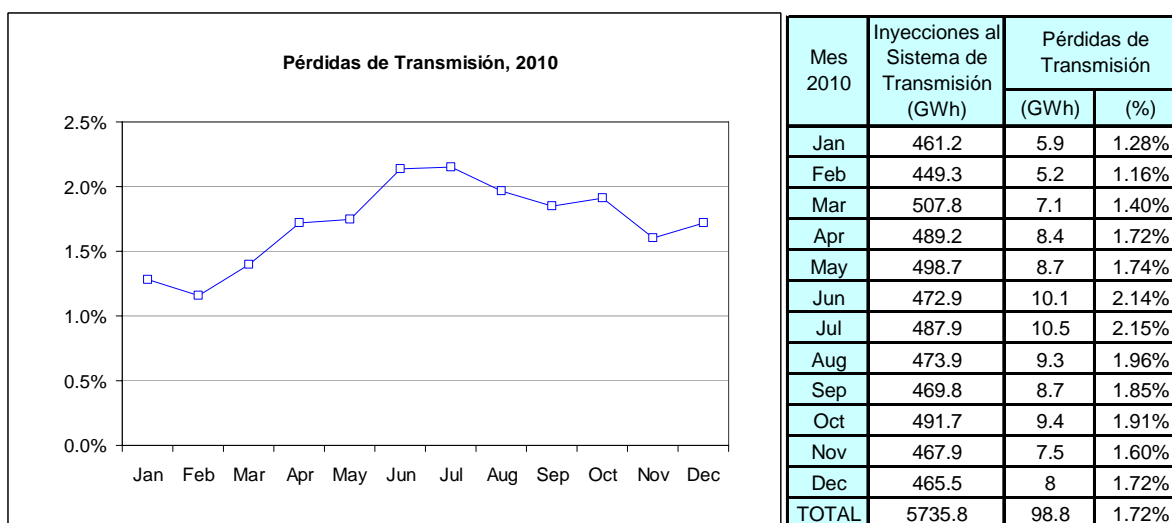


Fuente: Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 12, 2010 (SIGET, Junio 2011).

Figura 6.4.1 Pérdidas Anuales de la Red de Transmisión, 1980 – 2010

Las pérdidas de transmisión máximas y mínimas fueron 8.9% (1987) y 1.34% (2009), respectivamente. Las pérdidas de transmisión disminuyen posterior a este período y actualmente se encuentran abajo de 2%, esto debido a que después del a guerra civil se realizaron los trabajos de mantenimiento y refuerzos necesarios en la red de transmisión.

La Figura 6.4.2 muestra las pérdidas mensuales de la red de transmisión de El Salvador para el año 2010.



(Fuente: Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 12, 2010 (SIGET, Junio 2011).

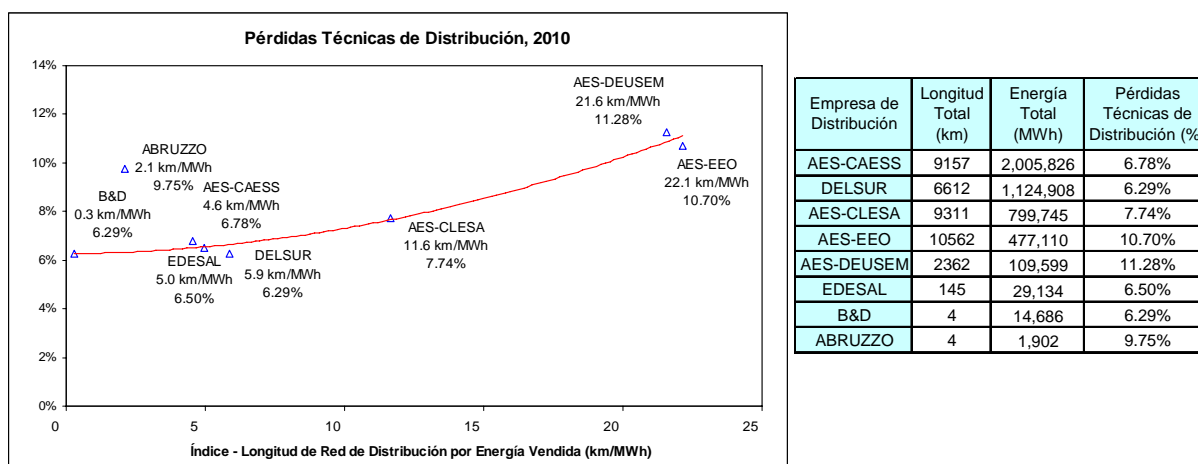
Figura 6.4.2 Pérdidas Mensuales de la Red de Transmisión, 2010

