



# ANÁLISIS DEL MERCADO HONDUREÑO DE ENERGÍA RENOVABLE



Banco Centroamericano de Integración Económica  
Gerencia de Productos y Programas de Desarrollo  
Departamento de Programas y Fondos Externos



---

# ANÁLISIS DEL MERCADO HONDUREÑO DE ENERGÍA RENOVABLE

---

TEGUCIGALPA, 2009.

Este estudio ha sido elaborado por la empresa consultora Pampagrass S.A., y puede ser citado libremente para propósitos sin fines comerciales, siempre que se reconozca la fuente y los derechos de los autores. Las opiniones expresadas en este documento son del autor y no necesariamente reflejan el parecer del Proyecto ARECA.



Proyecto Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá  
Análisis del Mercado Hondureño de Energía Renovable  
Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)  
Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD)  
Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM)  
1ª Edición  
Reservados todos los derechos  
© Copyright 2010, BCIE

El aprovechamiento de los recursos renovables para la generación de energía, permitirá a la región ir sustituyendo paulatinamente el uso de combustibles fósiles y así contribuir a reducir las emisiones de gases del efecto invernadero. Este estudio de Análisis del Mercado de Energías Renovables, proporciona al lector un panorama sobre el funcionamiento del mercado energético nacional, mercados emergentes como el de carbono a nivel internacional y el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto (MDL), y adiciona datos sobre el financiamiento destinado a proyectos renovables de pequeña escala, que se pueden apoyar en instrumentos financieros como el Programa de Garantías Parciales de Crédito promovido por ARECA, estimulando los desarrolladores de llevar a cabo sus proyectos en la región.

**Ing. Héctor Leonel Rodríguez**  
Coordinador Internacional  
Proyecto ARECA



# PRESENTACIÓN

**El Análisis del Mercado Honduras de Energía Renovable** se presenta como un documento resultado de la implementación del Proyecto “Acelerando Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá (ARECA)”. El Proyecto ARECA es implementado a nivel centroamericano por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y con el financiamiento del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF).

ARECA tiene un enfoque regional, siendo su ejecución enfocada a: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá; trabajando en aras de reducir las emisiones de gases que causan el efecto invernadero al promover el uso de fuentes renovables de energía para la generación de electricidad, logrando realizar contribuciones al desarrollo sostenible en la región centroamericana. Un eje central de este proyecto es el de lograr catalizar inversiones en proyectos de generación eléctrica pequeños y medianos (menores a 10 MW), fortaleciendo el rol catalizador del BCIE como ente financiero para la energía renovable. Esto conlleva la identificación y remoción de barreras y la mitigación de algunos de los riesgos de las instituciones financieras a través de un mecanismo de garantías parciales de crédito.

**El Análisis del Mercado Honduras de Energía Renovable** es parte de una serie de documentos de prospección y actualización del clima de desarrollo de proyectos de energía renovable en los distintos países de la región centroamericana, que buscan presentar a una amplia comunidad de actores involucrados en el desarrollo de proyectos; con información reciente y relevante para su quehacer. De tal manera los documentos de esta serie regional siguen un patrón homogéneo, facilitando al lector el análisis de la situación país en cuanto al clima de desarrollo de proyectos de energía renovable.

En la elaboración del documento se utilizaron diferentes fuentes de información pública, sobre todo para procurar los datos estadísticos que sustentan el análisis, y para levantar la información relativa a los marcos legales y normativos que regulan el mercado eléctrico del país. También se obtuvo información valiosa de entrevistas que sostuvieron miembros del equipo consultor con representantes de la banca, de los generadores y de autoridades de gobierno vinculadas con el sector de energía. Para el análisis de los costos de generación se desarrolló un modelo de

cálculo que permite simular condiciones específicas de cada país así como de diversos tipos de tecnologías de generación tanto renovables como térmicas.

El documento presentado incorpora diversas secciones relevantes para el entendimiento del clima de desarrollo de proyectos de energía renovable a saber:

## Contexto General:

Inicia con la presentación de indicadores de desarrollo relevantes, haciéndose una reseña del sistema de gobierno, de la geografía, del clima y de los recursos naturales del país; elementos que permiten posicionar elementos de atractivo y condiciones locales del país para el desarrollo de la energía renovable.

## El Mercado Eléctrico y la Energía Renovable:

Parte de un análisis de estadísticas que permiten reconstruir la evolución del sector eléctrico a partir de la reforma del sector en los años 90, para analizar el clima regulatorio y normativo que crea espacios habilitantes o no para el desarrollo de proyectos en el país; a través de la presentación de las leyes y normativas relevantes que debe conocer un desarrollador de proyectos interesado en la energía renovable. De la misma manera se presentan los indicadores más importantes de la arquitectura de mercado en el que se desenvuelven los proyectos de generación interconectados a la red eléctrica.

## Costos de Generación y Precios de la Energía:

Plantea una perspectiva sobre los principales temas que acotan la relación existente entre costos de generación de proyectos de energía renovable en las escalas de hasta 10 MW, y los esquemas de precios existentes en el mercado eléctrico del país, aportando a entender los costos de generación en el país y la competitividad que tienen los proyectos renovables. A la vez se describen los espacios contractuales y de tendencias de precios pagados a generadores eléctricos en el país.

## Proyectos de Energía Renovable y Mercados de Carbono:

Presenta elementos generales del estado de situación del Mecanismo de Desarrollo Limpio a nivel internacional, regional y del país, incluyéndose el estado de situación de los portafolios de proyectos a nivel del país y los procedimientos nacionales de aprobación para el MDL, elemento sin duda clave para un desarrollador de proyectos.



**Proyectos de Energía Renovable de hasta 10 MW de potencia:** Aporta una muestra de proyectos de energía renovable de la escala relevante en diferentes etapas de desarrollo que se han identificado en el país.

**La Banca y la Energía Renovable:** Con base en estadísticas, establece el tamaño del sistema bancario, su composición por tipos de actores y el tamaño relativo de sus principales actores. Resume el resultado de entrevistas sostenidas con representantes de los principales bancos del país, que permiten entender las tendencias y posiciones de la banca local con respecto a los proyectos de generación eléctrica, particularmente los proyectos a base de fuentes renovables, y de un rango de potencia de hasta 10 MW.

**Conclusiones y Recomendaciones:** A través del uso de diagramas tipo “araña” se presentan conclusiones generales sobre el clima de desarrollo de proyectos de energía renovable en base a una serie de criterios ligados con cada uno de los ejes temáticos examinados en el documento que permiten al lector generar una visión general de la situación país y compararla con la observación de otras realidades país de la región.



## SIGLAS

ACM	Metodología consolidada aprobada para proyectos CDM
AHPPER	Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable
AMS	Metodología aprobada de pequeña escala para proyectos en el CDM
BANHPROVI	Banco Hondureño para la Producción y la Vivienda
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BIO	Sociedad Belga de Inversión para los Países en vías de Desarrollo
BOT	Build, Own, Transfer
CAF	Corporación Andina de Fomento
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CDM	Clean Development Mechanism = Mecanismo de Desarrollo Limpio
CDM-PDD	Documento de Diseño de Proyecto para el CDM
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central
CEPAL	Comisión Económica para América Latina
CER	Certificado de Reducción de Emisiones
CH <sub>4</sub>	Metano
CII	Corporación Interamericana de Inversiones
CNBS	Comisión Nacional de Bancos y Seguros
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNSSP	Comisión Nacional Supervisora de los Servicios Públicos
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
CO <sub>2</sub> e	Dióxido de carbono equivalente
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DEG	Compañía Alemana de Inversión y Desarrollo
DNA	Autoridad Nacional Designada
DOE	Ente Operacional Designado
ECA	Export Credit Agencies
ENNE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
EPC	Engineering, Procurement and Construction (contrato de construcción)
ERPA	Contrato de compra-venta para reducción de emisiones
EUETS	European Union Emission Trading System
FINNFUND	Finnish Fund for Industrial Cooperation Ltd
FMO	Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V. (Netherlands Development Finance Company)
GEI	Gases de efecto invernadero
GWh	Giga vatio hora.
IPPC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático
JE	Junta Ejecutiva
JI	Joint Implementation = Implementación Conjunta
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio-hora
LMSE	Ley Marco del Sub-sector Eléctrico Hondureño
MDL	Mecanismos de Desarrollo Limpio
mm	Milímetros
msnm	Metros sobre el nivel del mar
MtCO <sub>2</sub> e	Toneladas de CO <sub>2</sub> e
MW	Megavatio.
MWh	Megavatio-hora
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PDD	Documento de Diseño de Proyecto
PEG	Plan de Expansión de la Generación
PIB	Producto interno bruto



PIN	Nota de Idea de Proyecto
PPA	Power Purchase Agreement (contrato de compra de energía)
SERNA	Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente
SIEPAC	Sistema interconectado de Electricidad Para América Central
SIN	Sistema Interconetado Nacional
SWERA	Solar and Wind Energy Assessment
UKETS	United Kingdom Emission Trading System
UNEP	United Nations Environmental Program
UNFCCC	Convención Marco de Naciones Unidas de Cambio Climático





# INDICE

	<b>RESUMEN EJECUTIVO</b>	11
<b>1</b>	<b>CONTEXTO GENERAL DE HONDURAS</b>	14
	1.1 Aspectos geográficos relevantes	14
	1.2 Clima	15
	1.3 Principales ríos y cuencas hidrográficas	15
	1.4 Recursos naturales	15
	1.5 Población	16
	1.6 Indicadores sociales	16
	1.7 Sistema de Gobierno	16
	1.8 Aspectos económicos	16
	1.9 Infraestructura de servicio	17
	1.10 Conclusiones	20
<b>2</b>	<b>EL MERCADO ELÉCTRICO DE HONDURAS Y LA ENERGÍA RENOVABLE</b>	21
	2.1 Estadísticas y tendencias del Sector Eléctrico de Honduras	22
	2.2 Marco normativo, regulatorio e institucional del sector eléctrico	26
	2.3 Funcionamiento del mercado eléctrico de Honduras	28
	2.4 Trámites y permisos requeridos para el otorgamiento de permisos de instalación de plantas de generación	29
	2.5 Conclusiones	30
<b>3</b>	<b>COSTOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS DE LA ENERGÍA EN HONDURAS</b>	32
	3.1 La generación eléctrica renovable: costos asociados y comparativos con otras tecnologías de generación	32
	3.1.1 Tendencias internacionales de costos de generación eléctrica	32
	3.1.2 Costos de generación para tecnologías eléctricas renovables en el contexto de Honduras	34
	3.2 Precios de la energía eléctrica en Honduras	44
	3.2.1 Precios pagados a los generadores	45
	3.2.2 Niveles de precios de peajes por transmisión eléctrica	48
	3.2.3 Cargos por distribución y comercialización de la energía eléctrica	48
	3.2.4 Precios de la energía eléctrica para usuarios finales	50
	3.3 Conclusiones	52
<b>4</b>	<b>PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y MERCADOS DE CARBONO EN HONDURAS</b>	54
	4.1 Estado Actual del Protocolo de Kioto y los Mercados de Carbono	54
	4.1.1 Desarrollos recientes en el marco del Protocolo de Kioto y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)	54
	4.1.2 Tendencias recientes de los mercados de carbono	55
	4.2 Marco Institucional para el MDL en Honduras: Actores Normativos y Reguladores de la Aprobación Nacional de Proyectos MDL	58
	4.2.1 Estado de ratificación del Protocolo de Kioto en Honduras	58
	4.2.2 Autoridad Nacional Designada MDL de Honduras: procedimientos de aprobación nacional de proyectos MDL	58
	4.2.3 Procedimientos para lograr la aprobación nacional de proyectos MDL en Honduras: alcance y criterios	59
	4.3 Actividades de Proyecto MDL: elementos del ciclo de desarrollo y capacidades locales/regionales presentes para proyectos de energía en Centro América	63
	4.3.1 Ciclo de proyecto MDL y descripción de sus etapas	63
	4.3.2 Esquemas de desarrollo de actividades de proyecto MDL y gestión de Documentos de Diseño de Proyecto (CDM-PDD) MDL en la región	64

4.3.3	Capacidades locales y regionales en Centroamérica para desarrollo de proyectos MDL	69
4.3.4	Costos de transacción y tiempos de desarrollo de proyectos MDL	70
4.4	Elementos metodológicos del MDL en el sector de la generación de energía eléctrica renovable	74
4.5	Tendencias de líneas bases de proyectos de reducción de emisiones en el sector eléctrico de Honduras y el factor de emisiones como su característica	76
4.6	Desarrollo de Proyectos MDL: ambiente global, regional y de Honduras	78
4.6.1	El MDL en el Mundo	79
4.6.2	El MDL en Latinoamérica y el Caribe	82
4.6.3	El MDL en Centroamérica	84
4.6.4	El MDL en Honduras	87
4.6.5	Clima de desarrollo de proyectos MDL de energía renovable en Honduras	88

## **5** PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE DE HASTA 10 MW DE POTENCIA 89

## **6** LA BANCA HONDUREÑA Y LA ENERGÍA RENOVABLE 91

6.1	Estadísticas generales del sector	91
6.2	La banca hondureña y los proyectos de generación eléctrica	94
6.3	Conclusiones	97

## **7** CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 99

ANEXO 1.	Mapas	101
ANEXO 2.	Metodologías aplicables a la pequeña escala en el MDL.	104
ANEXO 3.	La banca multilateral y el sector eléctrico	107
ANEXO 4.	Las bolsas de valores de Centroamérica.	109
ANEXO 5.	Aspectos que deben estar presentes en una solicitud de financiamiento	113
ANEXO 6.	Indicadores utilizados en sección de conclusiones	115



## RESUMEN EJECUTIVO

- 1.** Honduras es uno de los países más grandes de la región, y a su vez menos densamente poblados. Tiene una extensión territorial de 111,890 km<sup>2</sup>, una población total de 7.3 millones de habitantes, y una densidad de población de 65 habitantes por km<sup>2</sup>. A pesar de que mostró un crecimiento importante, superior al 6%, en los años anteriores a la crisis financiera internacional, su economía sigue siendo débil, y el ingreso promedio de sus habitantes sumamente bajo (US\$ 1.956 en 2008). Presenta una serie de retos de desarrollo, no sólo desde el punto de vista de desarrollo económico, sino también desde el punto de vista de desarrollo humano, de derechos políticos y de libertades civiles. Todo eso suma a que sea un país con un clima de inversiones deprimido, con un nivel de competitividad muy bajo, y con una calificación de crédito país también deficiente. Se ha podido determinar una alta correlación de estos factores con los niveles de cobertura y de consumo eléctrico, por lo que no sorprende constatar que en estos dos indicadores, el país presenta rezagos importantes con respecto al resto de la región.
  
- 2.** Honduras se anticipó a sus vecinos centroamericanos en la promulgación de las reformas al sector eléctrico, la cual data del año 1994. Su Ley Marco del Subsector Eléctrico estableció un modelo de mercado competitivo, privilegiando el libre acceso y la existencia de un sistema de precios que pretende equilibrios libres de oferta y demanda. Sin embargo, al no lograr el interés de empresas privadas en la distribución eléctrica, ENEE mantuvo su condición de empresa verticalmente integrada, con participación en la generación, encargada de las compras de electricidad, de procurar toda la energía que satisfaga la demanda, y responsable de la seguridad del sistema eléctrico. En ausencia de otros distribuidores, la ENEE se convirtió en el comprador único para todo el sistema y conservó su presencia dominante en el sector. El mercado de oportunidad es muy marginal.

Lo que sí logró la reforma es una amplia participación del sector privado en la generación, el cual fue responsable en 2008 de más de un 70% de la energía producida en el país. También se le puede atribuir a la reforma un importante incremento en la cobertura eléctrica, que aumentó de un 45% en 1995, a un 71% en 2007. Desafortunadamente, la respuesta rápida a los faltantes de energía de la década de los 90 y a la baja cobertura eléctrica fue la instalación de plantas térmicas, las cuales generaron más de un 62% de la energía en 2008.

A partir del año 2000 se observa un tímido repunte en la instalación de centrales a base de energías renovables por parte del sector privado. Ha influido en este proceso la legislación de incentivos, sobre todo la facilidad de suscribir contratos con la estatal ENEE con una fórmula de precios favorable y simple. Al cierre de 2008, el país contaba con 14 pequeñas centrales en operación con una capacidad conjunta de 59 MW. Existe una cantidad importante de proyectos renovables, muchos de ellos de pequeña escala, tramitando licencias y permisos. Sin embargo, los diversos procesos administrativos para la obtención de licencias y concesiones toman, en ocasiones, varios años para su conclusión provocando incertidumbre, atrasando el desarrollo y encareciendo el costo de proyecto. Una peculiaridad en cuanto a la obtención de las autorizaciones para la instalación de centrales eléctricas en Honduras es el hecho de que el contrato de operación debe ser aprobado por el Congreso de la República.
  
- 3.** Las simulaciones realizadas sobre costos de generación comparativos para la energía renovable en Honduras para las escalas de interés de este estudio de mercado indican que en general las distintas tecnologías de generación renovable son competitivas con los costos de generación de otras tecnologías de generación como las basadas en combustibles fósiles. Sin embargo pareciera que las tecnologías más habilitantes en la escala de 0-10 MW serán las de energía biomásica basada en residuos disponibles y la de hidroelectricidad. Otras tecnologías como las de viento y geotérmica son interesantes pero en general se nota que los proyectos de estas son de mayor escala de potencia instalada total. La tasa de retorno sobre capital accionario estimada para inversiones en la industria eléctrica en Honduras es del orden del 17,7% y se sitúa en un rango medio de la región centroamericana, entregando una señal de riesgo importante y contribuyendo a que posiblemente por esta razón el peso de desarrollo de proyectos se esté dando por inversionistas locales.

Aún cuando el sector eléctrico del país continúa enfrentando retos muy importantes relativos a solidez financiera de la empresa eléctrica y de que existe un nivel alto de vulnerabilidades políticas en el sector (heredadas desde los tiempos de las reformas de la legislación eléctrica), el país ha montado un interesante sistema de incentivos para la energía renovable de pequeña escala.

Las señales de precios para generadores renovables con interés de participación en el sector están en el orden de US\$105/MWh, lo que continúa contribuyendo al interés de desarrollo de proyectos en el país; que aunado a la existencia de contrataciones de largo plazo contribuye a un ambiente positivo desde la perspectiva tarifaria.

**4.** Como los otros países de la región centroamericana, la participación de Honduras en el MDL ha sido modesta en el número de proyectos, sin embargo los proyectos desarrollados de energía renovable en los últimos 5 años han acudido al mercado de carbono para tratar de obtener beneficios económicos adicionales que generalmente se usan para apoyar el flujo de caja de los proyectos y también para apoyar beneficios locales a la sostenibilidad ambiental. Honduras cuenta con 13 proyectos inscritos y otros 9 en proceso de validación en el MDL, lo que hace al país tener un liderazgo importante en la región. Adicionalmente es de esperar que la mayoría de los proyectos en desarrollo en el país realicen gestiones ante el MDL en el mediano término.

Honduras es el primer país de la región que se encuentra tramitando un programa de actividades en el MDL, para pequeña generación renovable interconectada a la red. Sigue notándose que el financiamiento del carbono es decir la venta de las reducciones de emisiones de proyectos sigue estando desligada de los temas de financiamiento de proyecto, y es más la venta de un "commodity" que no está relacionado con la estructuración financiera de los proyectos.

Honduras cuenta con la infraestructura institucional adecuada para la participación en el MDL, y existen procedimientos para la obtención de cartas de aprobación nacional MDL.

**5.** El país ofrece condiciones favorables para el desarrollo de pequeñas centrales renovables. Las estadísticas muestran 2 nuevas centrales en construcción y 55 proyectos en diferentes etapas de desarrollo. Por otro lado, la dependencia que muestra el país de energías fósiles hace suponer que una parte importante de los proyectos en desarrollo cristalizarán, con lo cual Honduras podría pasar a ser uno de los líderes regionales en las pequeñas energías renovables.

**6.** El sistema bancario hondureño es compartido por bancos de capital local y bancos internacionales, prácticamente en iguales proporciones. Es una industria madura y consolidada, y en términos de tamaño acorde al tamaño de la economía.

La banca de este país ha sabido acompañar con interés el proceso de expansión del sector eléctrico hondureño, y ha desarrollado las habilidades requeridas para entender el funcionamiento y evaluar los riesgos propios de un mercado eléctrico en libre competencia. Dada la magnitud de las inversiones en proyectos eléctricos, no debe sorprender que este proceso haya sido liderado por los bancos más grandes del país, los que a su vez concentran buena parte del conocimiento y la experiencia en el tema. La sindicación de préstamos es práctica habitual en ese mercado, con lo cual se aumenta la capacidad de financiamiento, y se diluye el riesgo. La experiencia en el financiamiento de proyectos del sector eléctrico ha llevado a los banqueros hondureños al convencimiento de que el análisis de las garantías en un crédito a este sector debe ser integral, y que debe comprender mucho más que la valoración de los activos fijos pignorados. Se asigna mucha importancia a la utilización de mecanismos legales (principalmente fideicomisos) que permitan el control bajo una sola figura de activos fijos y de los contratos, derechos y flujos de efectivo asociados al proyecto. En este particular, la banca del país muestra clara preferencia por aquellos proyectos respaldados por contratos de construcción (EPC's) suscritos con empresas constructoras de trayectoria, y por contratos de compra y venta formales (PPA).

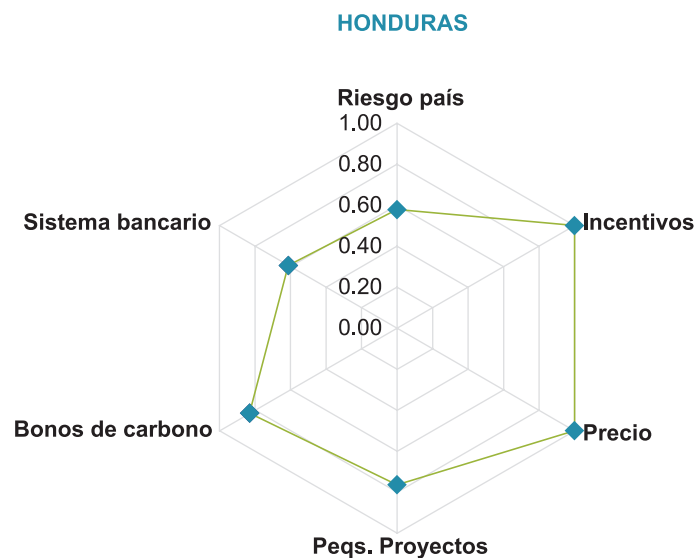


7.

Se pudo constatar que la banca establece un estrecho ligamen entre la valoración de garantías y la valoración de los atributos de las personas y empresas que respaldan un proyecto. En ese sentido, se manifiesta una clara preferencia por participar en proyectos promovidos por grupos empresariales con demostrada capacidad de ejecución y con respaldo económico para cubrir la porción de capital (“equity”) requerida, para cubrir los eventuales sobrecostos que surjan durante la ejecución de los proyectos, y para garantizar el repago de las obligaciones en caso de que los flujos del proyecto resulten insuficientes.

Un aspecto importante a considerar es que, si un número relevante de los proyectos que están en gestión actualmente coincidieran en la etapa de cierre financiero podría llegar a darse una saturación de la capacidad de la banca local.