Las pérdidas de transmisión máximas y mínimas fueron 2.15% (Julio) y 1.16% (Febrero), respectivamente, las cuales son calculadas respecto a la inyección total de energía. En la época de lluvia (mayo a noviembre) los generadores hidroeléctricos deben operar y, en consecuencia, las pérdidas de transmisión se incrementan debido que la energía recorre largas distancias a través de las líneas de transmisión, desde los generadores hidroeléctricos hasta las cargas. En la época seca los generadores térmicos deben operar y, en consecuencia, las pérdidas de transmisión disminuyen debido a que estos generadores comúnmente están ubicados cerca de las cargas, así la energía recorre cortas distancias.

6.4.1.2 Pérdidas de Distribución

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, entre otros. Las 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, entre otros.

La Figura 6.4.3 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.



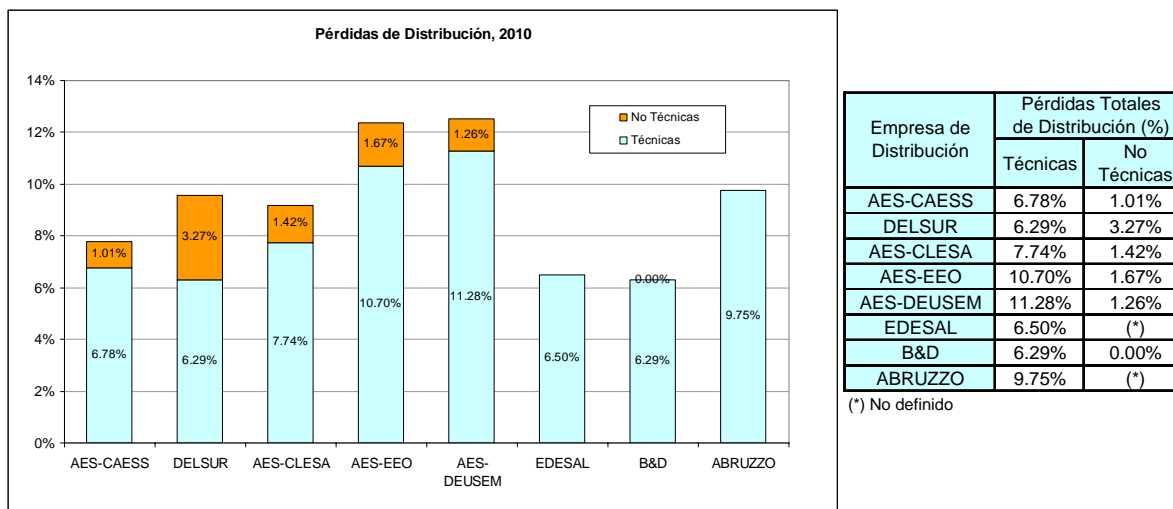
Fuente: Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 12, 2010 (SIGET, Junio 2011).

Figura 6.4.3 Pérdidas técnicas de energía de las redes de distribución, 2010

Los índices de las empresas AES-EEO (departamentos de San Miguel, Morazan, 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 cuando el valor del índice aumenta, es decir, se esperan mayores pérdidas técnicas en las áreas rurales.

La Figura 6.4.4 muestra las pérdidas técnicas y no técnicas de energía para cada empresa de distribución de

El Salvador en el año 2010.



Fuente: Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 12, 2010 (SIGET, Junio 2011).

Figura 6.4.4 Pérdidas técnicas y no técnicas de las redes de distribución, 2010

Las mayores y menores pérdidas no técnicas se encuentran en la empresa DELSUR y AES-CAESS, respectivamente.

6.4.2 Medidas para Reducir las Pérdidas de Transmisión y Distribución

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

- Definición:**
- $P_{perd} = R I^2$
 - R: Resistancia [en Ohms]
 - I: Flujo de corriente en líneas y transformadores (en Amperes)
 - P_{perd} : Pérdidas de potencia en líneas y transformadores (en Watts)

En general, las medidas para reducir las pérdidas de transmisión y distribución se pueden resumir como sigue.

- (1) Instalación de dispositivos de compensación reactiva (bancos de capacitores, compensadores síncronos, generadores con AVR (del inglés Automatic Voltage Regulator), etc.) en varias barras o nodos.

Observaciones: La compensación reactiva se define como un modo de operación utilizado para inyectar o absorber potencia reactiva. El objetivo de este modo es controlar la tensión en alguna barra o nodo del sistema (transmisión o distribución). Cuando el sistema mantiene las tensiones de las barras cerca de sus valores nominales, la corriente que fluye en líneas o transformadores disminuye y, en consecuencia, disminuye la potencia de las pérdidas.

- (2) Ubicación de generadores (convencionales o distribuidos) cerca de los centros de carga.

Observaciones: Cuando los generadores están conectados cerca de las cargas, los flujos de potencia en redes eléctricas (líneas o transformadores) disminuyen, en consecuencia, los flujos de corriente disminuyen y así las pérdidas de potencia disminuyen.

- (3) Optimización de redes eléctricas, por ejemplo: reemplazo de conductores, añadir nuevo circuito en paralelo, etc.

Observaciones: Cuando las redes eléctricas se han optimizado, comúnmente las resistencias de las redes eléctricas (líneas o transformadores) se reducen, en consecuencia, las pérdidas de potencia disminuyen.

6.4.2.1 Pérdidas de transmisión

Las pérdidas de transmisión en El Salvador son aceptables, tienen valores menores a 2% y no es necesario un plan de reducción de pérdidas. No obstante, como una forma complementaria de garantizar que las pérdidas eléctricas se mantengan bajas se proponen las siguientes medidas:

- De acuerdo con 6.4.2-(1), nuevas plantas de generaciones en base a energías renovables pueden reducir las pérdidas de transmisión si operan en el modo de regulación de voltaje, por ejemplo: la generación geotérmica, hidráulica y biomasa conectada a la red de transmisión puede operar con dispositivos AVR.
- De acuerdo con 6.4.2-(2) y si existiesen diversas alternativas de proyectos de generación en base a energías renovables con costos ligeramente similares, se elegirían los proyectos de generación (mayores a 20 MW) que produzcan una mayor reducción en las pérdidas de transmisión, es decir, aquellos que se ubican próximas a las cargas. Puede ser difícil ubicar nuevas plantas de generación geotérmica, hidráulica y biomasa próximas a las cargas pues depende de la ubicación del recurso.
- De acuerdo con 6.4.2-(3), el Plan de Expansión de la Transmisión elige refuerzos de transmisión que permitan la disminución del costo de inversión total del plan. Uno de los beneficios obtenidos de esto es la reducción de las pérdidas de transmisión. En el Plan Indicativo de Expansión de la Generación se puede incluir el escenario de las energías renovables con grandes proyectos conectados a las redes de transmisión para obtener los beneficios en la disminución de las pérdidas eléctricas.

6.4.2.2 Pérdidas de Distribución

Se pueden considerar las siguientes medidas en el Plan Maestro:

- De acuerdo con 6.4.2-(1), nuevas plantas de generación en base a energías renovables pueden reducir las pérdidas de distribución si operan en el modo de regulación de voltaje, por ejemplo: plantas hidroeléctricas y de biomasa conectadas a la red de distribución puede funcionar con AVR. Comúnmente las pequeñas centrales eléctricas en base a energía hidroeléctrica, biomasa, eólica y energía solar fotovoltaica conectadas a la red de distribución no pueden funcionar en modo de regulación de voltaje.
- De acuerdo con 6.4.2-(2), nuevas plantas de generación en base a energías renovables se podrían

ubicar próximas a las cargas, por ejemplo: energía eólica y solar fotovoltaica. Puede ser difícil ubicar nuevas centrales de energía hidráulica y de biomasa cerca de las cargas pues depende de la ubicación del recurso.