Al final de este estudio se presenta un análisis de indicadores relevantes para la observación del clima general de los proyectos renovables en la escala de menos de 10 MW, acorde con los objetivos del Proyecto ARECA. Mediante un diagrama de tipo “araña” se logra un vistazo a la situación observada en Honduras, a través de observación cruzada con las realidades de otros países de la región.



# 1. CONTEXTO GENERAL DE HONDURAS

PRINCIPALES INDICADORES

Capital	Tegucigalpa
Superficie total	111,890 km <sup>2</sup>
Población total	7.32 millones
División territorial	18 departamentos, 298 municipios
Línea costera	820 km (Océano Pacífico y Atlántico)
Moneda	Lempira 1 US\$ = 19.03 (31-mar-09)
<b>PIB total US\$</b> 14.321 millones (2008 prelim., precios corrientes)	
<b>PIB per cápita US\$</b> 1,956 (2008 prelim., precios corrientes)	
<b>Calificación de Crédito País</b> 33.7 (marzo 09)	
<b>Expectativa de vida</b> 70 años	
<b>Analfabetismo</b> 22.0%	
<b>Índices</b>	
- De desarrollo humano	0.700 (posición 115 entre 177 países)
- De competitividad, 08/09	3.98 (posición 82 entre 134 países)
- De derechos políticos	3 (1=libre, 7= no libre)
- De libertades civiles	3 (1=libre, 7= no libre)
- Estatus Freedom House	Parcialmente libre
<b>Índice de cobertura eléctrica</b>	71.4%
<b>Uso de energía eléctrica</b>	931 kwh/capita

Una serie de indicadores sobre la geografía, la economía y lo social en el país pretenden aportar algunos elementos preliminares de análisis sobre la situación de Honduras. Se encontrará además en este capítulo una reseña sobre el sistema de gobierno, tal y como lo estipula la Constitución Política y una breve descripción sobre la geografía física y sobre el clima del país. Se presenta información sobre los recursos naturales, particularmente sobre la cuantificación de la disponibilidad de recursos renovables para la generación de electricidad. La sección cierra con datos de población, indicadores sociales y económicos, que permitirán algunas conclusiones generales enfocadas al tema central de este trabajo, que son las energías renovables.

## 1.1. Aspectos geográficos relevantes<sup>2</sup>

Más de tres cuartas partes del territorio hondureño es montañoso, con planicies a lo largo de las costas, y en los valles que se adentran en el territorio a lo largo de los ríos. Los patrones topográficos del país tienen una orientación Este – Oeste. Se reconocen cuatro regiones geográficas:

- Las llanuras en la porción oriental de la costa Caribe (incluyendo parte de la Costa de los Miskitos) Esta región es húmeda y con una densa cobertura boscosa hacia el interior.
- Las llanuras del norte, con suelos aluviales, y sierras costeras, donde radica aproximadamente una cuarta parte de la población.
- La zona central, montañosa, que ocupa dos terceras partes del territorio, y donde radica la mayoría de la población.

- Las planicies en la zona del Pacífico, alrededor del Golfo de Fonseca representan una proporción menor del territorio y de la población

La altura máxima se encuentra en Cerro Las Minas, a 2,849 msnm. El sistema montañoso está dividido en 3 cordilleras principales, la del Oriental, la Occidental y la Central. El país tiene 2 zonas urbanas importantes: la capital, Tegucigalpa, y San Pedro Sula (principal ciudad y centro comercial del Noroeste).

Otras ciudades importantes son El Progreso, Choluteca, y La Ceiba y Puerto Cortés. Estas dos últimas son puertos en el Caribe.

<sup>1</sup> Población total (2008), PIB, PIB per cápita: CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. (<http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>)

Tipo de cambio: Banco Central de Costa Rica

Expectativa de vida: Organización Mundial de la Salud

Analfabetismo: CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe, con datos de UNESCO

Índice de Desarrollo Humano: Informe sobre Desarrollo Humano 2007-2008. ([http://hdr.undp.org/en/media/HDR\\_20072008\\_SP\\_Complete.pdf](http://hdr.undp.org/en/media/HDR_20072008_SP_Complete.pdf))

Índice de Competitividad: Foro Económico Mundial

Índice de Democracia: Freedom House (en CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe)

Cobertura Eléctrica: CEPAL Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico

Uso de energía eléctrica: Cálculo propio con datos de CEPAL Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico

<sup>2</sup> Encyclopedía Britannica <http://www.britannica.com>





**Mapa 1.1** Relieve de Honduras

### 1.2. Clima<sup>3</sup>

Desde el punto de vista de clima Honduras se divide tres zonas, cálida, templada y fría, que se delimitan en función de la altitud. El litoral del Caribe recibe una precipitación media anual cercana a los 2,600 milímetros de lluvia, siendo los meses más lluviosos octubre y noviembre, los más secos entre marzo y mayo. La precipitación disminuye en las tierras altas del interior, con valores cercanos a 1,000 milímetros al año en las proximidades de la ciudad capital. En el litoral Pacífico, se observan períodos de alta precipitación, uno en junio y otro en septiembre; la precipitación media anual es de alrededor de 1,600 milímetros de lluvia. Las temperaturas están determinadas por la elevación. Las tierras bajas, debajo de los 500 msnm, tienen una temperatura media anual de 24°C; en las zonas con elevaciones entre 500 y 2,000 msnm, la temperatura media varía entre 16°C y 24°C; y las tierras por encima de los 2,000 msnm tienen una temperatura media anual de 15°C o menos.

En el Anexo 1 se presentan mapas de precipitación, temperatura y otros mapas climáticos de interés.

### 1.3. Principales ríos y cuencas hidrográficas<sup>4</sup>

Honduras se encuentra dividido en 19 cuencas hidrográficas, que se agrupan en dos vertientes: La del Mar Caribe y la del Océano Pacífico.

**Mapa 1.2** Cuencas Hidrográficas de Honduras

### 1.4. Recursos naturales

Los recursos naturales energéticos renovables del país han sido estimados de la siguiente forma.<sup>5 6</sup>

**TABLA 1.1** Honduras Capacidad potencial estimada de recursos de generación (MW)

	TOTAL	INSTALADA
Hidroeléctrico	5,000	520
Geotérmico	120	
Eólico	200	

Fuente: Elaboración propia con datos de Estado de la Región 2008 y CEPAL

Honduras cuenta con 69 áreas protegidas, con un área total de 2.184.251 hectáreas, las cuales representa un cerca de un 19.5% de la superficie del país. La responsabilidad por la administración de las áreas protegidas recae sobre la Subdirección de Áreas Protegidas y Vida Silvestre del Instituto Nacional de Conservación y Desarrollo Forestal.<sup>7</sup>

En el Anexo 1 se presenta un mapa con la ubicación de las zonas protegidas del país.

<sup>3</sup> Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente, Primer Informe Nacional sobre La Implementación de la Desertificación en Honduras.

<sup>4</sup> Red Interamericana de Recursos Hídricos <http://centroamerica.rirh.net/ADVF/documentos/Recursos%20Hidricos%20y%20Cuencas%20Hidrograficas3.doc>

<sup>5</sup> Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible. <http://www.estadonacion.or.cr/estadoregion2008/regional2008/capitulosPDF/Cap11.pdf>

<sup>6</sup> CEPAL Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos provisionales 2008)

<sup>7</sup> Informe Estado de la Región 2008. Capítulo 11 El desafío regional de contar con energía para el desarrollo. <http://www.estadonacion.or.cr/estadoregion2008/regional2008/paginas/indice.html>

### 1.5. Población

La población total de Honduras asciende a 7.32 millones (2008). Su densidad de población es de 65 habitantes por km<sup>2</sup>. Según datos de CEPAL (2005), el 47.8% de la población es urbana.<sup>8</sup> La población ha crecido entre los años 2000 y 2008 a un ritmo de 2.04%<sup>9</sup>.

### 1.6. Indicadores sociales

Honduras es un país de desarrollo humano medio, de acuerdo al índice publicado por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo. Esta es una medida estándar para medir la calidad de vida, sobre todo en términos de esperanza de vida, educación e ingreso por habitante. En la encuesta publicada por el PNUD en el año 2008 (con datos del 2006) ocupó la posición número 115 entre 177 países, con una calificación de 0,700.<sup>10</sup>

Sus habitantes tienen una expectativa de vida de 70 años. Por otro lado, la tasa de mortalidad infantil reportada es de 20 por cada 1000 niños nacidos vivos.<sup>11</sup> Reporta una tasa de alfabetización cercana al 78%. En el año 2007 registró un 68.9% de población en condiciones de pobreza, y un 45.60% de población en condiciones de indigencia.<sup>12</sup>

### 1.7. Sistema de gobierno

<b>Presidente actual:</b>	José Manuel Zelaya Rosales
<b>Partido político:</b>	Partido liberal
<b>Período presidencial:</b>	Enero de 2006 a enero 2010
<b>Próximas elecciones:</b>	Noviembre 2009

El Gobierno lo ejercen tres poderes distintos e independientes entre sí: el Legislativo, el Ejecutivo y el Judicial. El Poder Legislativo se ejerce por un Congreso de Diputados, que son elegidos por sufragio directo, y por períodos de 4 años. El Congreso está integrado por 128 diputados. En este momento el Congreso está conformado por los siguientes 5 partidos: Partido Liberal (62 diputados), Partido Nacional (55 diputados), Partido de Unificación Democrática (5 diputados), Partido Demócrata Cristiano (4 diputados) y Partido de Innovación Nacional y Unidad (1 diputado)<sup>13</sup>.

El Poder Ejecutivo lo ejerce en representación y para beneficio del pueblo, el Presidente de la República. El período presidencial es de cuatro años y empieza el veintisiete de enero siguiente a la fecha en que se realizó la elección. Para la administración general del país hay por lo menos doce Secretarías de Estado.

El Poder Judicial se integra por una Corte Suprema de Justicia, por las Cortes de Apelaciones y los Juzgados que establezca la ley. La Corte Suprema de Justicia tiene su asiento en la Capital de la República, está formada por nueve magistrados propietarios y por siete suplentes, elegidos por el Congreso Nacional<sup>14</sup>

La Ley de Municipalidades establece el puesto de Gobernador Departamental, el cual es del libre nombramiento y remoción del Poder Ejecutivo. La Municipalidad es el órgano de gobierno y administración del Municipio. La Corporación Municipal está integrada por un Alcalde y por un número de Regidores que variará de acuerdo al número de habitantes del Municipio. Los Regidores conforman la Corporación Municipal, el órgano deliberativo de la Municipalidad.<sup>15</sup>

### 1.8. Aspectos económicos

**Producción:** El producto interno bruto (PIB) alcanzó en 2008 US\$14,321 millones (precios corrientes)<sup>16</sup>. Su producción mostró tasas de crecimiento superiores al 6% desde 2004 hasta 2007. Durante 2008 creció a un ritmo del 4.0%.<sup>17</sup>

El sector agrícola aportó en el año 2007 un 12.2% de la producción total. La industria manufacturera representó en ese mismo año un 18.1%. El sector terciario (de servicios) representa 45.7% de la producción. Durante el período 2000-2007, destacaron en términos de crecimiento los sectores de establecimientos financieros y de seguros, y los servicios comunales.<sup>18</sup>

**Sector externo:** Registra un índice de apertura de 1.18, el más alto de la región<sup>19</sup>. Sus exportaciones totales alcanzaron en el año 2007 un total de US\$5,594.3 millones. Las importaciones alcanzaron en ese mismo año un total de US\$8,556.3 millones. La inversión extranjera directa (IED), registro en año 2007 un total US\$815.9 millones<sup>20</sup>.

<sup>8</sup> CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

<sup>9</sup> Cálculo propio sobre datos de CEPAL-STAT

<sup>10</sup> Índice de Desarrollo Humano: Informe sobre Desarrollo Humano 2007-2008. ([http://hdr.undp.org/en/media/HDR\\_20072008\\_SP\\_Complete.pdf](http://hdr.undp.org/en/media/HDR_20072008_SP_Complete.pdf))

<sup>11</sup> Organización Mundial de la Salud. <http://apps.who.int/whosis/data/Search.jsp>

<sup>12</sup> CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

<sup>13</sup> Central Intelligence Agency – The World Fact Book, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/countrylisting.html#u>

<sup>14</sup> Constitución Política de Honduras. [http://www.honduras.net/honduras\\_constitution2.html](http://www.honduras.net/honduras_constitution2.html)

<sup>15</sup> Ley de Municipalidades, Decreto Número 134-90. <http://www.femica.org/archivos/codigohonduras.pdf>

<sup>16</sup> CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

<sup>17</sup> CEPAL – Atlas estadístico 2008.

<sup>18</sup> CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

<sup>19</sup> Informe Estado de la Región 2008. Capítulo 13. El dilema estratégico de la inserción ventajosa en la economía internacional, con datos del Banco Mundial.

<sup>20</sup> CEPAL – Atlas estadístico 2008.





Las remesas familiares han sido un factor determinante para el financiamiento del déficit comercial, registrando un total de US\$2,591.8 millones en ese mismo año<sup>21</sup>.

**Competitividad:** En términos de competitividad, medida de acuerdo al índice publicado por el Foro Económico Mundial, el país mostró una ligera mejoría, al pasar de la posición 83 en el período 2007-2008, a la posición 82 en el período 2008-2009. La calificación obtenida en este último período fue de 3.98.<sup>22</sup>

**Tipo de cambio:** Un tipo de cambio que se ha mantenido prácticamente sin variación desde mediados del 2005 indican que el lempira está sobrevaluado, y hacen probable una devaluación en el futuro cercano. El 31 de marzo de 2009 el dólar se transaba a en el sistema financiero nacional a 19.03 lempiras.<sup>23</sup>

**Perspectiva económica<sup>24</sup>:** Se contemplan tres posibles fuentes de deterioro en la situación fiscal: el hecho de que 2009 sea un año político, el decrecimiento de la economía disminuirá los ingresos, y se harán necesarios mayores gastos para contrarrestar los efectos de la crisis económica global. En adición, indicadores como el ingreso de divisas por remesas familiares muestran decrecimiento, en contraste con la inversión directa en Honduras que muestra un crecimiento.

La calificación de Standard & Poor's se mantiene en B+, con tendencia estable (subgrado de inversión). Moody's también mantiene sin variación su calificación en B2, con una perspectiva estable, subgrado de inversión. Institutional Investors le asignó una calificación de 33.7%, (32.9% en septiembre de 2008)

### 1.9. Infraestructura de servicio.<sup>25</sup>

En esta sección se hará referencia a la infraestructura en términos de puertos, aeropuertos, carreteras y telecomunicaciones. En el Capítulo 3 se hará referencia a la infraestructura eléctrica.

#### Principales puertos: <sup>26</sup>



Puerto Cortés (Caribe)  
La Ceiba (Caribe)  
Castilla (Caribe)  
San Lorenzo (Pacífico)

#### Aeropuertos internacionales



Toncontín (Tegucigalpa)  
Ramón Villena Morales (San Pedro Sula)  
Golósón (La Ceiba)

#### Red de Carreteras



Toncontín (Tegucigalpa)  
Ramón Villena Morales (San Pedro Sula)  
Golósón (La Ceiba)

#### Telefonía



Lineas fijas	821 mil (2007)
Lienas celulares	4,19 millones (2007)
Usuarios de Internet	424 mil (2007)

Como elemento para poder valorar la infraestructura de servicios, se recurrió al ranking elaborado por la empresa CG/LA, y publicado en la revista América Economía en noviembre de 2008<sup>27</sup>.

El ranking general se desglosa en cuatro componentes: energía eléctrica, logística, agua y telecomunicaciones. La calificación en el ranking general se basa en una escala de 0 a 100, y resulta de la combinación de la calificación asignada a cada uno de los 4 componentes. La recolección de los datos se hizo en un periodo de seis meses, para los 23 países incluidos en el reportaje.

<sup>21</sup> Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano. Sistema de Información Macroeconómica y Financiera Regional (SIMAFIR) <http://www.secmca.org/simafir.html>

<sup>22</sup> Foro Económico Mundial. <http://www.weforum.org/pdf/gcr/2008/rankings.pdf>

<sup>23</sup> Banco Central de Honduras. <http://www.bch.hn/esteco/ianalisis/proint.xls>

<sup>24</sup> Consejo Monetario Centroamericano. Centroamérica y República Dominicana – Informe Trimestral de Riesgo País. Marzo 2009.

<sup>25</sup> Central Intelligence Agency – The World Fact Book, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/countrylisting.html#u>

<sup>26</sup> Cámara Hondureña Norteamericana de Comercio. Nuestros Puertos. [http://www.amchamhonduras.org/puertos\\_es.asp](http://www.amchamhonduras.org/puertos_es.asp)

<sup>27</sup> América Economía, 30 noviembre 2008. Se busca un modelo. <http://www.americaeconomia.com/187067-Se-busca-un-modelo.note.aspx>

Para llevar a cabo este ranking, CG/LA recolectó la información y analizó 40 variables separadas, que se dividieron en variables “infraestructurales” y económicas/administrativas. Las primeras son aquellas que describen la capacidad física y desempeño de un país, como caminos pavimentados, por cada 1.000 habitantes. Las segundas son aquellas que describen las condiciones generales bajo las cuales los proyectos se conciben y son llevados a cabo. Además se considera en la metodología una tercera dimensión de variables, que está compuesta por: visión estratégica de las áreas generales en las que un país, región o ciudad puede ser más competitivo; capacidad de planificación técnica del sector público; capacidad estratégica del sector público, o sea, de llevar a cabo el proyecto; tamaño de los proyectos de infra-

estructura en que se embarca el país y que éstos contribuyan a la competitividad; capacidad de liderazgo en las políticas y financiamiento para que los proyectos se completen; desempeño de largo plazo de los proyectos; la existencia de fuertes empresas locales de ingeniería, abastecimiento y construcción (EPC por sus siglas en inglés); y la presencia de inversionistas institucionales locales, como fondos de pensiones, que ayuden a financiar los proyectos con un horizonte de largo plazo.

En la Tabla 1.2 se muestra la calificación general obtenida por cada uno de los países de la región, y su posición dentro de los 23 países incluidos en el análisis. Se muestra además la calificación obtenida en algunos de los subsectores de la infraestructura más relevantes, así como su respectiva calificación en ese rubro particular.

**TABLA 1.2 Calificación de infraestructura de servicios**

		GT	SV	HN	NI	CR	PA
Calificación general		39.75	47.26	36.00	30.80	42.58	63.93
	Posición	14	10	17	22	11	2
Eléctrica		11.30	10.82	12.00	9.87	13.55	14.81
	Posición	16	17	15	21	12	8
Logística		5.76	4.90	4.66	2.21	6.98	11.88
	Posición	15	17	18	23	12	3
Agua		3.20	3.62	3.26	2.42	5.67	5.46
	Posición	20	17	19	22	91	10
Telecomunicaciones		8.26	10.08	9.24	9.10	11.48	8.96
	Posición	19	14	15	16	10	18

*En el caso de Honduras (al igual que en el de Nicaragua), se puede observar un fuerte rezago en casi todos los rubros. Sólo en el renglón de electricidad supera a algunos de los países de la región.*

*Teniendo en cuenta que el tema medular de este documento es el de la energía como disparador de desarrollo, se consideró apropiado cuantificar entonces las relaciones entre el grado de cobertura en el servicio eléctrico y el consumo de energía por habitante, por un lado, y algunos indicadores de desarrollo seleccionados, que se muestran en la tabla 1.3. Para tal efecto, se realizó un análisis de correlación con datos de los 6 países de la región.*

**TABLA 1.3 Electrificación y Desarrollo**

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Población total, en miles (2008)	13,677	7,224	7,322	5,677	4,550	3,391
Índice de electrificación	83.7%	84.4%	71.4%	61.2%	99.2%	87.8%
Consumo eléctrico (kwh/habitante/año)	579	791	931	559	2,069	1,830
PIB / habitante a precios corrientes de mercado (US\$)	2,886	3,102	1,956	1,183	6,557	6,823
Índice de desarrollo humano	0.663	0.722	0.667	0.690	0.838	0.804
Población rural	50.0%	42.2%	52.2%	43.0%	37.4%	34.2%

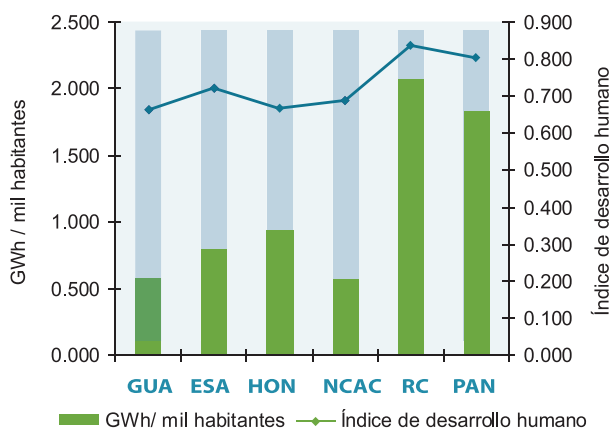


A continuación se presentan algunos de los índices sometidos al análisis, y los coeficientes de correlación resultantes:

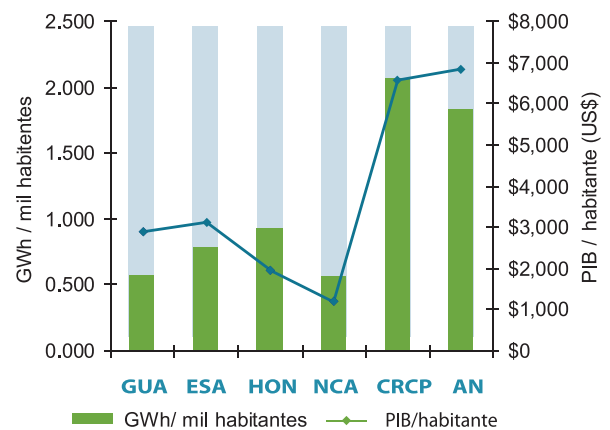
- PIB per cápita / índice de cobertura eléctrica 85.9%
- PIB per cápita / consumo de electricidad (kwh/cápita/ año) 93.5%
- Índice de desarrollo humano / consumo de electricidad (kwh/cápita/ año) 94.2%
- % población rural / consumo de electricidad (kwh/cápita/ año) -73.6%<sup>28</sup>

Los cálculos anteriores permiten concluir que hay una correlación clara entre el grado de cobertura eléctrica y el consumo de electricidad, por un lado, y algunos indicadores de desarrollo seleccionados. Permiten también concluir que el bajo consumo de electricidad está asociado a una mayor población rural.

**FIG. 1.1** Desarrollo humano y consumo eléctrico



**FIG. 1.2** Ingreso por habitante y consumo eléctrico



<sup>28</sup> Cálculos propios sobre datos de CEPAL

## 1.10. Conclusiones

El segundo más grande de Centroamérica en términos de superficie, muestra a su vez los más altos índices de pobreza: 69% de sus habitantes viven en tal condición. La riqueza natural y de recursos energéticos no ha logrado ser encauzada para mejorar las condiciones de vida de su población.

Un 52% de sus 7,3 millones viven dispersos en la vasta zona rural, con dificultades para acceder a servicios básicos y para incorporarse a la vida económica del país. El desarrollo económico también se ha visto retrasado por una red vial poco desarrollada. Tras varios años de crecimiento económico sostenido, con tasas superiores al 6% anual, la economía hondureña enfrentó durante el año 2008 una desaceleración, que se refleja en un crecimiento del 4% durante ese año.

Es procedente reseñar en este contexto el análisis que ofrece el Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible 2008 sobre los modelos de inserción a la economía internacional que coexisten en Centroamérica. Según dicha fuente, Honduras se ajusta a un modelo caracterizado por:

- a) una inserción internacional de bajo nivel tecnológico, basada en la agroexportación y la industria de maquila textil;
- b) la “exportación de personas” y el flujo de remesas,
- c) poca capacidad de atracción de inversión extranjera directa, d) un nivel exportador bajo o intermedio, con un fuerte peso del mercado centroamericano, y e) magros resultados económicos y sociales<sup>29</sup>.

Del párrafo anterior se puede inferir que el ambiente negocios en Honduras presenta deficiencias, las cuales se pueden asociar con algunos de los indicadores principales mencionados en esta sección: desarrollo humano, derechos políticos y libertades civiles y calificación de crédito país. Estas deficiencias dificultarán inversiones en general, y en específico en el sector eléctrico.

Resulta también relevante analizar que, si bien Honduras ha logrado mejoras importantes en el grado de cobertura eléctrica, todavía en la actualidad cerca de un 28% de la población no tiene acceso al servicio. También el consumo eléctrico por habitante (931 kwh/cápita / año) sigue siendo cerca de la mitad del que se observa en los países más desarrollados del istmo.<sup>30</sup>

<sup>29</sup> Informe Estado de la Región 2008. Capítulo 13 El dilema estratégico de la inserción ventajosa en la economía internacional. <http://www.estadonacion.or.cr/estadoregion2008/regional2008/paginas/indice.html>

<sup>30</sup> CEPAL Istmo Centroamericano – Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados 2007)



## 2. EL MERCADO ELÉCTRICO DE HONDURAS Y LA ENERGÍA RENOVABLE.

### Principales Indicadores

Población total (millones)	7.32					
Generación total (2008) GWh	6,815					
Uso de energía (KWh / cápita)	931					
	<b>1990</b>	<b>1995</b>	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
Cobertura eléctrica	38.1%	45.3%	54.0%	63.9%	71.4%	n.d
<b>Evolución reciente de la capacidad instalada (MW)</b>						
Hidro	431	434	435	479	520	520
Cogeneración	0	0	0	60	68	80
Diesel	87	206	382	915	913	899
Gas	15	116	103	73	73	73
Carbón	0	0	0	0	0	8
Total	533	756	920	1,527	1,573	1,580
Porcentaje de capacidad renovable	80.9%	57.4%	47.3%	35.3%	37.4%	38.0%
Demanda máxima	351	504	702	1,014	1,126	1,205
<b>Evolución reciente de la generación neta (GWh)</b>						
Hidro	2,279	1,676	2,262	1,718	2,214	2,305
Cogeneración	0	0	1	115	109	243
Diesel	0	882	1,441	3,764	4,007	4,210
Gas	0	239	362	274	0	57
Carbón	0	0	0	0	0	0
Total	2,279	2,798	3,739	5,625	6,334	6,815
Porcentaje de generación renovable	100.0%	59.9%	60.5%	32.6%	36.7%	37.4%
Generación neta pública (GWh)	2,274	1,915	2,262	1,653	2,023	2,010
Generación neta privada (GWh)	0	883	1,477	3,972.0	4,311	4,805
Generación neta privada (%)	0.0%	31.6%	39.5%	70.6%	68.1%	10.5%
Pérdidas del sistema	23.2%	27.0%	18.1%	23.3%	21.2%	n.d
Técnicas					10.0%	
No técnicas						

Fuente: CEPAL - Istmo Centroamericano. Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados a 2008) (Preliminar)

El porcentaje de pérdidas técnicas proviene del estudio: Honduras, Temas y Opciones del Sector Energía, Informe Final del Banco Mundial, 10-jul-07, página 14.

Este capítulo inicia con un análisis del mercado eléctrico hondureño, a partir de cifras y estadísticas disponibles en medios públicos. Se analiza el tamaño, la composición y la evolución de la matriz de generación, así como el aporte que ha hecho cada una de las distintas tecnologías presentes en el mercado. Se valora la participación de la energía térmica, tanto desde el punto de capacidad instalada como de producción. Como elemento importante de este análisis, se enfoca el progreso habido en la cobertura eléctrica, que a fin de cuentas es uno de los factores de desarrollo más relevantes. Se establece la evolución de la generación pública y privada, que se ha dado como resultado de las reformas al marco legal que regula al sector. También se identifican los actores en cada uno de los segmentos de mercado. Siempre dentro de la primera sección se incluyen las proyecciones de la

demanda y de la oferta, comprendidas dentro del Plan de Expansión de Generación, elaboradas por la autoridad competente.

En la segunda sección de este capítulo se detallan las leyes y normas principales que rigen el sector eléctrico, y se presentan los aspectos más relevantes de ellas. Así mismo, se ilustra la organización del sector eléctrico, y hace referencia al papel que cumplen el rector y el regulador.

A continuación, en la tercera sección, se explica el funcionamiento del mercado eléctrico, incluyendo conceptos como nivel de apertura, segmentos del mercado (mayorista y de ocasión), administración y despacho.



Se presenta una cuarta sección que describe los trámites y permisos requeridos para la instalación de centrales de generación renovables.

Este capítulo cierra con conclusiones relativas al mercado eléctrico, particularmente a la participación de proyectos renovables de hasta 10 MW.

## 2.1 Estadísticas y tendencias del Sector Eléctrico de Honduras.

Después del inicio de operación en 1985 del proyecto El Cajón, de 300 MW, se dejaron de construir proyectos de relevancia por varios años. A inicios de los años 90 se dieron varios años consecutivos en que las lluvias no habían sido abundantes, lo cual precipitó el racionamiento que abrió el camino para la reforma<sup>31</sup>. Es así como en noviembre de 1994 se da la promulgación de la Ley Marco del Sub-Sector Eléctrico, la cual tiene como uno de sus objetivos principales el alentar la realización de inversiones privadas en producción y distribución de electricidad.

La capacidad instalada en Honduras se ha más que duplicado a partir de la promulgación de la Ley. Con esta nueva capacidad se logró mejorar sustancialmente la cobertura eléctrica, la cual en el año 1995 alcanzaba a tan solo un 45.3% de la población. En 1997 ese indicador había aumentado a 71.4%. Pero al igual que en otros países de la región, este incremento en capacidad se dio principalmente mediante la instalación de plantas térmicas, de propiedad privada, a base de diesel.

Según las estadísticas de CEPAL del 2008, el parque de generación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) está conformado hidroeléctricas, turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna e ingenios. Hay un total de 41 centrales, 9 públicas y 32 privadas, con una capacidad instalada conjunta de 1,579.7 MW. Actualmente el 68.3 % de la capacidad instalada consiste en plantas del sector privado que tienen contrato de venta de energía con la ENEE. El componente térmico de la matriz de generación es muy alto: las centrales a base de diesel representaron en 2008 un 61.8% de la generación total, el vapor un 0.8% y la cogeneración un 3.6%. El restante 33.8% de la generación correspondió en ese año a hidroelectricidad. La estatal Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) es responsable de la mayor parte de generación hidroeléctrica (un 29.4% del total). Sin embargo es importante destacar que hay 12 centrales hidroeléctricas privadas, con capacidades que van desde 0.5 MW hasta 12.8 MW que aportaron en 2008 un 4.4% de la energía del Sistema.

En el sector generación sobresalen tres actores principales, dos generadores térmicos privados (Lufussa y Enersa), que aportaron respectivamente durante 2008 un 30.4% y un 22.1% de la energía generada, y la estatal ENEE, con un 29.5% (predominantemente hidroelectricidad).

El Sistema de Transmisión está integrado por la infraestructura de transporte – líneas, subestaciones, operando básicamente en tres niveles de voltaje: 230, 138 y 69 kV. En la transmisión de electricidad participa únicamente el ENEE, que opera una red de 1880 km. El Sistema de Distribución está integrado por la infraestructura de distribución – líneas, subestaciones y las redes de distribución que opera en tensiones iguales o menores a 34.5 kV y que en el 2008 distribuyeron 6,815 GWh. En la distribución participa únicamente el ENEE. A pesar de que la legislación les da opciones de participar, no existen comercializadores independientes y la actividad de los grandes consumidores es muy marginal.

Las pérdidas de electricidad son muy altas. En los años recientes, las pérdidas totales se han ubicado por encima del 20%. Se estima que las pérdidas técnicas representan un 10%.

<sup>31</sup> Banco Mundial: Honduras, Temas y Opciones del Sector Energía. Informe Final, 10-jul-07.



TABLA 2.1

## HONDURAS: EMPRESAS ELÉCTRICAS GENERADORAS EN OPERACIÓN, 2008

	Número de Centrales	Potencia Instalada (MW)	Generación Neta (GWh)
Tdal	41	1,579.7	6,814.7
<b>Sistema Nacional Interconectado</b>	<b>41</b>	<b>1,579.7</b>	<b>6,814.7</b>
<b>Empresas públicas</b>	<b>9</b>	<b>500.7</b>	<b>2,009.5</b>
<b>Hidráulica</b>	<b>6</b>	<b>462.7</b>	<b>2,006.4</b>
ENEE	6	462.7	2,006.4
<b>Térmica</b>	<b>3</b>	<b>38.0</b>	<b>3.1</b>
ENEE	3	38.0	3.1
<b>Empresas privadas</b>	<b>32</b>	<b>1,079.0</b>	<b>4,805.1</b>
<b>Hidráulica</b>	<b>12</b>	<b>57.6</b>	<b>298.7</b>
Babilonia	1	4.0	32.7
Cececapa	1	2.9	16.4
Cortecito	1	3.2	21.8
Cuyamapa	1	12.2	52.5
Cuyamel	1	7.8	52.5
Esperanza	1	12.8	44.6
La Nieve	1	0.5	1.3
Las Gloria	1	5.8	20.6
Río Blanco	1	5.0	35.0
San Carlos	1	2.3	15.8
Yojoa	1	0.6	2.2
Zacapa	1	0.5	3.1
<b>Térmica</b>	<b>20</b>	<b>1,021.4</b>	<b>4,506.4</b>
American Pacific Honduras (AMPAC)	1	10.1	0.0
Azucarera Yojoa (AYSA)	1	8.0	0.0
Azunosa	1	4.0	23.0
Cahsa	1	25.8	60.8
Celsur	1	14.0	33.2
Chumbagua	1	7.0	14.5
Ecopalsa	1	1.0	0.0
ELCATEX	1	21.8	136.7
Eléctrica de Cortés (ELCOSA)	1	80.0	198.8
EMCE	2	141.6	243.9
ENERSA	1	259.0	1,507.2
ENVASA	1	8.0	0.0
La Grecia	1	12.0	71.9
Lufussa	3	386.9	2,068.6
Nal. de Ing.	1	20.0	10.6
ParkDale	1	14.4	98.1
Tres Valles	1	7.8	39.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Cifras preliminares.

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: Cifras preliminares.





De acuerdo con la Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica 2008-2022 elaborada por ENEE, los valores de demanda máxima proyectada son los siguientes:<sup>32</sup> Para el año 2007 se tienen 1126 MW. Para el año 2014 se esperan 1666 MW. Para el año 2019 se esperan 2118 MW (ver Tabla 2.2).

Esta proyección refleja un crecimiento anual en la demanda del 5.0% para el período señalado<sup>33</sup>. Es importante destacar que el crecimiento proyectado es inferior al observado en el período 2000 a 2008, que alcanzó un 7.0%. Este crecimiento mayor debe asociarse con el aumento sustancial en el índice de cobertura eléctrica que, entre 2000 y 2007 aumentó de un 54% a un 71%.

**TABLA 2.2**

**Proyección de demanda de energía eléctrica (Escenario Base) Sistema Interconectado Nacional – ENEE. Actualizado en mayo 2008**

**ESCENARIO BASE**  
**PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA:**  
**SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - ENEE**  
**ACTUALIZADA EN MAYO DEL 2008**

CONCEPTO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>VENTAS (MWh)</b>															
RESIDENCIAL	2216,710	2278,700	2347,724	2423,070	2503,339	2589,170	2680,200	2777,000	2875,100	2974,900	3075,800	3178,300	3282,000	3387,400	3494,100
COMERCIAL	6160,320	6323,960	6491,580	6663,670	6839,700	7019,200	7202,700	7390,700	7582,700	7779,100	7979,400	8183,100	8390,800	8602,100	8817,600
CONSUMIDORES INDUST. MEDIANOS	679,140	701,200	723,300	745,400	767,500	789,600	811,700	833,800	855,900	878,000	899,900	921,800	943,700	965,600	987,500
CONSUMIDORES INDUST. GRANDES	117,770	120,200	122,600	125,000	127,400	129,800	132,200	134,600	137,000	139,400	141,800	144,200	146,600	149,000	151,400
USUARIOS S.A.M.A.P.H.	814,990	814,990	814,990	814,990	814,990	814,990	814,990	814,990	814,990	814,990	814,990	814,990	814,990	814,990	814,990
VENTAS SIST. INTERCON. (ENEE)	2267,207	2341,360	2416,420	2491,480	2566,540	2641,600	2716,660	2791,720	2866,780	2941,840	3016,900	3091,960	3167,020	3242,080	3317,140
Porcentaje de Crecimiento	7.8%	7.8%	7.9%	7.2%	8.4%	7.2%	5.7%	5.7%	5.2%	5.1%	4.9%	4.7%	4.5%	4.3%	4.1%
VENTAS TOTALES ENEE	2267,207	2341,360	2416,420	2491,480	2566,540	2641,600	2716,660	2791,720	2866,780	2941,840	3016,900	3091,960	3167,020	3242,080	3317,140
VENTAS HECO	87,204	89,720	92,236	94,752	97,268	99,784	102,300	104,816	107,332	109,848	112,364	114,880	117,396	119,912	122,428
VENTAS ELCTER	34,000	34,870	35,740	36,610	37,480	38,350	39,220	40,090	40,960	41,830	42,700	43,570	44,440	45,310	46,180
VENTAS TOTALES INTERMIO	340,911	357,290	373,670	389,990	406,310	422,630	438,950	455,270	471,590	487,910	504,230	520,550	536,870	553,190	569,510
Porcentaje de Crecimiento	8.4%	7.2%	6.9%	7.1%	6.7%	7.1%	6.4%	6.3%	6.1%	5.9%	5.7%	5.5%	5.3%	5.1%	4.9%
<b>PÉRDIDAS (MWh)</b>															
% de pérdidas totales	19.74%	19.24%	18.74%	18.24%	17.74%	17.24%	16.74%	16.24%	15.74%	15.24%	14.74%	14.24%	13.74%	13.24%	12.74%
% de pérdidas convertidas en ventas	37.60%	37.60%	37.60%	37.60%	37.60%	37.60%	37.60%	37.60%	37.60%	37.60%	37.60%	37.60%	37.60%	37.60%	37.60%
MWh	309,864	328,520	347,176	365,832	384,488	403,144	421,800	440,456	459,112	477,768	496,424	515,080	533,736	552,392	571,048
<b>CONSUMO ENEE (MWh)</b>															
Consumo ENEE (MWh)	6017,461	6208,260	6409,059	6609,858	6810,657	7011,456	7212,255	7413,054	7613,853	7814,652	8015,451	8216,250	8417,049	8617,848	8818,647
Porcentaje de crecimiento	5.8%	5.2%	5.2%	5.4%	5.4%	5.5%	5.4%	5.2%	5.1%	5.0%	4.8%	4.7%	4.5%	4.4%	
CONSUMO HECO	81,870	84,480	87,090	89,700	92,310	94,920	97,530	100,140	102,750	105,360	107,970	110,580	113,190	115,800	118,410
CONSUMO ELCTER	32,820	33,480	34,140	34,800	35,460	36,120	36,780	37,440	38,100	38,760	39,420	40,080	40,740	41,400	42,060
CONSUMO TOTAL	6742,100	7026,160	7324,290	7622,420	7920,550	8218,680	8516,810	8814,940	9113,070	9411,200	9709,330	10007,460	10305,590	10603,720	10901,850
Porcentaje de Crecimiento	6.7%	6.2%	6.2%	6.2%	6.4%	6.4%	6.2%	6.1%	5.9%	5.8%	5.6%	5.5%	5.3%	5.2%	
<b>DEMANDA (MW)</b>															
FACTOR DE CARGA	62.50%	62.50%	62.50%	62.50%	62.50%	62.50%	62.50%	62.50%	62.50%	62.50%	62.50%	62.50%	62.50%	62.50%	62.50%
DEMANDA TIME	1,084.3	1,259.1	1,324.8	1,390.5	1,456.2	1,521.9	1,587.6	1,653.3	1,719.0	1,784.7	1,850.4	1,916.1	1,981.8	2,047.5	2,113.2
Porcentaje de crecimiento	7.7%	6.2%	5.9%	5.4%	5.4%	5.5%	5.4%	5.2%	5.1%	5.0%	4.8%	4.7%	4.5%	4.4%	
DEMANDA HECO	20.1	20.2	21.0	21.0	21.3	21.3	21.6	21.6	21.9	21.9	22.2	22.2	22.5	22.5	22.8
DEMANDA ELCTER	2.0	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
DEMANDA TOTAL	1,212.9	1,281.1	1,347.6	1,413.3	1,480.1	1,547.1	1,614.4	1,682.1	1,750.3	1,818.9	1,887.9	1,957.3	2,027.1	2,097.3	2,168.1
Porcentaje de Crecimiento	7.8%	6.2%	6.2%	6.2%	6.4%	6.4%	6.2%	6.1%	5.9%	5.8%	5.6%	5.5%	5.3%	5.2%	

ACTUALIZACIÓN BASEADA EN LA PROYECCIÓN PERMANENTE DE LA TENDENCIA DE CRECIMIENTO DE 2007

<sup>32</sup> Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica 2008-2022, Empresa Nacional de Energía Eléctrica, Fuente: [http://www.enee.hn/PDFs/ESC\\_PROY\\_DDA\\_2008\\_2022.pdf](http://www.enee.hn/PDFs/ESC_PROY_DDA_2008_2022.pdf)  
<sup>33</sup> Cálculo propio, sobre datos de la tabla.





Para atender la demanda futura, ENEE a elaborado un programa de expansión de la generación (PEG) indicativo, que se presenta en la Tabla 2.3.<sup>34</sup> Este último contempla la incorporación de varias plantas térmicas en los primeros años, pero también se prevé una adición de varios proyectos renovables de pequeña y mediana escala. Es un plan ambicioso, sobre todo porque también proyecta

el retiro de una cantidad importante de plantas térmicas, y la construcción de plantas renovables de gran tamaño (una planta eólica de 100 MW, una planta biomásica de 110 MW, y de plantas hidráulicas con una capacidad conjunta de 358 MW). Su cumplimiento supone un incremento importante de la participación de las energías renovables, las cuales pasarían (en términos de capacidad instalada) de un 38.0% en 2008 a un 48.6% en 2015.

**TABLA 2.3 Plan de Expansión de Generación 2008-2022**

PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN																
2008 - 2022																
ADICIÓN DE PLANTAS AL SISTEMA (MW)																
PLANTA	Combustible	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
AYUTMÁN	SOLAR / CARBÓN		27.5													
BUSIL	SOLAR / CARBÓN		18.5													
AMPLIACIÓN DE SERRA	SOLAR		30.5													
COMETA	MINI HIDRO		8.5													
PARTE SUR DE	MINI HIDRO		3.5													
SECUNDARIA COMETA	SOLAR		8.5													
MÁQUINA (COMETA) + MACHO	CARBÓN		5	71												
PIVACA	CARBÓN			31	61											
CAJAL	SOLAR / CARBÓN			99	100											
MARQUEZÁN I	MINI HIDRO			1.2												
VALBUENA II	MINI HIDRO			1.3												
VALBUENA I	MINI HIDRO			1.5												
VALBUENA II	MINI HIDRO			2.2												
PIRENEO	SOLAR			15.5												
SECUNDARIA BUSIL (SERRA)	SOLAR			3.8												
PUERTO PARRA	MINI HIDRO			1.9												
VALBUENA LAMP	MINI HIDRO			8.4												
DIO DE AGUA	MINI HIDRO			17.2												
VALBUENA	MINI HIDRO			1.2												
VALBUENA II	MINI HIDRO			1.5												
BOHAYRAN	SOLAR				115											
COJOC	SOLAR				100											
INSTALACIÓN DE PLANTAS EN EL	SOLAR											100				
PLANTA EÓLICA (PTDC)	CARBÓN					200					100	100	200		200	
LAUREL	HIDRO						20									
PLANTAS ANIMALES	HIDRO							100								
LAUREL	HIDRO							100								
LAUREL	HIDRO							20								
LAUREL	HIDRO								100							
LAUREL	HIDRO									100						
LAUREL	HIDRO										100					
LAUREL	HIDRO											100				
LAUREL	HIDRO												100			
LAUREL	HIDRO													100		
LAUREL	HIDRO														100	
LAUREL	HIDRO															100
TOTAL		18.1	136.7	165	377	8	290	20	338	173	100	100	200	275	200	8

RETIRO DE PLANTAS (MW)																
PLANTA	Combustible	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
BOHAYRAN	SOLAR		10													
LAUREL PA	CARBÓN		8													
CAJAL	SOLAR			20.8												
PIVACA	SOLAR			30.0												
LAUREL I	CARBÓN			40.0												
NACIONAL DE COMETA	CARBÓN		70													
LAUREL (MACHO)	CARBÓN							15								
LAUREL (MACHO)	CARBÓN							15								
LAUREL I	SOLAR											210.0				
PIVACA	SOLAR											200.0				
ERISA I	SOLAR												50.0			
ERISA II	SOLAR												50.0			
LAUREL I	SOLAR		30	180.0	0	0	0	0	30	0	0	110	180	0	0	0
TOTAL		0	30	180.0	0	0	0	0	30	0	0	110	180	0	0	0

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ADICIÓN NETO (MW)		18.1	136.7	144.2	377	8	290	20	338	173	100	100	180	275	200	8
INSTALADO (MW)		1,637	1,698	1,884	1,869	1,965	2,169	2,186	2,616	2,678	2,778	2,868	3,028	3,288	3,488	3,488

<sup>34</sup> Plan de Expansión Indicativo de la Generación 2008-2022, Empresa Nacional de Energía Eléctrica, Fuente: [http://www.enee.hn/PDFS/plan\\_exp\\_2008\\_2022.pdf](http://www.enee.hn/PDFS/plan_exp_2008_2022.pdf)



## 2.2 Marco normativo, regulatorio e institucional del sector eléctrico.

A continuación se mencionan las principales leyes y reglamentos que rigen el sector eléctrico hondureño:

- No. 158-94 de noviembre de 1994. Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto<sup>35</sup>
- Decreto 131-98, publicado en mayo de 1998. Crea la Comisión Nacional de Energía<sup>36</sup>
- Acuerdo N° 934-97, de setiembre de 1997. Reglamento de la Ley Marco del Subsector Eléctrico,<sup>37</sup>
- Decreto 85-98, de abril de 1998. Ley de Incentivos con Fuentes Renovables.<sup>38</sup>
- Decreto 267-98 de diciembre de 1998. Reforma a Ley de Incentivos.<sup>39</sup>
- Decreto 45-2000, de mayo del 2000. Reforma Art. 12 Decreto 267-98.<sup>40</sup>
- Decreto 70-2007. Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, de octubre de 2007<sup>41</sup>. Es importante destacar que en junio de 2008 el Congreso Nacional de Honduras aprobó un nuevo decreto de incentivos (Decreto 55-2008), el cual, sin embargo, fue vetado por el Presidente. Por lo tanto, el mencionado Decreto 70-2007 sigue vigente.