- De acuerdo con 6.4.2-(3), la optimización de las instalaciones de distribución puede realizarse con el siguiente procedimiento:
 - a) Elaborar los estudios de interconexión eléctrica teniendo en cuenta las instalaciones eléctricas para la conexión de la central
 - b) Determinar la disminución (o aumento) de las pérdidas de potencia en los tramos de la red de distribución (alimentadores) comparándolas con el escenario de referencia (sin proyecto de energía renovable). Podría ser útil incluir un procedimiento práctico para calcular las pérdidas de potencia utilizando la información básica de los alimentadores de distribución y el proyecto de energía renovable.
 - c) En caso de aumento de las pérdidas de potencia, podría ser necesario refuerzos en el alimentador para disminuir las pérdidas y mantener las condiciones operativas (control de voltaje, calidad de energía, entre otros).
 - d) Es importante la actualización de las alternativas de distribución (nuevos alimentadores, cambio de conductores, etc.) cuando nuevas plantas de generación en base a energías renovables sean conectadas a las redes de distribución.

6.5 Recomendaciones sobre como promover la introducción de las energías renovables

Desde el punto de vista de las redes de distribución y transmisión se proporcionan recomendaciones sobre como promover la introducción de las energías renovables. Las recomendaciones son agrupadas en los siguientes tres aspectos:

- (1) Redes de transmisión
- (2) Redes de Distribución
- (3) Interconexión a las redes de transmisión y distribución

6.5.1 Recomendaciones relacionadas a las Redes de Transmisión

El marco regulatorio actual debería ser modificado para incluir los siguientes aspectos relacionados a las redes de transmisión:

- Plan de Expansión de la Transmisión

Actualmente el Plan de Expansión de la Transmisión se elabora para atender el crecimiento de la demanda e incorpora el Plan Indicativo de Expansión de la Generación realizado por el CNE. Para promover el desarrollo de energías renovables a pequeña escala en la extensión de todo el país, se recomienda la coordinación de los siguientes estudios:

- (1) Plan de expansión de la transmisión;

- (2) Plan de la distribución eléctrica; y
- (3) Plan de expansión de la generación para energía renovable en pequeña escala.

- Financiamiento de las inversiones en refuerzos de transmisión

Las inversiones en la transmisión se caracterizan por ser grandes y no siempre genera rentabilidad suficiente al transmisor. Los proyectos de generación que sean conectados a la red de transmisión normalmente deben invertir en la interconexión. En caso que la transmisión realice los refuerzos necesarios para la interconexión de nuevas centrales, el desarrollador del proyecto de generación debe garantizar que sus proyectos van a ser ejecutados. Una forma de garantizar que la inversión del transmisor no sea en vano será recomendar que el transmisor obtenga cartas fianzas del desarrollador del proyecto de generación con 80% del costo del proyecto. Otro punto importante es la mejora de la ley de servidumbre para agilizar los proyectos de transmisión relacionados a generación en base a energías renovables.

6.5.2 Recomendaciones relacionadas a las Redes de Distribución

El marco regulatorio debería ser modificado para incluir los siguientes aspectos relacionados a las redes de distribución:

- Clasificación de los proyectos de energías renovables como generación distribuida

La generación distribuida es definida como aquella conectada al sistema eléctrico a través de las redes de distribución (red primaria o secundaria). La generación distribuida no es planificada y no es despachada por el operador del sistema (UT para El Salvador). A diferencia de la generación convencional la generación distribuida se instala cerca de la demanda.

De acuerdo con la actual normativa no existe una clasificación de los proyectos de energías renovables respecto al concepto de generación distribuida. Este concepto se hace necesario para el fomento de proyectos de generación a pequeña escala conectados a las redes de distribución. Para esto se pueden crear mecanismos de incentivos relacionados con los beneficios que este tipo de generación trae a las redes de distribución (disminución de pérdidas eléctricas, mejora del perfil de voltaje, entre otros). También es importante analizar los problemas que conlleva la conexión de la generación distribuida en la red de distribución, por ejemplo, el problema de operación en islas no intencional provocado por una falla en la red de distribución.