La Ley Marco del Subsector Eléctrico, de noviembre de 1994 antes citada, es la ley fundamental en materia de electricidad, y establece los siguientes aspectos principales:

- La Ley plantea la necesidad de reformar la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), la cual ha estado en vigencia por más de 25 años (fue fundada en 1957).
- Tiene como objetivo esencial regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y se aplica a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados o mixtos, que participen en cualquiera de esas actividades.
- Son objetivos fundamentales de la Ley el facilitar la participación de la empresa en las actividades de generación y fomentarla en la de distribución. También alienta la realización de inversiones privadas en producción y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible. Específicamente, pretende promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad para asegurar el suministro a largo plazo.

- Crea el Gabinete Energético como órgano de dirección superior y de definición y formulación de políticas del sub-sector eléctrico.
- Crea además la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), a la cual le confiere independencia funcional, y le asigna tareas típicas de ente regulador, entre otras la de establecer la tasa de actualización para el cálculo de tarifas, aprobar y poner en vigencia las tarifas en barra y proponer las tarifas para el consumidor final. Mediante la reforma de 1998, estas funciones, así como las de la Comisión Nacional Supervisora de los Servicios Públicos (CNSSP), se le asignan a la Comisión Nacional de Energía (CNE), un órgano desconcentrado de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA).
- Le asigna a la ENEE la responsabilidad de llevar a cabo la operación económica y el despacho de la energía, la celebración de contratos de importación y exportación y la preparación los programas de expansión del SIN.
- Autoriza a que las empresas públicas, privadas y mixtas vendan su energía directamente a un gran consumidor o a una empresa distribuidora. Los generadores también pueden tomar la iniciativa de su producto a ENEE, en cuyo caso la ENEE garantiza la compra si el precio es igual o menor al costo marginal de corto plazo. Por otro lado, ENEE puede promover compras, en las cuales la tarifa será la que resulte de la respectiva licitación.
- En cuanto a las exportaciones de excedentes, la Ley señala se pueden realizar una vez que queden satisfechas las necesidades nacionales. En estos casos, corresponde pagar a ENEE únicamente el peaje por uso de sus instalaciones y gastos administrativos.
- Reserva para el Estado la conducción de la operación del Sistema de Transmisión y el Centro de Despacho. Sin embargo, permite la participación de empresas públicas, privadas o mixtas en la transmisión y distribución, señalando que deben permitir la conexión a sus instalaciones de cualquier empresa eléctrica o gran consumidor que la solicite.
- Las empresas distribuidoras deberán suscribir con las empresas generadoras de contratos de suministro de energía por plazo que no sean inferiores a 5 años.
- En caso de sistemas aislados, la empresa distribuidora contará con facilidades de generación.
- Establece un régimen tarifario, bajo los siguientes lineamientos: a.) a todos los clientes, con excepción de los residenciales, deberá cobrarseles entre 100% y

<sup>35</sup> <http://www.cne.gob.hn/NR/rdonlyres/D8D6F155-DB05-40FE-9E92-FF9AA92870AE/738/Decreto15894.pdf>

<sup>36</sup> [http://www.cne.gob.hn/NR/rdonlyres/D8D6F155-DB05-40FE-9E92-FF9AA92870AE/741/Decreto13198Art\\_35.pdf](http://www.cne.gob.hn/NR/rdonlyres/D8D6F155-DB05-40FE-9E92-FF9AA92870AE/741/Decreto13198Art_35.pdf)

<sup>37</sup> <http://www.cne.gob.hn/NR/rdonlyres/D8D6F155-DB05-40FE-9E92-FF9AA92870AE/739/Decreto93497.pdf>

<sup>38</sup> <http://www.cne.gob.hn/NR/rdonlyres/31733914-2B0E-4DD6-B323-9470AC238635/745/Decreto8598.pdf>

<sup>39</sup> <http://www.cne.gob.hn/NR/rdonlyres/31733914-2B0E-4DD6-B323-9470AC238635/748/Decreto26798.pdf>

<sup>40</sup> <http://www.cne.gob.hn/NR/rdonlyres/31733914-2B0E-4DD6-B323-9470AC238635/747/Decreto452000.pdf>

<sup>41</sup> <http://www.glin.gov/view.action?glinID=200827>



120% del costo total del suministro. b.) Para el sector residencial establece para el consumo que supere los 500 kWh debe cobrarse un 110% del costo, para el consumo entre 301 y 500 kWh establece un cobro no menor al 100%, para el consumo entre 101 y 300 kWh establece un cobro no menor al 80%, y para el consumo entre 0 y 100 kWh, un cobro no menor al 45%.

- Las tarifas aplicables a las ventas de una distribuidora se basarán en el concepto de Tarifa de Barra. Para el cálculo de la misma se tomará el promedio de los costos marginales sobre un período de 5 años.
- Las ventas de energía y potencia estarán exentas del pago de impuesto sobre ventas.
- Como condición para las empresas de generación o distribución participen en el sector, establece el requisito de un contrato de operación celebrado con la Secretaría de Comunicaciones, Obras Públicas y Transporte, cuya duración podrá ser entre 10 y 50 años. Estos contratos pueden ser renovados.

Por medio de la Ley de Incentivos con Fuentes Renovables, decreto 85-98, consolidada y actualizada mediante la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con recursos renovables, decreto 70-2007 se establecen una serie de incentivos para la promoción de los proyectos eléctricos con base en fuentes de energía renovable. Los incentivos que señala la ley se dirigen a aquellos que utilicen fuentes hidráulicas, geotérmicas, solares, biomasa, eólica, alcohol, residuos sólidos urbanos, y fuentes vegetales.

La Figura 3.1 ilustra la estructura básica y las funciones de las principales instituciones o actores presentes en el Subsector Eléctrico de Honduras<sup>42</sup>:

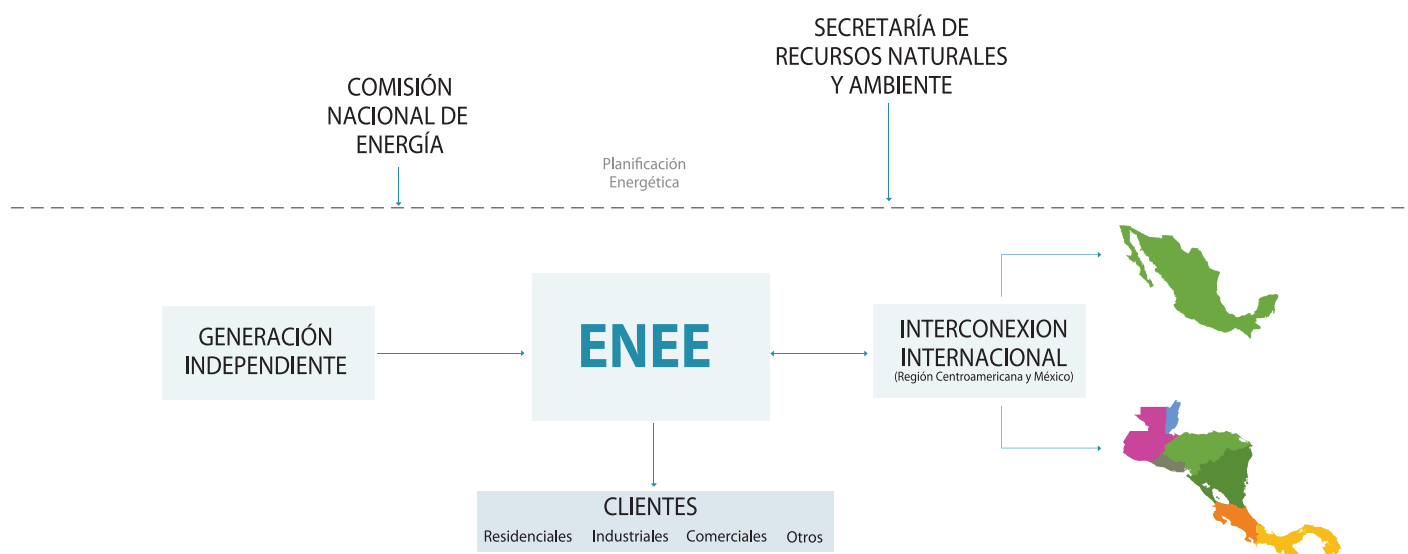
Para garantizar el fomento a proyectos basados en recursos renovables, se considera que la contratación de electricidad de fuentes renovables tendrá prioridad de despacho sobre otras de fuentes no renovables. Las plantas renovables gozarán de los siguientes beneficios:

- Exoneración del pago de aranceles y gravámenes de importación, durante el período de estudio y construcción.
- Exoneración del impuesto de ventas de equipos, accesorios y repuestos, durante el período de estudio y construcción.
- Exoneración del pago del impuesto sobre la renta, aportación solidaria temporal, impuesto al activo neto, y todos aquellos impuestos conexos a la renta, durante un plazo de 10 años, contados a partir de inicio de operación comercial, para los proyectos con capacidad instalada de hasta 50 MW,
- Dispensa del pago de impuestos por importación temporal. Las plantas de energía renovables recibirán de la ENEE un contrato y (por 10 años) una tarifa 10 % mayor que el costo marginal de corto plazo. Para las plantas de de hasta 50 MW, el incremento de 10% en la tarifa se extenderá por 15 años.

Los contratos de suministro de energía renovable que suscriba ENEE tendrán una duración máxima de 20 años. En términos de despacho, se establece muy claramente una prioridad para todas las centrales eléctricas con base en fuentes renovables. Para proyectos menores de 3 MW están exentos de suscribir un contrato de operación y tendrán una modalidad simplificada de licenciamiento de operación (art. 16 Decreto 70-2007).

FIG. 3.1

## El Sector Eléctrico de Honduras



<sup>42</sup> Fuente: ENEE con actualización propia

El Gabinete Energético es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, y programas relativos al subsector eléctrico. Es presidido por el Presidente de la República, con la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) como secretaria y coordinadora. Debido a las muy pocas veces que se reúne este gabinete, en la práctica es la SERNA la responsable por la formulación de políticas y la supervisión del sector eléctrico.

Entre las funciones de la SERNA destacan:

- La coordinación del Gabinete Energético
- Presidir la Junta Directiva de la ENEE
- Otorgar licencias de operación para las compañías del sector
- Emitir regulaciones técnicas
- Aprobar los contratos de compra venta de electricidad que la ENEE propone y elevarlos al Congreso.
- Conceder licencias ambientales para proyectos eléctricos.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el ente regulador del sector eléctrico. Sus principales facultades son:

- Aprobar la clasificación como gran consumidor en el territorio nacional.
- Dictaminar los contratos de venta de energía a las empresas distribuidoras.
- Aprobar las normas de calidad, confiabilidad y seguridad para ser incorporadas en la operación de los planes de expansión del sistema.
- Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias.
- Aprobar y poner en vigencia las tarifas en barra y al consumidor final, proponer el Costo Marginal Promedio de Corto Plazo, así como las correspondientes Fórmulas de Ajuste.
- Aprobar los programas de expansión.
- Proponer para aprobación de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) los contratos de compra y venta de energía que se proponga firmar la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

### 2.3 Funcionamiento del mercado eléctrico de Honduras.

El mercado eléctrico hondureño se sustenta en la Ley Marco del Subsector Eléctrico, aprobada en 1994. Promueve la competencia en el mercado mayorista de energía mediante la separación vertical de la generación, la transmisión/despacho y la distribución, el suministro de servicios de electricidad por agentes privados. También promueve la entrada del sector privado a todas las actividades del sector, el libre acceso a las redes de transmisión y de distribución, y la libertad de los grandes consumidores de escoger a su proveedor de energía, así

como transacciones de energía en un mercado mayorista. Los segmentos regulados de la transmisión y distribución quedaron sujetos a la regulación de precios.

En la Ley Marco, la función de formulación de políticas fue asignada a un Gabinete Energético presidido por el Presidente de la República y a la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) como Secretario y Coordinador del Gabinete. La ley creó además una nueva agencia reguladora, la Comisión Nacional de Energía (CNE). El Centro de Control y Despacho, una dependencia administrativa de la ENEE, coordina el despacho tanto con las plantas de la entidad como con las otras plantas del país.

El nivel de apertura es medio, ya que la implementación del nuevo modelo planteado en la Ley Marco fue sólo parcial y tuvo éxito limitado. La reforma de 1994 estableció un modelo de mercado competitivo, privilegiando el libre acceso y la existencia de un sistema de precios que reflejara equilibrios libres de oferta y demanda. Sin embargo, la realidad es que ENEE mantiene su condición de empresa verticalmente integrada, con participación en la generación, encargada de las compras de electricidad, de procurar toda la energía que satisfaga la demanda, y responsable de la seguridad del sistema eléctrico. Las redes de distribución no fueron privatizadas como lo mandaba la Ley, dejando a la ENEE como único distribuidor servido por la red de transmisión que también le pertenece, y en control de todas las instalaciones de generación, ya fuera como propietario o a través de los respectivos Acuerdos de Compra de Energía (PPA's). En ausencia de otros distribuidores, la ENEE se convirtió en el comprador único para todo el sistema y conservó su presencia dominante en el sector. El mercado de oportunidad es muy marginal. A pesar de que la legislación les da opciones de participar, no existen comercializadores independientes y la actividad de los grandes consumidores es marginal.

En el caso de los renovables el precio se basa en el costo marginal del corto plazo. El precio base de la energía es el costo marginal de corto plazo publicado en el diario oficial La Gaceta. El incentivo que forma parte del Precio Total será el valor equivalente al 10% del Precio Base vigente al momento de la firma del contrato y dicho incentivo se aplicará únicamente durante los primeros 10 años a partir de inicio de operación comercial. Para los proyectos menores a 50 MW este plazo es de 15 años. El precio base será indexado anualmente en función del Índice de Inflación de Estados Unidos. Los ajustes serán aplicados al final de cada año de operación comercial de la planta. En todo caso, el valor máximo de ajuste por inflación será de 1.5% anual. Los contratos de suministro que suscriba ENEE tendrán un plazo máximo de 20 años.





La ENEE obligatoriamente despachará y recibirá toda la energía que los proyectos de generación con recursos renovables nacionales de sus contratos de suministro de energía, dándole prioridad sobre cualquier otro tipo de generación, con excepción de las plantas propiedad de ENEE. El despacho obligatorio tampoco aplica cuando las centrales de propiedad estatal estén derramando.

La operación del despacho la ejerce el Centro Nacional de Despacho, una dependencia administrativa de la ENEE que coordina tanto con las plantas de la entidad como con las otras plantas del país. Sus principales funciones son:

- El establecimiento del orden de mérito del despacho de carga según la disponibilidad de las plantas y los criterios técnicos del Centro de Control y Despacho
- La coordinación de la operación de centrales generadoras, líneas de transporte e interconexiones internacionales
- La maximización de la seguridad del Sistema Nacional Interconectado, garantizando el suministro y el abastecimiento de energía eléctrica.

A manera de resumen, cabe resaltar que, a pesar de las reformas que pretendía la Ley Marco, el mercado eléctrico de Honduras se distingue por la presencia de un actor dominante estatal que participa en generación, controla la transmisión y la distribución, y en consecuencia funge como comprador único.

Cabe señalar las siguientes características importantes:

- Acceso a sistemas de Transmisión y Distribución, pagando el peaje correspondiente.
- Competencia en Generación, aunque está situada especialmente en lograr un contrato de compra venta de energía con la ENEE
- Se da competencia a nivel de los generadores en el ingreso a mercado, para lograr un contrato de compra venta con la ENEE. Una vez logrado el ingreso, no existe la dinámica de competencia.
- Los contratos son físicos que imponen restricciones a la operación del sistema y al mercado eléctrico.
- En el despacho económico, se optimizan costos variables, valor del agua, precios de contratos y precios de importaciones. La expansión de la red de transporte está a cargo de la ENEE.
- Los servicios complementarios (reserva rodante) los provee la ENEE.

## 2.4 Trámites y permisos requeridos para el otorgamiento de permisos de instalación de plantas de generación.

Son varios los trámites requeridos para obtener las licencias y permisos para instalar una planta productora de electricidad. Para energía renovable se tramitan a través del formato de ventanilla única en la SERNA. Es necesario obtener un permiso de estudio, una licencia ambiental en la SERNA y un contrato de operación. El contrato de operación debe ser aprobado por el Congreso de la República y es presentado inicialmente por la ENEE a la SERNA, y esta a su vez lo eleva al Congreso. En el caso de las plantas hidroeléctricas es necesario tramitar una contrata de aguas para ser aprobada también ante el Congreso. Serán respaldados por una garantía bancaria de US\$800 por cada MW. Entran en vigencia a partir de su aprobación por el Congreso Nacional y su publicación en el Diario Oficial La Gaceta y al menos un diario de circulación nacional.

La duración de los contratos de operación para los proyectos de generación será el máximo plazo que establece el artículo 69 de la Ley Marco, o sea, 50 años. El plazo de la Contrata de Aguas será por un tiempo igual al establecido en el Contrato de Operación. En la Contrata de Agua se establecerá un canon anual de US\$ 0.10 por cada kW instalado, durante los primeros 15 años a partir de inicio de operación comercial, y de US\$ 0.20 del año 16 en adelante. Este pago será a favor de la municipalidad en donde se ubique la planta.

Los proyectos de generación con una capacidad que no supere los 3MW estarán exentos de suscribir contrato de operación, y tendrán una modalidad simplificada de licenciamiento.

De acuerdo a la Ley Marco del Sub-sector Eléctrico Hondureño (LMSE), las empresas de generación o de distribución de electricidad, exceptuándose aquellas que generen electricidad para consumo propio (artículo 66), sólo podrán operar mediante Contratos de Operación. Para esto, las empresas que soliciten operar los sistemas descritos deberán constituirse como Sociedades Mercantiles con acciones nominativas y en lo previsto por la LMSE se registrarán por el Código de Comercio y demás legislación aplicable (artículo 67 LMSE). Además, deberán contar a satisfacción de SERNA y con base en un dictamen preparado por la CNE, con personal idóneo y experiencia en el área de su interés y reunir los demás requisitos que establezca el reglamento correspondiente (artículo 68). Para la obtención de un contrato de operación las empresas deberán haber realizado estudios para la construcción de obras de generación. Según el artículo 75 de la LMSE, estos estudios

deben realizarse previo a la obtención de un permiso autorizado al efecto por la SERNA, el cual tendrá una duración máxima de dos años, prorrogables por el mismo término una sola vez. Los permisos caducarán automáticamente si transcurrido un año no se han iniciado los estudios. En el caso de los proyectos que utilizan recursos energéticos naturales, esta misma Secretaría de Estado deberá emitir una opinión favorable (artículos 75 de la LMSE y 65 de su reglamento). De conformidad con las políticas y los planes del sub-sector eléctrico aprobado por el Gabinete Energético, los permisos que autorice la SERNA, conllevarán exclusividad durante el término de su duración (artículo 64 del reglamento de la LMSE).

En lo referente a los permisos de construcción se actuará de acuerdo a lo dispuesto por la Ley de Municipalidades.

El detalle del licenciamiento ambiental se puede ver en el enlace siguiente: [http://www.serna.gob.hn/servicios/licencias\\_amb/Paginas/default.aspx](http://www.serna.gob.hn/servicios/licencias_amb/Paginas/default.aspx).

En opinión de personas relacionadas al sector de generación, el trámite de licencias y permisos para proyectos de pequeña escala en Honduras podría tomar de 3 a 5 años. En opinión de estas personas, el trámite de obtención de permisos es “altamente engorroso”, antes que nada porque algunas leyes no son explícitas, lo que dificulta la toma de decisión por parte de los funcionarios del ramo.

## 2.5 Conclusiones.

El sector eléctrico hondureño presenta, en sus estadísticas, 14 plantas de energía renovables menores a 10 MW (10 hidroeléctricas y 4 biomásicas), con una capacidad conjunta de 59.4 MW. La investigación realizada indica que en Honduras, la instalación de centrales de energía renovable cuenta con un entorno favorable, especialmente porque estas plantas pueden firmar un contrato con el comprador único de facto, a una tarifa conocida y estable, por un período de al menos 15 años, incluyendo algunos incentivos fiscales y de trámite para proyectos menores a 3 MW.

Sin embargo existen dificultades y limitaciones para los proyectos renovables. Los diversos procesos administrativos para la obtención de licencias y concesiones toman, en ocasiones, varios años para su conclusión provocando incertidumbre, atrasando el desarrollo y encareciendo el costo de proyecto.

A pesar de que la legislación vigente busca incentivar a los pequeños proyectos de energía renovable, el comprador único en el mercado, impone ciertas condiciones adversas para el inversionista. Algunos ejemplos citados son la entrega de hasta un tercio de los beneficios

procedentes de la venta de certificados de carbono, no otorga el precio máximo que la ley le permite (10% sobre el Costo Marginal de Corto Plazo), y la falta de compensación al desarrollador en caso de imposibilidad de entregar energía por causas imputables al comprador. Se observa igualmente con preocupación que el despacho lo efectúa una dependencia del comprador único, pues existen reservas sobre su autonomía y transparencia.

Actualmente el margen de termificación actual en Honduras es del 66 % en generación, que contrasta contra el 0 % en 1990. La reforma en el sector eléctrico ha permitido un aumento importante en la participación de este tipo de tecnologías, a pesar de algunos incentivos de tipo impositivo que se han establecido para dar espacio a la generación renovable. También se atribuye este crecimiento térmico a que las licitaciones para el aumento de capacidad se invocan cuando el sector eléctrico hace crisis, lo cual le da ventaja a este tipo de tecnología por su tiempo de respuesta. Se infiere que hay un gran espacio para la participación de las fuentes renovables. Los incentivos fiscales definidos en la legislación hondureña para los proyectos con recursos renovables son importantes tanto a nivel fiscal, de prioridad de despacho, de tarifa y de trámite. Aún así los resultados muestran que se necesitan iniciativas adicionales para promover este tipo de recursos.

Los desarrolladores hondureños tienen buenos proyectos; sin embargo, muchos de ellos desconocen las fases previas para desarrollar un proyecto atractivo a la banca comercial, no cuentan con la suficiente información técnica-financiera para completar la fase de preinversión, y se enfrentan a constantes modificaciones a las leyes y reglamentos. La promoción de proyectos renovables requiere la adquisición de algunas destrezas, tanto para tramitar los permisos y licencias como para lograr un contrato que permita la colocación de energía en la red. La adquisición de estas capacidades ha hecho que los productores tiendan a agruparse en asociaciones y/o cámaras empresariales que les permitan, no solo la defensa de sus intereses sino también el conocimiento para entrar y mantenerse en el mercado. Este punto es especialmente importante para los proyectos renovables pequeños cuyos presupuestos de operación y mantenimiento son limitados como para tener personal altamente capacitado en todos los campos del sector eléctrico. En Honduras este papel de apoyo lo efectúa la Asociación Hondureña de Pequeños Productores Renovables (AHPPER).