- Normas técnicas de equipos

Los proyectos de energía renovables como solar FV y eólica no cuentan actualmente con normas técnicas de sus equipos para la interconexión eléctrica con las redes de distribución. Se recomienda que se establezcan normas técnicas de equipos para la interconexión eléctrica en media y baja tensión usando estándares técnicos mediante la adopción de normas técnicas para las redes de distribución de El Salvador.

- Avances en “Smart grids”

“Smart grids” puede ser definido como un conjunto de múltiples redes y múltiples empresas de generación de energía con múltiples operadores que emplean varios niveles de comunicación y coordinación en las redes de distribución. Con este concepto, consumidores residenciales comienzan a generar más electricidad eólica y solar, lo que les permite vender la energía sobrante a las empresas distribuidoras. El concepto de “smart grids” (o redes inteligentes) está generando la introducción de nuevas políticas en el sector eléctrico para la eficiencia del consumo de energía, la gestión a tiempo real de los flujos de energía y proporcionar la medición bidireccional necesaria para compensar a los productores locales de energía. Este nuevo paradigma está actualmente en etapa de investigación y existen diferentes pilotos como los proyectos E-Energy en Alemania.

La introducción del concepto de “smart grids” en El Salvador va a depender del grado de madurez de las tecnologías asociadas y de las normas técnicas a ser implementadas⁹.

6.5.3 Recomendaciones relacionadas con la Interconexión a las Redes de Transmisión y Distribución

La interconexión eléctrica de los proyectos de generación a las redes de transmisión y distribución de El Salvador debe cumplir con lo señalado en la “Norma Técnica de Interconexión Eléctrica y Acceso de Usuarios Finales a la Red de Transmisión” (SIGET, 2011). Existen problemas impuestos por esta normativa para el desarrollo de nuevos proyectos de generación basados en energías renovables. En la Tabla 6.5.1 se mencionan los problemas y recomendaciones que se pueden proponer al respecto.

Tabla 6.5.1 Problemas y Recomendaciones para Promover la Introducción de Energías Renovables relacionado con Norma Técnica de Interconexión de la SIGET

#	Problemas	Recomendaciones
1	<p>En el Art.6 se define como “pequeño generador” a todos productores de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cuya capacidad instalada sea menor o igual a 20 MW y cuya finalidad sea comercializar parte o la totalidad de su producción.</p> <p>Sin embargo, actualmente las normas técnicas están introduciendo la clasificación de generadores distribuidos. Estos se caracterizan por conectarse directamente a las redes de distribución, muy cerca de las cargas y no forma parte del despacho del mercado mayorista¹.</p>	<p>Incluir la clasificación de generadores distribuidos determinando una capacidad máxima (MW) y la definición de generación distribuida.</p> <p>No existe un consenso respecto a la capacidad máxima de los generadores distribuidos. La norma técnica IEEE² 1547-2003 define la generación distribuida como aquella con capacidad menor a 10 MVA.</p>
2	<p>En el Art. 46 se menciona que en el caso de pequeños generadores, el distribuidor al que se le solicita la interconexión podrá construir, modificar o adecuar toda la infraestructura eléctrica necesaria para garantizar el acceso al sistema de distribución. Los costos de dicha actividad serán considerados en la determinación del cargo de distribución quinquenal .</p> <p>Es importante considerar el beneficio que tiene el distribuidor cuando generadores distribuidos son conectados a sus redes, esto medido en reducción de pérdidas técnicas y mejora de los perfiles de voltaje.</p>	<p>Se necesita definir los beneficios técnicos que puede traer la conexión de un pequeño generador a las redes de distribución.</p> <p>Se propone establecer un procedimiento técnico general de cálculo de pérdidas eléctricas, el cual debe complementar la norma de comercialización³ para definir la asignación de cargos por pérdidas eléctricas.</p>

⁹ IEEE 2030 Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), and End-Use Applications and Loads