La capacidad instalada en Honduras se ha más que duplicado a partir de la promulgación de la Ley. Con esta nueva capacidad se logró mejorar sustancialmente la cobertura eléctrica, la cual en el año



1995 alcanzaba a tan solo un 45.3% de la población. En 1997 ese indicador había aumentado a 71.4%. Aunque la reforma del sector eléctrico no se logró desarrollar por completo, el modelo de comprador único de facto implementado por la ENEE ha tenido resultados satisfactorios desde el punto de vista de electrificación. Pero al igual que en otros países de la región, este incremento en capacidad se dio principalmente mediante la instalación de plantas térmicas, de propiedad privada, a base de diesel.

La proyección de la demanda refleja un crecimiento anual en la demanda del 5.0% para el período analizado (2008-2022)<sup>43</sup>. Es importante destacar que el crecimiento proyectado es inferior al observado en el período 2000 a 2008, que alcanzó un 7.0%. Aunque se ha aumentado en forma importante el nivel de cobertura eléctrica en Honduras, todavía las estadísticas reflejan un faltante de cobertura de casi un 30 %. Aunque el ritmo de desarrollo del país ha disminuido como efecto de la crisis financiera internacional, es importante que se revise la proyección de la demanda pues el efecto de dicha crisis es coyuntural, y los efectos de una recuperación económica, deseable en el país, sumados al espacio remanente de electrificación pueden presionar la oferta nuevamente y es importante programar las adiciones de capacidad con suficiente tiempo, particularmente si se desea dar espacio a los recursos renovables que requieren procesos de estudio y maduración más largos que los proyectos térmicos.

---

<sup>43</sup> Cálculo propio, sobre datos de la tabla.

### 3. COSTOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS DE LA ENERGÍA EN HONDURAS

El objetivo del presente capítulo es el de presentar una perspectiva sobre los principales temas que acotan las relaciones existentes entre costos de generación de proyectos de energía renovable en las escalas de hasta los 10 MW y los esquemas de precios existentes en el mercado eléctrico del país.

Se presenta en forma secuencial una prospectiva realizada sobre las tendencias globales de la generación de energía renovable a nivel internacional, seguida por una presentación de estructuras de costos de proyectos de energía renovable en el país (basado en el uso de factores tipo “benchmark” junto con valoraciones nacionales específicas), que permiten obtener tendencias comparativas de los costos de generación de los proyectos de energía renovable vs. proyectos de generación térmica. Posteriormente se presenta información referente a los distintos precios con los cuales se opera en el sistema eléctrico del país, notándose las particularidades de la arquitectura de mercado específica que permite ahondar sobre los impactos que tiene el mercado y sus comportamientos sobre la estructuración de pequeños proyectos de energía renovable.

#### 3.1. La generación eléctrica renovable: costos asociados y comparativos con otras tecnologías de generación

##### 3.1.1. Tendencias internacionales de costos de generación eléctrica<sup>44</sup>

La presente sección contribuye a poner en perspectiva las tendencias de costos de generación de diversas tecnologías tanto renovables así como no renovables con la intención de presentar al lector un mapa de situación internacional sobre los costos de generación de electricidad que sirva a poner en perspectiva las siguientes secciones relativas a costos de generación en cada uno de los países de la región.

En relación a tecnologías de generación fósil, a nivel internacional se manejan diversas tendencias tecnológicas que se presentan en la Tabla 3.1. La tabla incluye tendencias de información sobre generadores a base de carbón, combustible petrolero líquido y ciclos combinados de gas.

**TABLA 3.1** Tendencias internacionales de plantas de generación eléctrica en base a combustibles fósiles

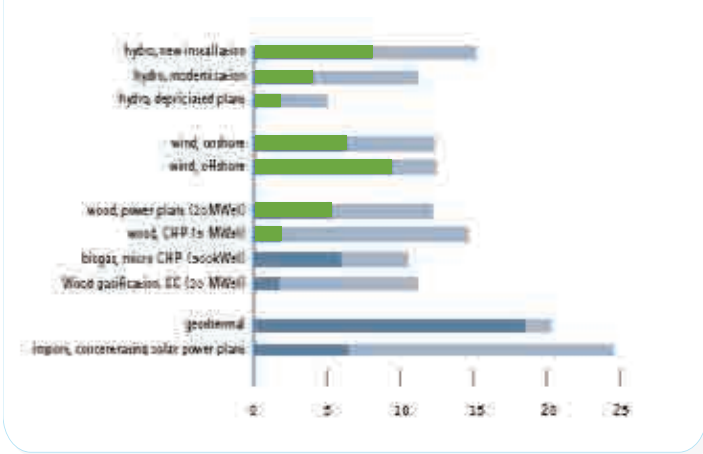
Tipo de Tecnología de Generación	Parámetros	Rango		
Planta de carbón con condensación	Eficiencia (%)	41	45	48
	Costos de inversión (US \$/KW)	980	930	880
	Costo generación eléctrica incluyendo costos de emisiones (US \$cent/KWh)	6,0	7,5	8,7
	Emissiones de CO2 (g/KWh)	837	728	697
Planta de generación de combustible petrolero con condensación	Eficiencia (%)	39	41	41
	Costos de inversión (US \$/KW)	670	620	570
	Costo generación eléctrica incluyendo costos de emisiones (US \$cent/KWh)	22,5	31,0	46,1
	Emissiones de CO2 (g/KWh)	1.024	929	888
Planta de generación de ciclo combinado de gas	Eficiencia (%)	55	60	62
	Costos de inversión (US \$/KW)	530	490	440
	Costo generación eléctrica incluyendo costos de emisiones (US \$cent/KWh)	6,7	8,6	10,6
	Emissiones de CO2 (g/KWh)	348	336	325

<sup>44</sup> Fuente: EREC/Greenpeace. Energy evolution: a Sustainable Energy Outlook. Enero, 2007.



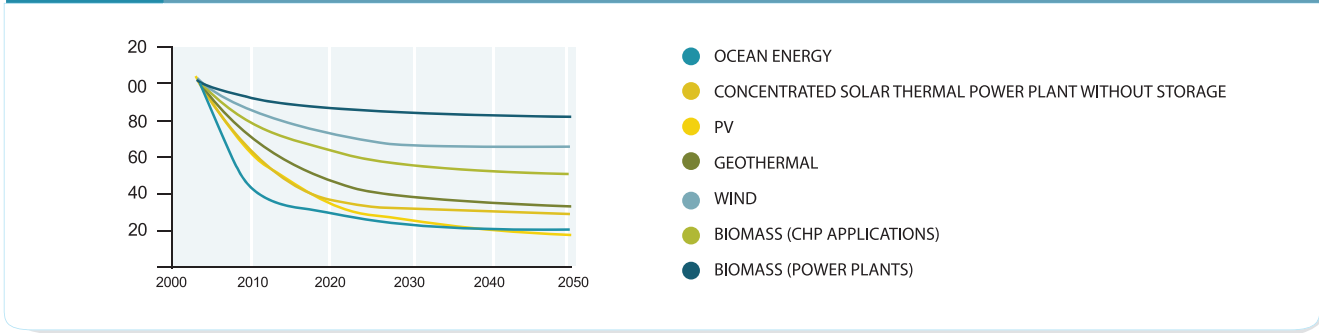


**FIG. 3.1 Rangos de costos de generación eléctrica de tecnologías renovables a nivel internacional**<sup>45</sup>



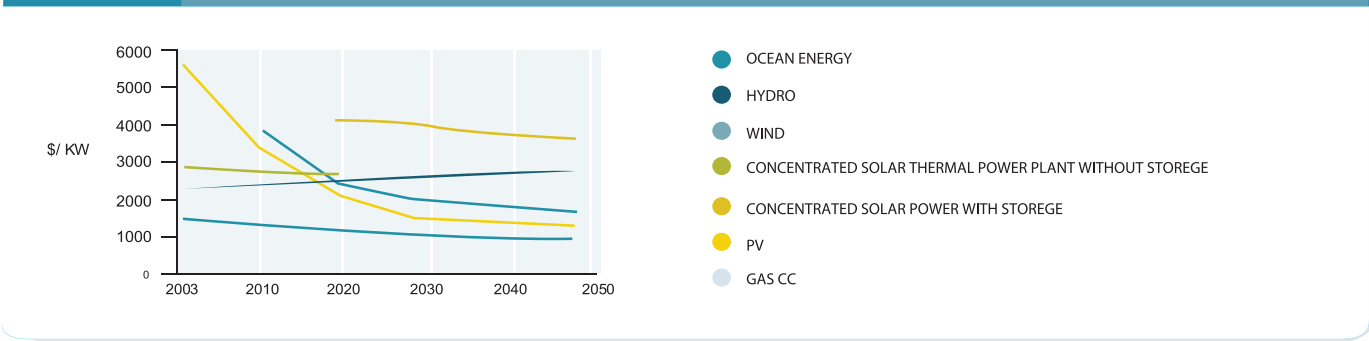
La Figura 3.1 presenta las tendencias actuales observadas para distintas tecnologías de generación renovable observadas en Europa, mostrándose en el diagrama el rango que puede llegar a tener el costo de generación eléctrica tomando en cuenta las diversas condiciones de recursos disponibles para la generación así como el valor promedio de la tecnología.

**FIG. 3.2 Desarrollo futuro de costos de inversión de tecnologías renovables (normalizado a costos actuales)**<sup>46</sup>



La Figura 3.2 presenta las expectativas internacionales de costos de inversión de tecnologías renovables en desarrollo actual normalizándolas a un porcentaje relativo esperado con respecto a los costos actuales observados y en función de los próximos años.

**FIG. 3.3 Desarrollo futuro de costos de inversión de tecnologías renovables**<sup>47</sup>



La Figura 3.3 presenta curvas previstas de aprendizaje de costos de inversión en US\$/KW instalado para diversas tecnologías renovables en el mundo.

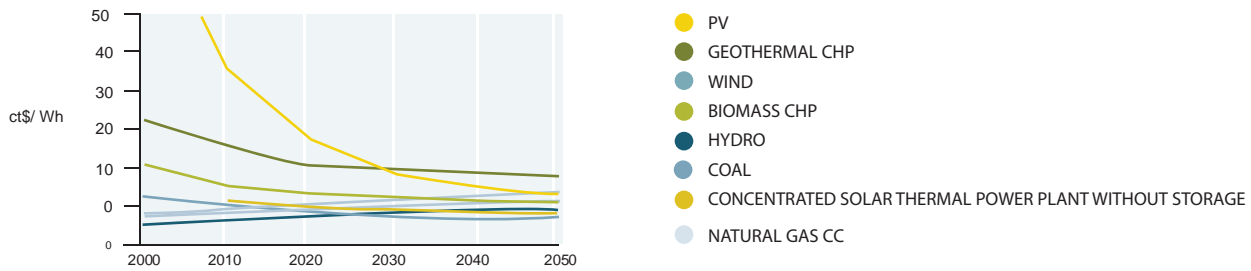
<sup>45</sup> Léase en las coordenadas verticales de arriba hacia abajo lo siguiente: hidro nueva instalación, hidro modernización, hidro planta depreciada, viento tierra adentro, viento en plataforma marina, planta dendroenergética, planta cogeneradora dendroenergética, microcogeneradora de biogás, gasificación dendroenergética, geotermia, planta de generación solar de concentración.

<sup>46</sup> Léase de arriba hacia abajo: energía mareomotriz, planta de concentración solar sin almacenamiento, fotovoltaico, geotermia, viento, cogeneración de biomasa, generación eléctrica de biomasa.

<sup>47</sup> Léase de arriba hacia abajo: energía mareomotriz, hidro, viento, planta de concentración solar sin almacenamiento, planta de concentración solar con almacenamiento, fotovoltaica, ciclo combinado de gas.

**FIG. 3.4**

**Tendencia Internacional comparativa de costos esperados de generación renovable y fósil<sup>48</sup>**



La Figura 3.4 presenta una comparación proyectada al año 2050 de los costos de generación de la energía renovable con respecto a tecnologías de combustibles fósiles como el carbón y el gas natural (posiblemente porque estas tecnologías y combustibles son considerados en la gran escala como las tecnologías de selección comparativa)

### 3.1.2. Costos de generación para tecnologías eléctricas renovables en el contexto de Honduras.

El objetivo de este análisis es presentar las tendencias actuales de los costos de producción de energía para diferentes tecnologías “viables” en Honduras. El análisis realizado se enfoca en centrales de energía renovable en plantas de hasta 10 MW y para las tecnologías de generación con combustibles fósiles en escalas normales para cada tecnología. Los tipos de tecnologías detectadas como viables para la región centroamericana por su tamaño y aplicabilidad son: hidroelectricidad, geotérmica, eólica como tecnologías renovables; y turbinas de gas, ciclo combinado, motores de media velocidad y generación con carbón como tecnologías fósiles.

#### Enfoque de análisis de costos de generación en Honduras.

El enfoque utilizado se basa en un análisis de costos de producción de energía para las diferentes tecnologías disponibles o potencialmente disponibles (tanto renovables como no renovables) en Honduras observando los siguientes pasos:

1. Se realizó el análisis considerando centrales eléctricas con potencias modulares para cada tecnología.
2. Aún cuando las simulaciones realizadas se basan en el establecimiento de proformas de proyecto para las tecnologías y escalas representadas, los resultados se presentan en una base por KW instalado.
3. Se consideran los elementos aplicables de la Ley de Impuesto sobre la Renta de Honduras.
4. Se consideran los elementos de la ley de incentivos de generación a partir de energías renovables.
5. Se estimaron los costos de operación, mantenimiento, seguros y administración para cada tecnología, con base en la experiencia del equipo consultor y

otras fuentes disponibles, como por ejemplo datos presentes en los planes de expansión e información sectorial.

6. Se considera el costo de oportunidad del dinero bajo el modelo denominado Capital Asset Pricing Model (CAPM) para determinar la tasa de retorno esperada por parte de desarrolladores de proyectos de tipo privado.
7. Se desarrolla, para cada tecnología viable, corridas financieras utilizando un modelo preexistente de simulación financiera de proyectos de generación eléctrica, cuyo criterio es lograr un balance entre los ingresos, gastos y rentabilidad esperada del capital accionario bajo distintos escenarios de costos de inversión, factor de planta y costos de combustibles (cuando sean aplicables).
8. Los resultados son trasladados a una tabla resumen por tecnología, para observar el rango de precios según la variación de costo de inversión, factor de planta y precios de combustibles, este último cuando lo amerite; de la misma manera que se presentan figuras que permiten realizar comparaciones en el contexto de otras secciones de este estudio de mercado.
9. Comparación de resultados y tendencias para el país.

#### Premisas utilizadas para el análisis realizado:

La realización de este tipo de análisis requiere establecer diferentes tipos de premisas notándose que existen algunas de esas premisas que son comunes y otras que son específicas a las tecnologías consideradas.

Las premisas comunes del análisis en Honduras son:

1. Los diversos niveles de costos de inversión por tipo de tecnología, administración, seguros, operación y mantenimiento, se especifican con nivel de pre-

<sup>48</sup> Léase de arriba hacia abajo: fotovoltaica, geotérmica, viento, cogeneración de biomasa, hidro, carbón, planta de concentración solar sin almacenamiento, ciclo combinado de gas natural.



- cios de dólares de enero de 2009 y están basados en la opinión técnica y experiencia en desarrollo de proyectos en las escalas aplicables que tiene el equipo de profesionales que desarrollan este estudio.
- El horizonte de análisis financiero es quince años, ya que usar la vida del préstamo es muy corto y la vida útil de la instalación es muy larga (expectativas normales del desarrollador en este tipo de industria).
  - Para este tipo de desarrollos es normal que la vida del préstamo sea de 10 años que incluyen 2 años de construcción y 8 años de repago (basado en opiniones promedio recogidas como tendencia de la banca regional consultada en este estudio).
  - El esquema de financiamiento generalmente empleado para este tipo de proyectos es un aporte del 30% en patrimonio y un 70% estructurado como deuda (esquema típico que se mantiene en la región aún cuando actualmente por situaciones de la crisis financiera internacional pueda haber cambiado transitoriamente a requerimientos ligeramente superiores en el patrimonio).
  - La tasa de interés del préstamo se valora en 10% anual (basada en tendencias recientemente observadas en la región centroamericana).
  - El costo de inversión incluye estudios, terrenos, intereses de construcción, impuesto de construcción, gastos legales, supervisión, entre otros.
  - Tanto para la facturación (ingresos por venta de energía eléctrica) y los costos de generación de energía, se estimó un crecimiento anual del 3% para mantener su valor en términos corrientes.
  - El impuesto de la renta en Honduras es 25%, según el artículo 22 del Decreto Ley 25.
  - Se considera una exoneración por 10 años de impuesto a centrales de energía renovable para centrales menores a 50MW, según artículo 2 de Ley 70-2007
  - La tasa de rentabilidad del capital se estimó según el CAPM. El modelo CAPM determina el costo del capital propio en promedio para este sector, según la siguiente fórmula y utilizando los valores y fuentes que se detallan a continuación:

$$K_e = K_L + \beta_d * (K_M - K_L) + R_p + R_{\text{proy}}$$

Donde:

- Ke: Costo de capital del inversionista.  
 $K_L$ : Tasa libre de riesgo.  
 $\beta_d$ : Beta desapalancada de la inversión como medida del riesgo sistemático.  
 $(K_M - K_L)$ : Premiun por riesgo.  
 $R_p$ : Riesgo país.  
 $R_{\text{proy}}$ : Riesgo proyecto.

Las fuentes de los datos utilizados son las siguientes:

- La tasa libre de riesgo ( $K_L$ ): se obtuvo como un promedio anual (últimos 12 meses con corte a mayo 2008) de las tasas de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA) a 10 años plazo con un valor utilizado de 4,22%, según la fuente: [http://www.ustreas.gov/offices/domestic-finance/debt-management/interest-rate/yield\\_historical.shtml](http://www.ustreas.gov/offices/domestic-finance/debt-management/interest-rate/yield_historical.shtml)
- La prima de riesgo ( $K_M - K_L$ ) se estima con base en información del Spread Standard & Poors 500. Se trata de un promedio (aritmético) de aproximadamente 4 décadas para el mercado de los Estados Unidos de América, cuyo resultado es de 4,13%. ("Ibbotson Associates" según Martín Rossi (1966-2006).
- $\beta_d$  se obtuvo de información en Internet, según la siguiente dirección: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>. Su valor se estimó en 0,88 (beta desapalancada).
- Para el riesgo país ( $R_p$ ) se toma como base de análisis los Estados Unidos, debido a que la moneda de análisis es US\$, se usó los índices de inversionistas institucionales (Institutional Investor):

Para Estados Unidos 88,0, fuente:

<http://www.iimagazine.com/Rankings/RankingsCountryCredit.aspx?src=http://www.iimagazinerankings.com/rankingsRankCCMGlobal09/globalRanking.asp~startIdx--10>

Para Honduras 33,7, fuente:

<http://www.iimagazine.com/Rankings/RankingsCountryCredit.aspx?src=http://www.iimagazinerankings.com/rankingsRankCCMGlobal09/globalRanking.asp~startIdx--90>

$$R_p = (EEUU/-HON-1) * K_L$$

$$R_p = (88,0/33,7-1) * 4,22\%$$

$$R_p = 6.80\%$$

- Para el riesgo proyecto ( $R_{\text{proy}}$ ) se utiliza dos veces la desviación normal de la rentabilidad de una central hidroeléctrica, financiado 100% con capital, es decir 3%, basado en la experiencia del equipo de consultoría en valoración financiera de proyectos de este tipo.
- Como resultado de este análisis se llega a la conclusión de que la tasa de descuento mínima o expectativa de retorno del capital accionario para el capital en un proyecto de energía en Honduras podría estar alrededor del 17.7%.



Las **premisas específicas de las tecnologías de generación con base a combustibles fósiles** consideradas son presentadas en la Tabla 3.2.

<b>TABLA 3.2 Premisas de análisis de plantas de generación en base a combustibles fósiles</b>				
<b>Atributo de la tecnología de generación / Tecnología de generación</b>	<b>Turbina de gas</b>	<b>Ciclo combinado</b>	<b>Motor de media velocidad</b>	<b>Carbón</b>
Tamaño modular (MW)	35	150	20	250
Costos de Inversión(US\$/KW)	1.100–1.300	1.400– 1.600	1.500 – 1.700	2.500–2.900
Combustible	Diesel	Diesel	Bunker	Carbón
Eficiencia de generación (KWh/litro o KWh/kg de combustible)	3,0	4,61	4,48	2,53
Costos fijos de O&M (miles US\$)	455	3.750	960	20.000
Costos de seguros (miles US\$)	260	1.360	195	4.100
Costos de administración (milesUS\$)	200	860	200	1.450
Costos variables de operación y mantenimiento(US\$/KWh)	0,0063	0,0063	0,0094	0,0094
Factor de planta (%)	50-90	80 - 90	50 - 90	Mayor al 70%

Las **premisas específicas de las tecnologías de generación renovable** consideradas son presentadas en la Tabla 3.3.

<b>TABLA 3.3 Premisas de análisis de plantas de generación renovables</b>				
<b>Atributo de la tecnología de generación / Tecnología de generación</b>	<b>Geotermia</b>	<b>Hidroelectricidad</b>	<b>Eólica</b>	<b>Biomasa</b>
Tamaño modular (MW)	35	5	5	5
Costos de Inversión (US\$/KW)	4.000	2.000	2.000	200
	-	-	-	-
	4.500	3.000	2.500	1.200
Costos fijos de O&M (miles US\$)	1.750	343	382	883
Costos de seguros (miles US\$)	900	85	71	34
Costos de administración (milesUS\$)	200	100	100	100
Factor de planta (%)	85-95	50-70	25-35	35-55



**Resultados del análisis de costos de generación eléctrica en Honduras:**

Los principales resultados de las simulaciones de costos de generación para diversas tecnologías se presentan a continuación en las Tablas 3.4 a la 3.11.

**TABLA 3.4****Costos de generación eléctrica con turbinas de gas en Honduras**

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
CASO TURBINA GAS  
PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO						COSTO VARIABLE							
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO COMBUSTIBLE \$/lt	IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/lt	TOTAL COMBUSTIBLE \$/lt	EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/lt	COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh	COSTO VARIABLE OYM \$/kWh	COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
50%	4,380	1,100	175	26	17	217	0.0496	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1896
70%	6,132	1,100	175	26	17	217	0.0354	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1754
90%	7,884	1,100	175	26	17	217	0.0275	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1676
50%	4,380	1,200	191	26	17	234	0.0535	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1935
70%	6,132	1,200	191	26	17	234	0.0382	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1782
90%	7,884	1,200	191	26	17	234	0.0297	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1697
50%	4,380	1,300	207	27	19	253	0.0577	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1977
70%	6,132	1,300	207	27	19	253	0.0412	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1813
90%	7,884	1,300	207	27	19	253	0.0321	0.40		0.40	2.99	0.1338	0.0063	0.1400	0.1721
50%	4,380	1,100	175	26	17	217	0.0496	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.2063
70%	6,132	1,100	175	26	17	217	0.0354	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1922
90%	7,884	1,100	175	26	17	217	0.0275	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1843
50%	4,380	1,200	191	26	17	234	0.0535	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.2102
70%	6,132	1,200	191	26	17	234	0.0382	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1950
90%	7,884	1,200	191	26	17	234	0.0297	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1865
50%	4,380	1,300	207	27	19	253	0.0577	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.2145
70%	6,132	1,300	207	27	19	253	0.0412	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1980
90%	7,884	1,300	207	27	19	253	0.0321	0.45		0.45	2.99	0.1505	0.0063	0.1568	0.1888
50%	4,380	1,100	175	26	17	217	0.0496	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2230
70%	6,132	1,100	175	26	17	217	0.0354	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2089
90%	7,884	1,100	175	26	17	217	0.0275	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2010
50%	4,380	1,200	191	26	17	234	0.0535	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2270
70%	6,132	1,200	191	26	17	234	0.0382	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2117
90%	7,884	1,200	191	26	17	234	0.0297	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2032
50%	4,380	1,300	207	27	19	253	0.0577	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2312
70%	6,132	1,300	207	27	19	253	0.0412	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2147
90%	7,884	1,300	207	27	19	253	0.0321	0.50		0.50	2.99	0.1672	0.0063	0.1735	0.2055

**TABLA 3.5 Costos de generación eléctrica con planta de ciclo combinado en Honduras.**

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
CASO CICLO COMBINADO  
PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO						COSTO VARIABLE							
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO COMBUSTIBLE \$/lt	IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/lt	TOTAL COMBUSTIBLE \$/lt	EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/lt	COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh	COSTO VARIABLE OYM \$/kWh	COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
80%	7,008	1,400	223	40	21	284	0.0405	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1729
85%	7,446	1,400	223	40	21	284	0.0381	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1705
90%	7,884	1,400	223	40	21	284	0.0360	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1684
80%	7,008	1,500	239	40	23	303	0.0432	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1756
85%	7,446	1,500	239	40	23	303	0.0407	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1731
90%	7,884	1,500	239	40	23	303	0.0384	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1708
80%	7,008	1,600	255	41	25	320	0.0457	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1781
85%	7,446	1,600	255	41	25	320	0.0430	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1754
90%	7,884	1,600	255	41	25	320	0.0406	0.40	0.18	0.58	4.61	0.1262	0.0063	0.1324	0.1730
80%	7,008	1,400	223	40	21	284	0.0405	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1838
85%	7,446	1,400	223	40	21	284	0.0381	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1814
90%	7,884	1,400	223	40	21	284	0.0360	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1793
80%	7,008	1,500	239	40	23	303	0.0432	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1865
85%	7,446	1,500	239	40	23	303	0.0407	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1839
90%	7,884	1,500	239	40	23	303	0.0384	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1817
80%	7,008	1,600	255	41	25	320	0.0457	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1889
85%	7,446	1,600	255	41	25	320	0.0430	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1862
90%	7,884	1,600	255	41	25	320	0.0406	0.45	0.18	0.63	4.61	0.1370	0.0063	0.1433	0.1838
80%	7,008	1,400	223	40	21	284	0.0405	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1946
85%	7,446	1,400	223	40	21	284	0.0381	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1922
90%	7,884	1,400	223	40	21	284	0.0360	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1901
80%	7,008	1,500	239	40	23	303	0.0432	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1973
85%	7,446	1,500	239	40	23	303	0.0407	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1948
90%	7,884	1,500	239	40	23	303	0.0384	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1925
80%	7,008	1,600	255	41	25	320	0.0457	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1998
85%	7,446	1,600	255	41	25	320	0.0430	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1971
90%	7,884	1,600	255	41	25	320	0.0406	0.50	0.18	0.68	4.61	0.1478	0.0063	0.1541	0.1947





TABLA 3.6

## Costos de generación eléctrica con motores térmicos de media velocidad en Honduras.

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
CASO MOTOR MEDIA VELOCIDAD  
PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO						COSTO VARIABLE							
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO O/M \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO COMBUSTIBLE \$/lt	IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/lt	TOTAL COMBUSTIBLE \$/lt	EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/lt	COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh	COSTO VARIABLE O/M \$/kWh	COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
50%	4,380	1,500	238	64	23	325	0.0742	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1574
70%	6,132	1,500	238	64	23	325	0.0530	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1362
90%	7,884	1,500	238	64	23	325	0.0412	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1244
50%	4,380	1,600	253	64	26	343	0.0783	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1615
70%	6,132	1,600	253	64	26	343	0.0560	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1391
90%	7,884	1,600	253	64	26	343	0.0435	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1267
50%	4,380	1,700	269	65	27	361	0.0823	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1655
70%	6,132	1,700	269	65	27	361	0.0588	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1420
90%	7,884	1,700	269	65	27	361	0.0457	0.30	0.03	0.33	4.48	0.0738	0.0094	0.0832	0.1289
50%	4,380	1,500	238	64	23	325	0.0742	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1686
70%	6,132	1,500	238	64	23	325	0.0530	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1474
90%	7,884	1,500	238	64	23	325	0.0412	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1356
50%	4,380	1,600	253	64	26	343	0.0783	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1727
70%	6,132	1,600	253	64	26	343	0.0560	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1503
90%	7,884	1,600	253	64	26	343	0.0435	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1379
50%	4,380	1,700	269	65	27	361	0.0823	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1767
70%	6,132	1,700	269	65	27	361	0.0588	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1532
90%	7,884	1,700	269	65	27	361	0.0457	0.35	0.03	0.38	4.48	0.0850	0.0094	0.0944	0.1401
50%	4,380	1,500	238	64	23	325	0.0742	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1798
70%	6,132	1,500	238	64	23	325	0.0530	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1585
90%	7,884	1,500	238	64	23	325	0.0412	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1468
50%	4,380	1,600	253	64	26	343	0.0783	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1838
70%	6,132	1,600	253	64	26	343	0.0560	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1615
90%	7,884	1,600	253	64	26	343	0.0435	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1490
50%	4,380	1,700	269	65	27	361	0.0823	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1878
70%	6,132	1,700	269	65	27	361	0.0588	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1643
90%	7,884	1,700	269	65	27	361	0.0457	0.40	0.03	0.43	4.48	0.0961	0.0094	0.1055	0.1513

**TABLA 3.7 Costos de generación eléctrica con carbón en Honduras**

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
**CASO CARBÓN**  
 PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO						COSTO VARIABLE							
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO COMBUSTIBLE \$/lt	IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/lt	TOTAL COMBUSTIBLE \$/lt	EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/lt	COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh	COSTO VARIABLE OYM \$/kWh	COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
70%	6,132	2,500	395	102	40	537	0.0876	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1365
80%	7,008	2,500	395	102	40	537	0.0766	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1255
90%	7,884	2,500	395	102	40	537	0.0681	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1170
70%	6,132	2,700	428	104	40	572	0.0933	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1422
80%	7,008	2,700	428	104	40	572	0.0816	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1305
90%	7,884	2,700	428	104	40	572	0.0726	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1215
70%	6,132	2,900	460	105	44	609	0.0993	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1482
80%	7,008	2,900	460	105	44	609	0.0869	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1358
90%	7,884	2,900	460	105	44	609	0.0772	0.10		0.10	2.53	0.0395	0.0094	0.0489	0.1261
70%	6,132	2,500	395	102	40	537	0.0876	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1444
80%	7,008	2,500	395	102	40	537	0.0766	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1334
90%	7,884	2,500	395	102	40	537	0.0681	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1249
70%	6,132	2,700	428	104	40	572	0.0933	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1501
80%	7,008	2,700	428	104	40	572	0.0816	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1384
90%	7,884	2,700	428	104	40	572	0.0726	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1294
70%	6,132	2,900	460	105	44	609	0.0993	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1561
80%	7,008	2,900	460	105	44	609	0.0869	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1437
90%	7,884	2,900	460	105	44	609	0.0772	0.12		0.12	2.53	0.0474	0.0094	0.0568	0.1341
70%	6,132	2,500	395	102	40	537	0.0876	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1523
80%	7,008	2,500	395	102	40	537	0.0766	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1413
90%	7,884	2,500	395	102	40	537	0.0681	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1328
70%	6,132	2,700	428	104	40	572	0.0933	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1580
80%	7,008	2,700	428	104	40	572	0.0816	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1463
90%	7,884	2,700	428	104	40	572	0.0726	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1373
70%	6,132	2,900	460	105	44	609	0.0993	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1640
80%	7,008	2,900	460	105	44	609	0.0869	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1516
90%	7,884	2,900	460	105	44	609	0.0772	0.14		0.14	2.53	0.0553	0.0094	0.0647	0.1420





**TABLA 3.8 Costos de generación para geotermica en Honduras**

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
**CASO GEOTERMICO**  
PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO						
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
85%	7,446	4,000	637	80	11	728	0.0978	0.0978
90%	7,884	4,000	637	80	11	728	0.0924	0.0924
95%	8,322	4,000	637	80	11	728	0.0875	0.0875
85%	7,446	4,100	650	81	16	747	0.1003	0.1003
90%	7,884	4,100	650	81	16	747	0.0947	0.0947
95%	8,322	4,100	650	81	16	747	0.0897	0.0897
85%	7,446	4,200	667	81	17	765	0.1028	0.1028
90%	7,884	4,200	667	81	17	765	0.0970	0.0970
95%	8,322	4,200	667	81	17	765	0.0919	0.0919
85%	7,446	4,300	684	82	19	785	0.1054	0.1054
90%	7,884	4,300	684	82	19	785	0.0995	0.0995
95%	8,322	4,300	684	82	19	785	0.0943	0.0943
85%	7,446	4,400	700	82	17	799	0.1073	0.1073
90%	7,884	4,400	700	82	17	799	0.1014	0.1014
95%	8,322	4,400	700	82	17	799	0.0960	0.0960
85%	7,446	4,500	717	83	17	817	0.1097	0.1097
90%	7,884	4,500	717	83	17	817	0.1036	0.1036
95%	8,322	4,500	717	83	17	817	0.0982	0.0982

**TABLA 3.9 Costos de generación eléctrica para hidroelectricidad en Honduras**

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
**CASO HIDROELECTRICO**  
PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO						
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFFECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
50%	4,380	2,000	318	102	8	428	0.0977	0.0977
60%	5,256	2,000	318	102	8	428	0.0814	0.0814
70%	6,132	2,000	318	102	8	428	0.0698	0.0698
50%	4,380	2,200	351	103	8	462	0.1055	0.1055
60%	5,256	2,200	351	103	8	462	0.0879	0.0879
70%	6,132	2,200	351	103	8	462	0.0753	0.0753
50%	4,380	2,400	383	105	8	496	0.1132	0.1132
60%	5,256	2,400	383	105	8	496	0.0944	0.0944
70%	6,132	2,400	383	105	8	496	0.0809	0.0809
50%	4,380	2,600	414	106	10	530	0.1210	0.1210
60%	5,256	2,600	414	106	10	530	0.1008	0.1008
70%	6,132	2,600	414	106	10	530	0.0864	0.0864
50%	4,380	2,800	447	105	12	564	0.1288	0.1288
60%	5,256	2,800	447	105	12	564	0.1073	0.1073
70%	6,132	2,800	447	105	12	564	0.0920	0.0920
50%	4,380	3,000	480	106	12	598	0.1365	0.1365
60%	5,256	3,000	480	106	12	598	0.1138	0.1138
70%	6,132	3,000	480	106	12	598	0.0975	0.0975

**TABLA 3.10 Costos de generación eléctrica para energía eólica en Honduras**

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
CASO EOLICO  
PRECIOSA ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO						
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFEECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
25%	2,190	2,000	319	110	8	437	0.1995	0.1995
30%	2,628	2,000	319	110	8	437	0.1663	0.1663
35%	3,066	2,000	319	110	8	437	0.1425	0.1425
25%	2,190	2,100	335	111	8	454	0.2073	0.2073
30%	2,628	2,100	335	111	8	454	0.1728	0.1728
35%	3,066	2,100	335	111	8	454	0.1481	0.1481
25%	2,190	2,200	350	112	8	470	0.2146	0.2146
30%	2,628	2,200	350	112	8	470	0.1788	0.1788
35%	3,066	2,200	350	112	8	470	0.1533	0.1533
25%	2,190	2,300	367	112	7	486	0.2219	0.2219
30%	2,628	2,300	367	112	7	486	0.1849	0.1849
35%	3,066	2,300	367	112	7	486	0.1585	0.1585
25%	2,190	2,400	383	113	6	502	0.2292	0.2292
30%	2,628	2,400	383	113	6	502	0.1910	0.1910
35%	3,066	2,400	383	113	6	502	0.1637	0.1637
25%	2,190	2,500	398	114	10	522	0.2384	0.2384
30%	2,628	2,500	398	114	10	522	0.1986	0.1986
35%	3,066	2,500	398	114	10	522	0.1703	0.1703

**TABLA 3.11 Costos de generación eléctrica para biomasa en Honduras**

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
CASO BIOMASA  
PRECIOS A ENERO DE 2009

GENERACIÓN		COSTO FIJO						
FACTOR DE PLANTA	GENERACIÓN ANUAL kWh	INVERSIÓN \$/kW	COSTO ANUAL \$/AÑO	COSTO FIJO OYM \$/kW	EFEECTO IMPUESTOS \$/kW	COSTO FIJO TOTAL \$	COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh	COSTO TOTAL \$/kWh
35%	3,066	200	27	183	1	210	0.0686	0.0686
45%	3,942	200	27	183	1	210	0.0534	0.0534
55%	4,818	200	27	183	1	210	0.0437	0.0437
35%	3,066	400	59	184	1	244	0.0795	0.0795
45%	3,942	400	59	184	1	244	0.0618	0.0618
55%	4,818	400	59	184	1	244	0.0506	0.0506
35%	3,066	600	91	185	1	277	0.0905	0.0905
45%	3,942	600	91	185	1	277	0.0704	0.0704
55%	4,818	600	91	185	1	277	0.0576	0.0576
35%	3,066	800	123	186	2	311	0.1014	0.1014
45%	3,942	800	123	186	2	311	0.0789	0.0789
55%	4,818	800	123	186	2	311	0.0645	0.0645
35%	3,066	1,000	153	188	4	345	0.1125	0.1125
45%	3,942	1,000	153	188	4	345	0.0875	0.0875
55%	4,818	1,000	153	188	4	345	0.0716	0.0716
35%	3,066	1,200	185	189	5	379	0.1236	0.1236
45%	3,942	1,200	185	189	5	379	0.0961	0.0961
55%	4,818	1,200	185	189	5	379	0.0787	0.0787

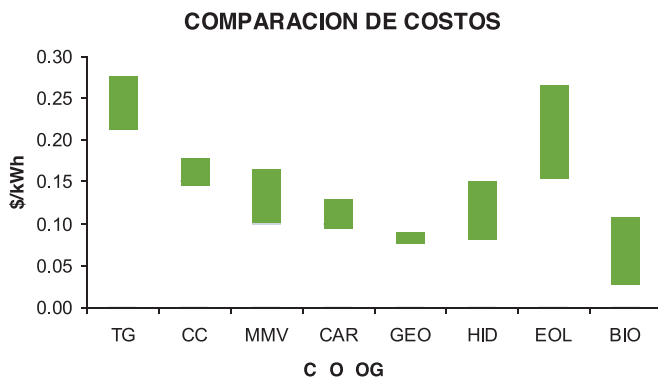


Los rangos de costos observados como tendencia actual de la generación eléctrica en Honduras para las tecnologías consideradas se presentan en la Tabla 3.12.

**TABLA 3.12** Resumen de tendencias actuales de costos de generación estimados para generación eléctrica en Honduras

Tipo de tecnología de generación eléctrica	Rango simulado de costos actuales de generación (US \$/KWh)
Turbina de gas	0,1676 – 0,2312
Ciclo combinado	0,1684 – 0,1998
Motor de media velocidad	0,1244 – 0,1878
Carbón	0,1170 – 0,1640
Geotermia	0,0875 – 0,1097
Hidroelectricidad	0,0698 -- 0,1365
Eólica	0,1425 – 0,2384
Biomasa	0,0437 –

**FIG. 3.5** Comparación de rangos de costos de generación en Honduras



La Figura 3.5 presenta la comparación de costos simulados de generación para diversas tecnologías de generación bajo escenarios de condiciones locales así como de las tecnologías consideradas.

Es posible concluir que en el contexto hondureño las tendencias observadas son:

- En general la generación renovable en el rango de 0-10 MW tendería a ser competitiva con la generación térmica, aun cuando las escalas de planta tipo, haya sido seleccionada en el orden de los 5 MW para escalas pequeñas renovables y las térmicas sean considerablemente mayores.
- La energía geotérmica tiende a ser competitiva en costos aún cuando para efectos de simulación no se ha considerado costo asociado por prospección del recurso en el subsuelo, lo que podría variar su resultado.
- La generación hidroeléctrica presenta rangos de costos de generación amplios, tomando en cuenta el efecto que pueden tener condiciones específicas de sitio en el desarrollo de proyecto debido al potencial factor de planta que puede ser alcanzado, tomando en cuenta que la mayoría de planta de pequeña escala serán del tipo de filo de aguas o serán planta de piqueo para alimentar de potencia y energía en horas críticas a la red eléctrica local.
- La generación con biomasa en general parece ser fuertemente afectada en su costo de generación por la duración de la zafra cañera tendiendo a ser más costo efectivo a mayor duración de esta.
- La energía eólica presenta costos de generación tendencialmente más altos, lo que puede ser explicado por economías de escala debido a que aún cuando esta tecnología está disponible modularmente en escalas de entre 0-3 MW, generalmente el desarrollo de fincas de molinos de vientos tiende a integrar capacidades instaladas en el rango de 20-50 MW, lo que podría tener un impacto en los costos de generación estimados como tendencias.
- Pareciera que aún cuando las distintas tecnologías renovables en la escala considerada son competitivas, la generación hidro y con biomasa son claramente habilitantes cuando las condiciones de sitio las hacen entregar costos en los márgenes inferiores de las estimaciones realizadas.
- Dichas tecnologías deberán ser consideradas dentro de cualquier senda de diversificación de suministros de energía eléctrica así como en cualquier discusión sobre implicaciones de seguridad energética en el país.

### 3.2. Precios de la energía eléctrica en Honduras

El régimen tarifario de la electricidad en Honduras fue establecido en la Ley Marco, que en este aspecto se inspiró en la Ley de Concesiones Eléctricas del Perú, de 1992. El esquema, que se presenta en el siguiente

recuadro, corresponde a la estructura de la industria que contemplaba la Ley, con múltiples generadores y múltiples distribuidores privados

#### Principios de Cálculo y Fijación de Tarifas Eléctricas según la Ley Marco<sup>49</sup>

*“Los distribuidores podrían comprar potencia y energía a un precio regulado, designado como la “Tarifa en Barra”, que reflejaría los costos de generación y transmisión. Esta tarifa sería calculada anualmente por los generadores y aprobada por el regulador junto con fórmulas de ajuste que permitirían su modificación a lo largo del año cada vez que los costos cambiaran en más de un 5 por ciento debido a variaciones del precio de los combustibles y de la tasa de cambio. La tarifa y sus eventuales modificaciones en caso de ajustes, entrarían en vigencia al ser publicadas en el diario oficial la Gaceta. Los distribuidores presentarían cada cinco años las tarifas a usuarios finales y sus fórmulas de ajuste para aprobación del regulador. (Las tarifas podían calcularse nuevamente antes del final de los cinco años si el ajuste indicado por las fórmulas llegaba a exceder el valor de la tarifa original). Estas tarifas reflejarían el costo de las compras al por mayor de potencia y energía a la Tarifa en Barra, más el “Valor Agregado de Distribución” basado en los costos de una “empresa modelo eficiente.” Las tarifas se ajustarían al variar los costos en más del 5 por ciento debido a variaciones de la Tarifa en Barra y de la tasa de cambio. Al calcular el valor agregado de distribución, los costos de distribución se promedian sobre los diferentes tipos de zonas, lo que implica un subsidio de las áreas urbanas a las rurales. Además, la Ley permite, pero no manda, un subsidio cruzado explícito a favor de los “Pequeños Consumidores Residenciales”, definidos como aquellos que usan menos de 300 kWh por mes, estableciendo límites para ese subsidio.”*

Aún cuando la Ley Marco definía muchos de los procedimientos a ser usados para definir tarifas en el mercado hondureño, el hecho de que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica se haya mantenido verticalmente integrada, ha contribuido a que no se hayan aplicado históricamente los métodos oficiales de cálculo o de ajuste de tarifas, ni que se haya cumplido con la periodicidad indicada por la ley para los cálculos de tarifas en el país; aún cuando recientemente se ha producido un Estudio del Pliego Tarifario de ENEE<sup>50</sup> para el año 2009 que cumple con las normativas establecidas en la legislación marco del sector.

Estudios realizados en el año 2000<sup>51</sup> sobre tarifas en Honduras indicaban que la composición típica de las mismas reflejaba la siguiente estructura de participación:

<sup>49</sup> Banco Mundial. Honduras: temas y opciones del sector energía: Informe Final. Julio 2007.

<sup>50</sup> ENEE. Estudio de Pliego Tarifario 2009. Enero 2009. Disponible en <http://www.cne.gob.hn/NR/rdonlyres/31733914-2B0E-4DD6-B323-9470AC238635/2973/EstudiodelPliegoTarifario2009.pdf>

<sup>51</sup> Ian Walker, Juan Benavides. Honduras: the road to sustainable reform. Capítulo 3 del libro “Keeping the light on power sector reform” editado por el Banco Interamericano de Desarrollo. 2003.



Componente de generación:	0,057 US\$/KWh (52,70%)
Componente de transmisión:	0,010 US\$/KWh (9,25%)
Componente de subestación:	0,029 US\$/KWh (26,8%)
Valor agregado de distribución:	0,012 US\$/KWh (11,25%)
Total:	0,108 US\$/KWh (100%)

### 3.2.1. Precios pagados a los generadores

#### Comportamiento del precio de generación

En el esquema de precios introducido por la Ley Marco, el costo marginal de corto plazo es básicamente una señal económica para los generadores para promover el suministro. Como componente de la tarifa en barra – que debía ser propuesta cada año por los generadores a la CNE – es el precio al cual los generadores están dispuestos a garantizar el suministro a los distribuidores. Por ese motivo, es también el costo de generación trasladado a los consumidores finales en las tarifas. La Ley Marco define el costo marginal de corto plazo como el costo económico de suministrar un kilovatio y un kilovatio-hora adicionales durante cinco años. La definición se refiere al costo de suministrar potencia, o capacidad, adicional (un kilovatio) y al costo de suministrar energía adicional (un kilovatio-hora). No obstante, la práctica actual es que cada año la ENEE calcula únicamente el costo marginal de corto plazo de la energía, lo que se convierte en la señal de precio para los generadores.

Los generadores privados están desarrollando pequeños proyectos renovables basados en PPAs a largo plazo con la ENEE con precios de energía iguales al costo marginal publicado por la SERNA. El precio queda fijo al firmar el contrato y está sujeto a ajustes debidos a la inflación de los Estados Unidos.

Los generadores renovables reciben ciertas ventajas a nivel de pago por generación, entre las que están el que reciben un 10% por encima del costo marginal que es publicado por la SERNA.

Por ejemplo para el año 2008, los costos marginales fueron asignados de acuerdo a la Figura 3.6.