3	<p>Los proyectos de generación que pretendan interconectarse a la red de distribución deben realizar los estudios necesarios señalados en el capítulo 4. Además, el Art. 47 señala que el distribuidor podrá solicitar información adicional, a fin de realizar los estudios que permitan establecer las condiciones de seguridad y operatividad de sus instalaciones.</p> <p>En la práctica el distribuidor propone su propio procedimiento para la interconexión de generadores a la red de distribución (por ejemplo, los procedimientos de interconexión de AES). Esto crea duplicidad de estudios e incrementa los tiempos de desarrollo de los proyectos.</p>	⇒	<p>Si bien las distribuidoras conocen mejor los problemas técnicos de la interconexión, los procedimientos de interconexión propuestos por las distribuidoras deben ser revisados y regulados por la SIGET.</p> <p>Para evitar la duplicidad de estudios se propone que el Art. 43 literal i) haga mención que los estudios señalados en el capítulo 4 son referenciales y que finalmente los estudios necesarios serán definidos en procedimientos de interconexión con información de la distribuidora y revisión de la SIGET.</p>
4	<p>En algunos casos el desarrollador de proyectos de generación que se interconectan a la red de distribución opta por que el departamento de ingeniería de la misma distribuidora realice los estudios, no un consultor, para elimina el proceso de revisión.</p>	⇒	<p>Es importante que el desarrollador permita que las consultoras realicen los estudios porque no siempre el distribuidor tiene los recursos suficientes para resolver los nuevos problemas de la interconexión. Esto también incentiva el desarrollo de nuevas capacidades en los recursos humanos existentes en El Salvador.</p> <p>En este caso SIGET podría establecer mecanismos de simplificación de procesos en la revisión.</p>
5	<p>Los posibles estudios para la interconexión de generadores en las instalaciones de distribución son: Flujo de Carga, Cortocircuito, Coordinación de Protecciones, Transitorio Electromagnético y Estabilidad Transitoria.</p> <p>Comúnmente los procedimientos de interconexión de la distribuidora incluyen todos estos estudios, sin excluir ninguno, y algunos adicionales. Al respecto, no existe un criterio para distinguir cuales estudios son necesarios para los pequeños proyectos de generación o cuando éstos operaran como generación distribuida.</p>	⇒	<p>El estudio de la AEA⁴ del 2011 propone hacer menos rigurosos los estudios de aquellos generadores cuya potencia máxima de inyección prevista es 10% de la capacidad de la subestación.</p> <p>Los pequeños proyectos de generación menores a 5 MW no requieren de estudios de transitorio electromagnético y de estabilidad transitoria, debido que el impacto de estos generadores a la red eléctrica completa es mínimo comparado con unidades de generación convencional (mayores a 20 MW).</p> <p>En el caso de proyectos relacionados con fuentes de energía inestables (energía eólica y solar FV), se deben incluir estudios de armónicos, debido que estas unidades de generación se basan en convertidores estáticos.</p> <p>En el caso que el proyecto opere como generación distribuida es importante incluir el estudio relacionado con la operación en islas no intencional.</p>

Referencias:

- 1 – Network integration of distributed power generation (P. Dondi, Journal of Power Sources, 2002).
- 2 – IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems (IEEE STD 1547, 2003)
- 3 – Reglamento aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica (Decreto Ejecutivo No.90, Noviembre 2000)
- 4 – Estudio y Propuesta del Marco Regulatorio para la Promoción de Energías Renovables en El Salvador (AEA-CNE, Agosto 2011).

Con respecto al No. 1 de la Tabla 6.5.1, el apéndice A (Evaluación de la capacidad de generación distribuida) muestra que capacidad máxima de la generación distribuida es aproximadamente 5 MVA en El Salvador. Este valor es recomendable considerando que se podría considerar la utilización de la norma técnica IEEE3 1547-2003 (IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems), la cual abarca la conexión de generadores distribuidos con capacidad menor a 10 MVA.

Con respecto al No. 2 de la Tabla 6.5.1, el apéndice B muestra el Procedimiento de cálculo de pérdidas eléctricas para establecer el beneficio de la conexión de generadores en sistemas de distribución. Este procedimiento se basa en la conexión de un generador distribuido y los sistemas de distribución que están relacionados con los cargos por pérdidas eléctricas.