FIG. 3.6 Costos marginales de corto plazo para Honduras (2008)<sup>52</sup>

**AVISO**  
COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO 2008 SERNA

En cumplimiento del Artículo 12 del Decreto 85-94 reformado por el artículo 2 del Decreto 267-98, y para los fines determinados en las leyes, la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente hace de conocimiento público que el costo marginal de corto plazo de generación de energía eléctrica (CMCP), aprobado para el año 2008 es de ochenta con 18/100 dólares de los Estados Unidos de América por Megavatio-hora (US\$ 80,18/MWh), equivalente a un mil quinientos veintinueve con 81/100 centavos por Megavatio-hora (L. 1.525,81/MWh) a la tasa de cambio de 19,0274 tempiras por dólar.

Los correspondientes valores promedio por estación y por bloque horario para el CMCP:

Bloque	Horarios	Estación Seca US\$/MWh	Estación Lluviosa US\$/MWh	Promedio US\$/MWh
Punta	Lunes a Viernes 8:00 a 12:00 y 17:00 a 19:00	81,94	85,90	88,74
Intermedio	Lunes a Viernes 09:00 a 9:00, 12:00 a 17:00 y 18:00 a 22:00 Sábado 06:00 a 22:00 Domingos y días de feriado nacional 10:00 a 12:00 y 18:00 a 21:00	78,10	78,83	79,01
Valle	Lunes a Viernes 00:00 a 05:00 y 22:00 a 24:00 Sábado 00:00 a 05:00 y 22:00 a 24:00 Domingos y días de feriado nacional 00:00 a 10:00, 12:00 a 18:00 y 21:00 a 24:00	73,62	68,72	71,14
Promedio		81,88	78,44	85,12

**Nota:** La estación seca comprende los meses de enero a mayo y el mes de diciembre. La estación lluviosa comprende los meses de junio a noviembre.

Temasigla M.D.C. 15 de enero de 2008  
Secretaría de Estado en los Despachos de Recursos Naturales y Ambiente

<sup>52</sup> La Tribuna, 15/01/08, página 46.



La Tabla 3.13 presenta la información más reciente de costo marginal de corto plazo para Honduras.

**TABLA 3.13** Costo Marginal de corto plazo en Honduras (2009)<sup>53</sup>

Bloque Horario	CMCP en US\$/MWh		
	Estación Seca	Estación lluviosa	Promedio
Punta (duración de cinco horas)	108.81	89.55	104.26
Somivalle (duración de doce horas)	84.27	83.34	83.81
Valle (duración de siete horas)	74.84	70.72	72.81
<b>Promedio</b>	<b>88.01</b>	<b>84.93</b>	<b>86.90</b>

De acuerdo a información suministrada por parte de la Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía (AHP-PER) para el 2009, los precios pagados a generadores renovables tomando en consideración los programas existentes de beneficios están en un promedio de US\$ 0,105/KWh generado (ver Tabla 3.14).

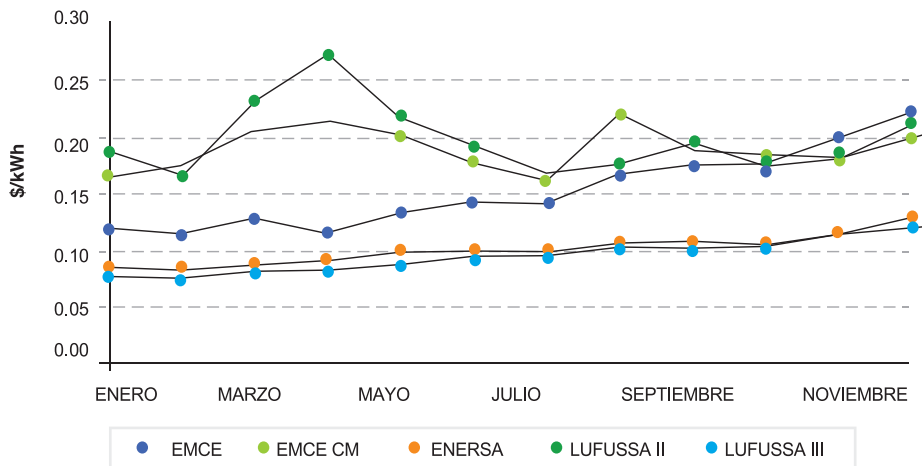
**TABLA 3.14** Precios a ser pagados a la generación renovable en Honduras (2009)

AÑO DE OPERACIÓN DE LA PLANTA	PRECIO BASE* (US\$/KWh)	INCENTIVOS ENERGIA RENOVABLE (US\$/kWh)**		PRECIO TOTAL (INICIO DEL AÑO) (US\$/KWh)
		AJUSTE INFLACIÓN USA	10% CMCP AJUSTADO AGOSTO 2006	
1	0,086900	0,000000	0,008690	<b>0,095590</b>
2	0,086900	0,001304	0,008690	<b>0,096894</b>
3	0,088204	0,001323	0,008690	<b>0,098217</b>
4	0,089527	0,001343	0,008690	<b>0,099559</b>
5	0,090869	0,001363	0,008690	<b>0,100922</b>
6	0,092232	0,001383	0,008690	<b>0,102306</b>
7	0,093616	0,001404	0,008690	<b>0,103710</b>
8	0,095020	0,001425	0,008690	<b>0,105136</b>
9	0,096446	0,001447	0,008690	<b>0,106582</b>
10	0,097892	0,001468	0,008690	<b>0,108051</b>
11	0,099361	0,001490	0,008690	<b>0,109541</b>
12	0,100851	0,001513	0,008690	<b>0,111054</b>
13	0,102364	0,001535	0,008690	<b>0,112589</b>
14	0,103899	0,001558	0,008690	<b>0,114148</b>
15	0,105458	0,001582	0,008690	<b>0,115730</b>
			<b>PROMEDIO</b>	<b>0,105335</b>

<sup>53</sup> ENEE. Estudio de Pliego Tarifario 2009. Enero 2009. Disponible en <http://www.cne.gob.hn/NR/rdonlyres/31733914-2B0E-4DD6-B323-9470AC238635/2973/EstudiodelPliegoTarifario2009.pdf>





**FIG. 3.7** Precios de compra de energía pagados por ENEE a varios generadores independientes, cogeneradores y autoprodutores, para cada mes, 2007<sup>54</sup>

La Figura 3.7 presenta algunas tendencias observadas de pagos de energía eléctrica pagados por ENEE a distintos generadores en el país durante el 2007.

Las señales que se dan en el país hacen que se de un "boom" de desarrollo de hidro, cosa que queda clara al leer los planes de expansión de y de plantas por entrar adonde se nota un importante desarrollo de plantas de pequeña escala en los dos próximos años. (Tabla 3.15).

**TABLA 3.15** Plantas de pequeña escala esperadas en interconexión a corto plazo en Honduras

ADICIÓN DE PLANTAS AL SISTEMA (MW)						
PLANTA	Combustible	2009	2010	2011	2012	2013
Alsthom <sup>1</sup>	Búnker / Carbón	27.0				
Suizer	Búnker / Carbón	28.0				
Enersa (contrato por 30 MW)	Búnker	30.0				
Mangrillas (Chimistán y Naco)	Carbón	11				
Motores	Búnker		53			
Cachsa <sup>1</sup>	Búnker / Carbón	50		100		
Manguito I	Mini hidro	1.2				
Manguito II	Mini hidro	1.3				
Matarrás I	Mini hidro	1.0				
Matarrás II	Mini hidro	2.3				
Ecoenergy	Biomasa	10.8				
Ecopaíses Biogás (II etapas)	Biogás	0.8				
Santa Elena	Mini hidro		1.6			
Mezapa León	Mini hidro		9.4			
Ojo de Agua	Mini hidro		17.2			
Masca I	Mini hidro		1.7			
Masca II	Mini hidro		1.0			
La Ruidosa I y II	Mini hidro		6.2			
Tapalapa	Mini hidro		3.2			
Río Blanco, Los Puentes	Mini hidro		1.5			
Los Laureles	Mini hidro		4.8			
Moña I y II	Mini hidro		6.3			
Eólico	Eólico			100		
KEPCO	Carbón				500	
<b>TOTAL</b>		<b>163.4</b>	<b>107.9</b>	<b>200</b>	<b>500</b>	<b>0</b>

<sup>54</sup> Datos basados en el reporte para el Istmo Centroamericano de Estadísticas para el Sub-sector Eléctrico del año 2007 preparado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe de Naciones Unidas, CEPAL y que puede ser encontrados en [www.eclac.org/publicaciones/xml/3/28363/L772.pdf](http://www.eclac.org/publicaciones/xml/3/28363/L772.pdf)

RETIRO DE PLANTAS (MW)						
PLANTA	Combustible	2009	2010	2011	2012	2013
Green Valley	Búnker		10			
Ceiba	Búnker		28.6			
Elcoca	Búnker			80		
Lufuoso 1	Diesel		40.0			
Nacional de Ingenieros	Diesel		20			
Santa Fe	Diesel				5	
<b>TOTAL</b>		<b>0</b>	<b>96.6</b>	<b>80</b>	<b>5</b>	<b>0</b>

### Comportamiento del precio en el mercado de oportunidad

La Ley Marco permitía en principio transacciones de oportunidad o "spot" entre generadores y la ENEE pero no estableció un mercado mayorista formal basado en precios horarios de la energía.

Hay algunos generadores que venden regularmente a la ENEE al costo marginal de corto plazo del sistema, entre ellos al 2007, Elásticos Centroamericanos y Textiles, S.A. (ELCATEX), un autogenerador industrial que vende entre 3 y 5 MW de excedentes de capacidad, y EMCE, uno de los generadores privados, usando 5 MW de capacidad adicional no incluida en su PPA con ENEE.

También podrían clasificarse en la misma categoría las ventas de generadores que tienen PPAs con la ENEE, pero que le presentan ofertas "fuera de contrato" para asegurarse de ser despachados.

El despacho de la ENEE no determina el costo marginal horario del sistema. Aunque la ENEE usa una herramienta de software muy conocida para planificar sus operaciones a mediano plazo, designada como Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP), no necesariamente ha habilitado las estimaciones de corto plazo del programa, que el centro de despacho debería usar para el despacho diario y que le permitiría determinar el costo marginal de corto plazo horario.

El cálculo del costo marginal horario facilitaría la implementación de un mercado spot o de balance, requerido para acomodar contratos de energía flexibles e incrementar la eficiencia de las transacciones de energía, cosa que no se da en la actualidad.

### 3.2.2. Niveles de precios de peajes por transmisión eléctrica.

La Ley Marco del Subsector Eléctrico establece que las tarifas aplicables a las ventas de una distribuidora se deben basar en el concepto de tarifa en barra.

Existe un procedimiento establecido por la CNE, estableciéndose que dicha tarifa tiene los siguientes componentes:

1. Componente debido a costo marginal de corto plazo de generación
2. Componente debida a las inversiones en la red existente de transmisión
3. Componente debida a las inversiones futuras del sistema de transmisión
4. Componente debida a las pérdidas eléctricas en el sistema de transmisión
5. Componente debida a la facturación

La estimación para establecer la tarifa en barra para el 2009 indica que el valor hasta la red de transmisión es de US\$ 96,15/MWh para la componente de energía y de US\$ 12,71/MWh para la componente de potencia; para un total de US\$ 108,86/MWh. El valor a nivel de subestación en su componente de energía es de US\$ 103,10/MWh y de US\$ 15,66/MWh para potencia incluyendo los costos del circuito primario de distribución; para un total de US\$ 118,76/MWh.

### 3.2.3. Cargos por distribución y comercialización de la energía eléctrica

Las tarifas a usuarios finales incluyen el valor agregado de distribución que representan el conjunto de costos que la empresa distribuidora agrega al valor de la energía que recibe del generador o del trasmisor.

El valor agregado de distribución incluye los siguientes rubros:

1. Costos asociados a dar servicio al abonado, independientes de su demanda de potencia y energía
2. Pérdidas medias de distribución de potencia y energía, basándose en el concepto de empresa eficiente
3. Anualidad de la inversión suponiendo costos de inversión normales
4. Costos de operación y mantenimiento por unidad de potencia suministrada



La Tabla 3.16 presenta la información más reciente disponible en Honduras de estimación del valor agregado de distribución que representa actualmente un valor de 47,13 US\$/MWh.

**TABLA 3.16** Estimación del valor agregado de distribución en Honduras (2009)

	Abonado US\$/año/mes	Potencia US\$/MWh	Energía US\$/MWh	Equivalente US\$/MWh
Costo de O&M	2.79	-	-	4.53
Costo de Perdidas Energía	-	-	14.44	14.44
Costo de Perdidas Potencia	-	16.99	-	16.99
Costo de Inversiones	-	3.02	-	9.47
<b>Subtotal</b>				<b>45.43</b>
<b>Costo de Facturación</b>				<b>1.7037</b>
<b>TOTAL</b>				<b>47.1368</b>

De tal manera la ENEE ha calculado que para la revisión tarifaria del 2009 los costos de suministro para distintos tipos de usuarios estarán situados en un promedio de US\$ 165.89/MWh y de ahí dependiendo de la característica del usuario podrán haber costos de entrega hasta valores bajos como los que se encuentran para industria en alta o media tensión.

La Tabla 3.17 presenta la información actualizada generada por ENEE sobre costo de suministro a diversos usuarios en el país para el 2009.

**TABLA 3.17** Costo de suministro para energía eléctrica en Honduras (2009)

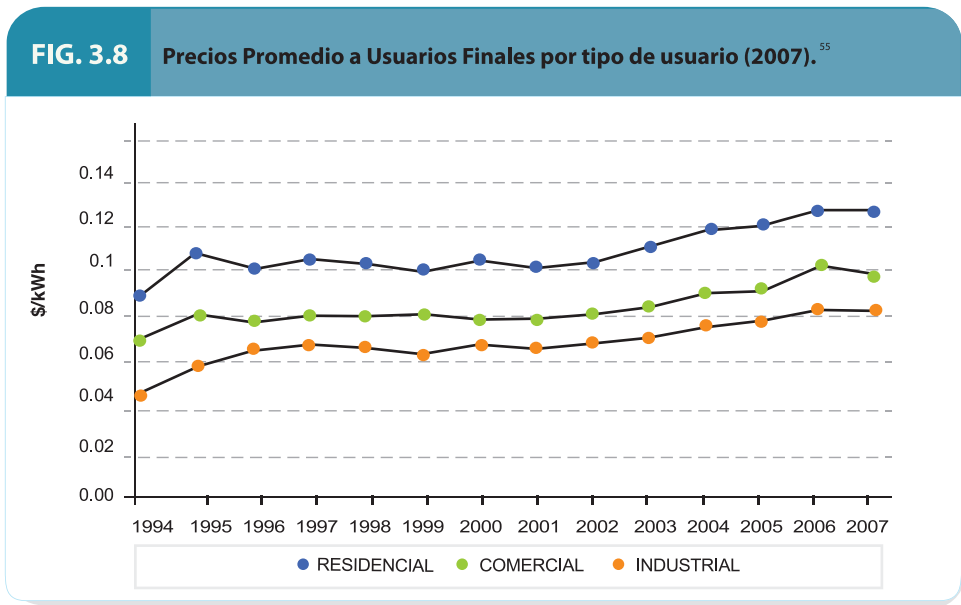
	COSTO DE SUMINISTRO PARA LAS TARIFAS AL CONSUMIDOR FINAL	
	US\$/MWh	
	Macro (2000)	Enero (2009)
<b>Tar A - Residencial</b>		
0-500 kWh	98.37	163.94
501-100	98.37	163.94
101-500	98.37	163.94
500-800	98.37	163.94
>800	98.37	163.94
<b>Tar B - Baja Tensión</b>		
0-500	115.11	163.94
501-1,000	115.11	163.94
>1,001	115.11	163.94
<b>Tar C - Media Tensión</b>		
Potencia (US\$/MWh)	79.65	15.66
Energía + pérdidas (US\$/MWh)	67.25	103.10
<b>Total</b>	<b>146.90</b>	<b>118.77</b>
<b>Tar D - Gran Industria</b>		
Business (US\$/MWh)	45.51	12.72
Energía + pérdidas (US\$/MWh)	57.00	96.15
<b>Total</b>	<b>102.51</b>	<b>108.87</b>
<b>Tar E - Gobierno &amp; Otros</b>		
Modificado	118.06	163.94
Tránsito	118.06	163.94
<b>Tar F - Municipalidades</b>		
Modificado	84.32	163.94
Tránsito	84.32	163.94

### 3.2.4. Precios de la energía eléctrica para usuarios finales

De acuerdo a la legislación hondureña, las tarifas eléctricas tendrán una validez de 5 años. Al tratar el sector residencial se permite el establecimiento de subsidios cruzados y para otros sectores de consumo la ley permite situar la tarifa entre el 100 y 120% del costo del suministro. Las políticas que se utilizan en la definición de los subsidios cruzados para el sector residencial, obviamente tratan de manejar subsidios mayores para los usuarios de baja demanda mensual y aumenta conforme se da aumento del consumo medio mensual de las residencias. Este manejo está obviamente expuesto a consideraciones políticas y es un tema recurrente en cualquier análisis del sector eléctrico hondureño.

Tomando en cuenta el objetivo del presente estudio de mercado que se relaciona con la generación de energía renovable no se realiza un análisis detallado del tema de los subsidios en Honduras y sus efectos generales sobre el sector eléctrico y la situación financiera de la compañía distribuidora.

Los precios promedio de venta de energía eléctrica a usuarios finales para el 2007 se presentan en la Figura 3.8.



En [www.cne.gob.hn/portal/documentos/](http://www.cne.gob.hn/portal/documentos/) se puede encontrar el pliego tarifarios vigente para la ENEE, el cual es presentado en la Tabla 3.17.

<sup>55</sup> Datos basados en el reporte para el Istmo Centroamericano de Estadísticas para el Sub-sector Eléctrico del año 2007 preparado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe de Naciones Unidas, CEPAL y que puede ser encontrados en <http://www.eclac.org/publicaciones/xml/3/28363/L772.pdf>



TABLA 3.18

## Pliego Tarifario Vigente de Honduras

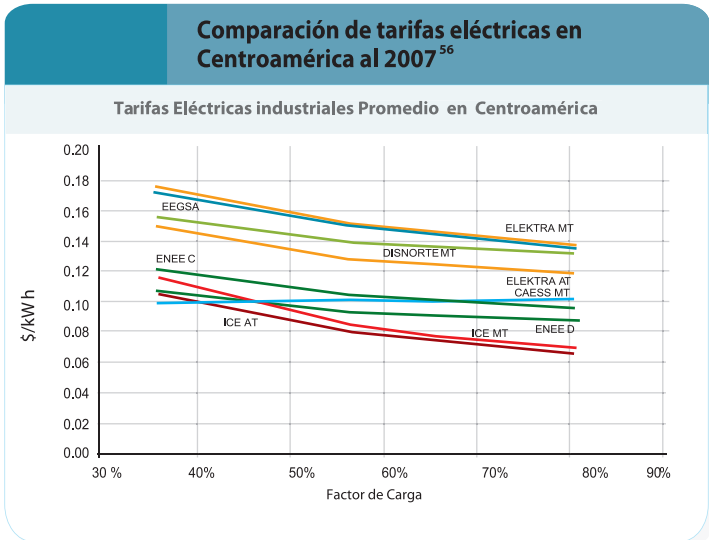
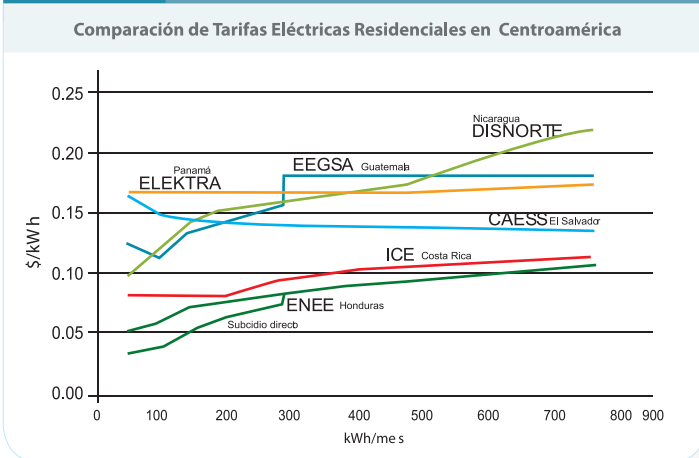
TA RIFA "A"				
Servicio Residencial Consumo Mensual de 500 kWh o menos	Por los primeros	20 kWh	8.03	Lps
	Por los siguientes	80 kWh	0.8117	Lps/kWh
	Por los siguientes	200 kWh	1.1832	Lps/kWh
	Por los siguientes	200 kWh	1.3758	Lps/kWh
Servicio Residencial Consumo Mensual Mayor de 500 kWh	Por los primeros	20 kWh	8.23	Lps
	Por los siguientes	80 kWh	0.8329	Lps/kWh
	Por los siguientes	200 kWh	1.2140	Lps/kWh
	Por los siguientes	200 kWh	1.4117	Lps/kWh
	Por el exceso de	500 kWh	1.5530	Lps/kWh
TA RIFA "B"				
Servicio General en baja tensión	Monofásico			
	Por los primeros	20 kWh	33.04	Lps
	En exceso de	20 kWh	1.6518	Lps/kWh
	Trifásico			
	Por los primeros	100 kWh	165.18	Lps
	En exceso de	100 kWh	1.6517	Lps/kWh
TA RIFA "C"				
Servicio Industrial en alta tensión con puntos de entrega y medición únicos en voltaje primario (13.8 y 34.5 kV)	Cargo por kWh		135.1198	Lps/kWh
	Cargo por kWh		0.9650	Lps/kWh
	Cuota mínima		33,779.94	Lps
TA RIFA "D"				
Servicio Industrial en alta tensión con puntos de entrega y medición únicos en voltaje primario (13.8, 34.5, 69, 138, 230 kV)	Cargo por kWh		100.3282	Lps/kWh
	Cargo por kWh		0.9233	Lps/kWh
	Cuota mínima		250,820.48	Lps
TA RIFA "E"				
Servicio público, gobierno central, poderes: ejecutivo, legislativo y judicial, municipalidades, entes autónomos o semiautónomos, y otros.	Monofásico			
	Por los primeros	20 kWh	33.88	Lps
	En exceso de	20 kWh	1.6942	Lps/kWh
	Trifásico			
	Por los primeros	100 kWh	169.42	Lps
	En exceso de	100 kWh	1.6942	Lps/kWh
TA RIFA "Fg" Vigente desde agosto de 2004, por D				
Servicio municipal general para consumos mensuales iguales o inferiores a 2500 kWh.	Monofásico			
	Por los primeros	20 kWh	24.20	Lps
	En exceso de	20 kWh	1.2100	Lps/kWh
	Trifásico			
	Por los primeros	100 kWh	121.00	Lps
	En exceso de	100 kWh	1.2100	Lps/kWh
TA RIFA "Fh" Vigente desde agosto de 2004, por D				
Servicio municipal horario para consumos mensuales superiores a 2500 kWh.	Bloque Horario		Días y Horas	
	Punta	Día de semana de 9 AM a 12 M y de 5 PM a 7 PM	1.88	Lps/kWh
	Semivalle	Día de semana de 5 AM a 9 AM de 12 M a 5 PM y de 7 PM a 10 PM	1.09	Lps/kWh
		Sábado de 6 AM a 10 PM.		
	Valle	Domingos y feriados nacionales de 10 AM a 12 M y de 4 PM a 9 PM		
		Día de semana de 0 AM a 5 AM y de 10 PM a 12 PM	0.85	Lps/kWh
	Sábado de 0 AM a 6 AM y de 10 PM a 12 PM			
	Domingos y feriados nacionales de 12 M a 4 PM y de 9 PM a 12 PM			



Tomando en cuenta de que se han dado atrasos en el establecimiento de pliegos tarifarios puesto que el pliego vigente fue establecido en el año 2000, la ENEE ha realizado estudios recientes que plantean las propuestas que están en discusión para la aprobación o no de un nuevo pliego tarifario en el país. Alguna de la información que conduce a establecer los costos de suministro se ha presentado en este capítulo, pero la propuesta de pliego no se incluye tomando en cuenta que se encuentra enmarcada en un proceso de discusión interno del país, que todavía no tiene señales claras de su camino de aprobación. Sin embargo, el lector puede acceder esa información en el sitio web de la CNE en la dirección <http://www.cne.gob.hn/NR/rdonlyres/31733914-2B0E-4DD6-B323-9470AC238635/2973/EstudiodelPliegoTarifario2009.pdf>

La Figura 3.9 presenta una comparación histórica de las tarifas eléctricas de las principales distribuidoras de la región centroamericana al 2007 que indica tendencias generales de los precios en la región destacándose que las tarifas en Honduras se sitúan entre los rangos más bajos de la región, posiblemente debido al manejo del tema de los subsidios así como el hecho de que las indexaciones y nuevos pliegos no se han desarrollado de manera oportuna, con lo que se puede acotar el esfuerzo que debe hacerse en el país para la recuperación de costos de suministro enfrentado por el esquema tarifario en el país.

**FIG. 3.9** Comparación de tarifas eléctricas en Centroamérica al 2007<sup>56</sup>



**3.3. Conclusiones.**

Los costos de generación sobre tendencias de inversión en proyectos tipo (en los rangos de interés para este estudio) que han sido estimados para el país son representativos de las tendencias observadas en las consultas realizadas con desarrolladores de proyectos específicos, y por lo tanto presentan un panorama sobre la realidad de lo que es esperable encontrar en el universo de proyectos en desarrollo o prospección de desarrollo. Los rangos de costos estimados de generación para proyectos renovables está en el rango entre los US\$ 0,044-0,238/KWh que compara con rangos entre los US\$ 0,11-0,23/KWh para las tecnologías fósiles consideradas. En términos generales se muestra en el análisis que las tecnologías renovables son generalmente competitivas con respecto a la generación fósil en el país desde la perspectiva de costos de generación.

Es adecuado mencionar que diferentes tecnologías, y condiciones de proyecto reflejadas en los factores de planta que pueden ser encontrados y que dependerán de las condiciones de sitio de proyecto tienen un impacto muy grande en que tan competitivo será en última instancia un proyecto o una participación renovable por tipo de tecnología. Casos como la generación eólica son claramente ejemplificantes de este tema, por cuanto el impacto que tiene un buen o mal régimen de viento es fundamental para definir o no la existencia de un proyecto; siendo este tema básicamente similar en las variables hidrológicas para un proyecto hidroeléctrico. Los rangos observados de costos de generación, por ejemplo para la geotermia deben ser observados con atención, pues en el análisis presentado no se incluyeron costos de prospección del recurso. Los proyec-

<sup>56</sup> Banco Mundial. Honduras: Temas y Opciones del Sector Energía. Informe Final 10 Julio, 2007.





tos de generación a partir de residuos de biomasa se mantienen como proyectos de buen nivel de costos, especialmente cuando los costos variables de manejo del recurso no son directamente cargados al proyecto de exportación eléctrica y más bien se cargan a componentes empresariales como la producción de azúcar. En este trabajo no se ha dado consideración específica a la generación dendroenergética de plantaciones dedicadas a la producción eléctrica.

Las tendencias observadas en las simulaciones realizadas mantienen sus tendencias de competitividad frente a los distintos escenarios internacionales de precios de los combustibles fósiles y a las escalas de inversión generalmente desarrolladas en el sector de generación térmica en el país.

Aún cuando Honduras aprobó una reforma de su sector eléctrico, no ha podido implementar dicha reforma, lo que da a su proceso características muy particulares y a través del tiempo su sistema eléctrico ha estado expuesto a distintos tipos de choques y vulnerabilidades que son claras al observador. La situación financiera de su empresa eléctrica así como los niveles de subsidios en los pliegos tarifarios juegan un papel importante en cualquier acción de fortalecimiento sectorial. Honduras ha aplicado una serie de incentivos a la energía renovable, aplicables a proyectos menores de 50 MW que actualmente dan señales positivas para el desarrollo; aún cuando la permisología puede causar atrasos en las negociaciones y aprobaciones relevantes de los proyectos.

El espacio de participación a los generadores renovables de pequeña escala está centrado en el despacho obligatorio a los generadores renovables, el establecimiento de una normativa de fijación de precios basado en costo marginal de corto plazo de corto plazo al cual se le adiciona un 10% para la tarifa de generación, que actualmente ofrece en promedio alrededor de los US\$105/MWh en contratos de largo plazo. Esto indudablemente contribuye a dar una señal positiva al desarrollo de pequeños proyectos renovables.



## 4. PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y MERCADOS DE CARBONO EN HONDURAS

El presente capítulo tiene por objetivos presentar elementos generales del estado de situación del Mecanismo de Desarrollo Limpio a nivel internacional en relación a las tendencias de los mercados de carbono así como de componentes de ciclo de desarrollo de proyectos en estos mecanismos de flexibilidad, así como pasar por una revisión aplicada de los elementos metodológicos y de modalidades/procedimientos aplicables a los proyectos de generación de energía renovable; para pasar luego a detallar el estado de situación institucional y normativa local a nivel país para la aprobación de proyectos MDL. El capítulo también presenta el estado de situación de los portafolios globales/regionales y locales de proyectos MDL con el interés de poder realizar y contrastar la participación del país en el mercado de carbono a nivel internacional.

### 4.1. Estado Actual del Protocolo de Kioto y los Mercados de Carbono

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es un programa de incentivos económicos establecido por Naciones Unidas<sup>57</sup>, para promover nuevas inversiones en proyectos que reduzcan emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El sistema está creando un mercado global de demanda y oferta para el servicio certificado de reducciones de GEI. El Protocolo de Kioto es un brazo de la Convención Marco de Naciones Unidas de Cambio Climático (UNFCCC por sus siglas en inglés) que busca enfrentar el problema del cambio climático generado por la interferencia humana en las dinámicas climáticas globales con el objetivo de tratar de estabilizar las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero en la atmósfera.

Los proyectos MDL deben ser formulados, revisados y aprobados de acuerdo con la reglamentación establecida por la Junta Ejecutiva del MDL, en acuerdo con las modalidades y procedimientos del MDL. Igualmente deben ser evaluados por auditores especializados y aprobados por dicha Junta Ejecutiva del MDL. Se han establecido una serie de criterios de registro para este tipo de proyectos entre los que están la elegibilidad, la adicionalidad; donde cada proyecto debe demostrar que no se hubiese implementado en la ausencia del incentivo del MDL así como diversas documentaciones estandarizadas que deben ser usadas para su valoración.

Las emisiones reducidas por nuevas inversiones bajo el marco del MDL deben ser monitoreadas cuidadosamente y reportadas con periodicidad a la Junta Ejecutiva del MDL, para que las reducciones sean certificadas. Cada Certificado de Reducción de Emisiones (CER) representa la mitigación de una tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente<sup>58</sup>. El valor general de los CER's es determinado por la demanda y oferta en el mercado internacional, y el precio depende de la estrategia de presentación y negociación de los CER's. Un proyecto debidamente acreditado ante el MDL puede aspirar a generar CER's por períodos de hasta 21 años, en función de su selección de períodos de acreditación.

#### 4.1.1. Desarrollos recientes en el marco del Protocolo de Kioto y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El Protocolo de Kioto fue acordado en esa ciudad japonesa por 184 países del mundo en Diciembre de 1997. Fue ratificado y adquirió forma legal en el 2005, requiriendo que 37 países industrializados reduzcan sus emisiones en un promedio cercano al 5% por debajo de sus emisiones de 1990 en el periodo de 2008-2012. El protocolo fue un primer e importante primer paso en el proceso de controlar las emisiones de gases de efecto invernadero y ha llevado a muchos países industrializados a establecer instituciones y políticas necesarias para alcanzar las reducciones de emisiones. Su impacto en el marco de los aumentos de emisiones observados ha sido relativamente bajo.

Los países pueden alcanzar sus metas de reducciones parcialmente a través de invertir en proyectos de reducciones en otros países. Actualmente el mayor de estos "mecanismos de flexibilidad" es el MDL.

Durante el último año, los principales desarrollos observados en el contexto de la normativa/regulación del Protocolo de Kioto ha sido el hecho de que el Reporte más reciente del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC por sus siglas en Inglés) ha indicado lo complejo y acelerado de la dinámica de calentamiento global que llama a renovar los esfuerzos para combatir este problema. En el 2007 el IPCC fue galardonado con el Premio Nobel de la Paz, reconociendo el esfuerzo y trabajo realizado por la comunidad científica mundial en

<sup>57</sup> Mediante la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), y el Protocolo de Kioto del mismo órgano.

<sup>58</sup> Dado que el Protocolo de Kioto busca controlar la emisión de 6 GEI, cada uno con un potencial de calentamiento global.



dar respuestas y sendas de acción a la sociedad humana. Actualmente se encuentra en implementación la agenda definida en Bali denominado el Plan de Acción de Bali que debe concluir en Diciembre del presente año durante la 15ava Convención de las Partes a desarrollarse en Dinamarca en Diciembre del 2009, con una nueva negociación de arquitecturas de respuestas globales ante el problema. Se encuentran en discusión dos principales aspectos relativos a formas de lograr profundizar los compromisos de reducciones de emisiones que son necesarios así como formas de establecer nuevos esquemas de colaboración entre las naciones.

Ambos temas son muy complejos y se anticipa un ritmo muy contencioso de negociaciones.

Los resultados de estas negociaciones tendrán impactos importantes en la forma que se manejan los mecanismos de flexibilidad, de los cuales el MDL es uno de ellos; y por

ende cualquier negociación tendrá efectos sobre el comportamiento de los mercados derivados de reducciones de emisiones en el futuro próximo en especial después del 2012 cuando se cumple el denominado Primer Período de Cumplimiento del Protocolo de Kioto.

El presente trabajo no pretende convertirse en un tratado sobre el estado actual de las negociaciones climáticas y como se verá más adelante el objetivo de esta sección es hacer ver al lector los hechos más sobresalientes en el mercado internacional de reducciones de emisiones y sus características.

#### 4.1.2 Tendencias recientes de los mercados de carbono<sup>59</sup>

El mercado de carbono es uno de los resultados más visibles de la acción reguladora en el tema del cambio climático. Para el 2007 el valor identificado del mercado de carbono representó alrededor de US\$ 64 billones distribuidos de acuerdo a la Tabla 4.1.

**Tabla 4.1** Características recientes de los mercados de carbono

	2006		2007	
	Volumen	Valor	Volumen	Valor
	(MtCO <sub>2</sub> e)	(MUS\$)	(MtCO <sub>2</sub> e)	(MUS\$)
<b>Mercados de permisos</b>				
EUETS	1.104	24.436	2.061	50.097
New South Wales	20	225	25	224
Chicago Climate Exchange	10	38	23	72
UKETS	nd	nd	nd	nd
Sub Total	1.134	24.669	2.109	50.394
<b>Transacciones de proyectos</b>				
MDL primario	537	5.804	551	7.426
MDL secundario	25	445	240	5.451
Implementación Conjunta	16	141	41	499
Otras transacciones de cumplimiento o voluntarias	33	146	42	265
Sub total	611	6.536	874	13.641
Total	1.745	31.235	2.983	64.035

<sup>59</sup> Basado en la publicación del Banco Mundial: State and Trends of the Carbon Markets 2008. Washington 2008 disponible en <http://www.carbonfinance.org>

Las principales tendencias observadas en los mercados de carbono en el último año son:

- **Mercados de permisos:** El sistema europeo del “European Union Emission Trading System” (EU-ETS) ha sido exitoso en su misión de alcanzar reducciones de emisiones a través de la acción doméstica en Europa. La Comisión Europea ha fortalecido diversos aspectos de diseño que incluyen metas de reducciones más profundas, provisión de mayor flexibilidad para reducciones de permisos y menos para reducciones por proyectos, atención a la armonización dentro de la región europea y por sobre todo visibilización de largo plazo para objetivos de hasta al menos el 2020, con lo cual se ha generado mayor confianza en las transacciones de carbono como medida costo efectiva para la mitigación del cambio climático. En el 2007 se tranzaron cerca de US\$50 billones casi todas de la fase II del EUETS y se negociaron contratos derivados en forma “over the counter”, a través de negociaciones bilaterales y plataformas de intercambio cada vez más transparentes. Se dieron negociaciones de tipo de “flow trading” así como de “proprietary trading” por parte de compañías energéticas e industriales así como por parte de grupos financieros.
- **Mercados basados en proyectos:** Los compradores continuaron mostrando un fuerte apetito por reducciones de emisiones tipo MDL primario, mostrando un aumento en el número de proyectos procedentes de 68 países que ofrecieron cerca de 2.500 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>e (MtCO<sub>2</sub>e), a través de más de 3.000 proyectos. Esta oferta potencial recibió gran atención de compradores e inversionistas del sector privado y se tranzaron cerca de 634 MtCO<sub>2</sub>e, cerca de un 34% más que en el 2006.
- **Mercados dominados por cumplimiento:** El MDL dominó los mercados basados en proyectos con 87% del volumen y un 91% de los valores con respecto a la Implementación Conjunta (JI por sus siglas en Inglés), lográndose casi una triplicación del mismo. El MDL observó transacciones primarias del orden de los US\$7,4 billones con una demanda proveniente de entes del sector privado en la Unión Europea y sus gobiernos así como de Japón. Los mercados voluntarios que responden a señales diferentes a las establecidas en regulaciones específicas también mostraron un nivel importante de aumento en este periodo.
- **China domina y finalmente África empieza a emerger en el MDL:** China fue otra vez el gran vendedor y expandió su presencia en el mercado con un 73%, mientras que los países de África (5%) y de Europa del Este y Asia Central (ambos con un 1%) han empezado a emerger en el mercado de ofertas de carbono del MDL. Brasil e India han mantenido su participación con cerca del 6% cada uno y el resto de Latino América ocupa el restante portafolio de transacciones.
- **El MDL entrega en energía limpia:** Los contratos de carbono provenientes de proyectos de energía limpia significaron cerca de 2/3 de los volúmenes tranzados en los mercados de proyectos, reflejando la misión del MDL de apoyar las reducciones de emisiones y contribuir con el desarrollo sostenible. Generalmente estos proyectos usan tecnologías probadas y son operados por compañías con experiencia con lo cual se logra una alta tasa de generación real de certificados de reducciones de emisiones, y por lo tanto son buscados en el mercado ahora que los proyectos de reducciones de emisiones de gases industriales han sido severamente regulados en su entrada en el MDL. Se empieza a observar concordancia entre compradores necesitados de compensar emisiones de CO<sub>2</sub> comprando reducciones reales de proyectos que mitigan el CO<sub>2</sub>, a diferencia de la tendencia observada anteriormente en años anteriores en los cuales los proyectos de mitigación de gases como refrigerantes ocuparon fuertes segmentos de las transacciones.
- **Precios y diferenciaciones en el precio:** El aumento de valores tranzados reflejó precios más altos para contratos adelantados primarios, que tuvieron un precio promedio de Euros 10 en el 2007, con un spread entre 8 y 13. Los precios reflejaron lo competitivo de la actividad. Los precios generalmente reconocen cuando un proyecto MDL está más avanzado en el ciclo regulatorio del mecanismo sea porque están ya inscritos, o son desarrollados por empresas exitosas o porque son proyectos con volúmenes de reducciones grandes. Los precios “spot” en el mercado del MDL lograron valores de hasta euros 16 pero siempre con un descuento con respecto a lo pagado en el EUETS.
- **Inversiones amigables al clima:** Los analistas estiman que cerca de US\$9,5 billones fueron invertidos en 58 fondos públicos y privados que compran carbono directamente o que invierten directamente en proyectos o compañías que generan activos de carbono. Este aumento se dio por nuevos actores que ingresan como fondos generando dividendos a inversionistas o involucrándose más tempranamente en el proceso de desarrollo de proyectos a través de incorporación de capital accionario necesario para desarrollar los activos de carbono.



- **Surgimiento de mercados secundarios:** El desarrollo más importante durante el 2007 ha sido el desarrollo de mercados secundarios. Tomando en cuenta los riesgos regulatorios, se han desarrollado innovaciones importantes desde la perspectiva de generación de garantías basadas en portafolios de proyectos. En estas transacciones, un vendedor secundario, generalmente un “agregador” de mercado vende CER’s garantizados en contratos asegurados a partir de una parte de su propio portafolio. Estas garantías han sido generalmente realizadas por el balance financiero de un banco que es involucrado por el vendedor secundario.
  - **Atrasos procedimentales en el MDL:** A pesar de sus éxitos, el MDL continúa siendo observado a nivel internacional. Continúan existiendo ineficiencias regulatorias y cuellos de botella que atrasan el registro y otorgamiento de CER’s. Por ejemplo cerca de un 66% de los proyectos se encuentran en etapa de validación, generalmente se requiere de hasta 6 meses para lograr la contratación de un Ente Operacional Designado (DOE por sus siglas en inglés) como auditor para un proyecto, se ocupan alrededor de 80 días en el proceso de solicitar registro hasta lograrlo, y se están tomando en promedio entre 1 y 2 años para lograr la emisión del “commodity” de las reducciones de emisiones (los Certificados de reducciones de emisiones es decir los CER’s) una vez que se entró en el ciclo de proyecto.
  - **Regulaciones complejas y su impacto:** Existe un cuello de botella a nivel de auditores de MDL, en el cual no es sencillo contratar, entrenar el personal necesario; por lo que algunos proyectos han sido inscritos en forma incorrecta; lo que ha resultado en que la Junta Ejecutiva del MDL está realizando un alto llamado a revisiones de los proyectos al momento de solicitar el registro en el MDL. A la vez se han elevado preocupaciones importantes sobre la adicionalidad de los proyectos, la eficiencia procedimental y en el largo plazo la sostenibilidad del mecanismo (observado claramente en la discusión sobre adicionalidad de los proyectos de cambio de ciclo combinado en plantas energéticas de China).
  - **Impacto de los atrasos sobre los pagos en el mercado:** Los atrasos observados impactan definitivamente sobre la innovación tan necesaria para enfrentar el problema de mitigación de cambio climático. Los atrasos se están convirtiendo en una señal de que se negociará con aquellos proyectos que parece si pueden avanzar a pesar de los atrasos del MDL, con lo cual se está gestando una discriminación en el mercado de considerar proyectos que si necesitan del MDL para remover barreras a su desarrollo.
  - **Manejo inadecuado de riesgos comerciales:** Algunas empresas han quedado sobre expuestas en el mercado debido a un manejo imprudente de su gestión de riesgos comerciales, mostrando una tendencia a querer criticar solamente el riesgo regulador del MDL, pero sin embargo es necesario decir que debe mejorarse la gestión del riesgo comercial en el mercado y sus actores..
- Algunos de las principales observaciones sobre el futuro de los mercados de carbono son:
- **El “ímpetu” del mercado es fuerte por el momento:** El EUETS ha creado una arquitectura robusta para los mercados de carbono. Habiendo sido creados estos mercados por regulaciones, parece que la principal sombra de riesgo es la indefinición de la continuidad del mercados después del 2012, lo cual solo puede ser definido por los tomadores de decisiones y los reguladores, por lo que los procesos de negociación durante el 2009 son fundamentales.
  - **El MDL se encuentra ante importantes encrucijadas:** Aún cuando las nuevas propuestas de la Unión Europea son alentadoras en muchas direcciones, no lo son tanto para las transacciones basadas en proyectos. Al indexar la demanda de reducciones tipo MDL al éxito de la negociación del régimen climático post 2012, basado en criterios de convergencia económica que llama a países en vías de desarrollo con tasas de crecimiento económico altas y generación importante de emisiones (como China, India, Brasil, África del Sur) a empezar a tomar compromisos de reducción de emisiones, la Unión Europea está contribuyendo a disminuir el “ímpetu” del mercado asociado con el MDL.
  - **Tiempo de re-pensar el MDL:** La principal fortaleza del MDL ha sido integrar países en las transacciones así como actores públicos y privados. El reto a futuro está en cómo fortalecer el mecanismo para lograr profundizar más la escala de las intervenciones, lo cual seguramente necesitará de explicitar nuevos objetivos alrededor de la transferencia de tecnología en el mecanismo y el consiguiente financiamiento para esta transferencia tecnológica.
  - **Nuevas fases del MDL:** Se necesita crecer en la curva de aprendizaje y se deberá evolucionar hacia enfoques y metodologías que contribuyan a determinar reducciones de emisiones en formas agregadas o sectoriales manteniendo el conservadurismo y transparencia, con lo cual se deben plantear innovaciones importantes a nivel de creación de incentivos en gran escala así como en la transformación de programas de inversión a nivel global.



El año 2009 plantea grandes retos y encrucijadas a las negociaciones del cambio climático así como a los mercados de carbono. En el tiempo más reciente se ha fortalecido el rol del mercado en el contexto de la mitigación al cambio climático. Los proyectos de energía renovable en el MDL continúan siendo buscados por los compradores de reducciones, pero las señales observadas de las posiciones de negociación podrían ser contraproducentes especialmente para potenciales proyectos cuyas entradas en operación estén proyectadas hacia el 2011 y 2012, por cuanto ante la incertidumbre regulatoria se podría volver difícil el establecimiento de intenciones de compra temprana, por lo cual seguirá siendo real la desconexión entre el financiamiento de la energía limpia y el reconocimiento de las externalidades ambientales de contribución de este tipo de energías.

#### 4.2. Marco Institucional para el MDL en Honduras: Actores Normativos Reguladores de la Aprobación Nacional de Proyectos MDL

La UNFCCC y el Protocolo de Kioto han establecido requerimientos de participación para las actividades de proyecto de reducciones/remociones de emisiones. Estos requerimientos incluyen:

1. Realizarse en un país que ha ratificado el Protocolo de Kioto y que ha designado una Autoridad Nacional Designada para el MDL debidamente reportada a la Secretaria de la Convención.
2. Se debe contar con un PDD validado por un ente designado acreditado (DOE) que deberá contener la información necesaria para justificar que las reducciones de emisiones esperadas por el proyecto van a ser reales, medibles y de largo plazo, junto con la demostración de que esas reducciones de emisiones no hubiesen ocurrido de cualquier manera.
3. Para lograr la validación y el registro de la actividad de proyecto, este debe contar con una aprobación nacional
4. Una vez el proyecto sea registrado, este debe ser monitoreado según el Plan de Monitoreo establecido, y periódicamente este es verificado y certificado por la DOE y la JE y así se puede;
5. Emitir las reducciones de emisiones certificadas que son características de los proyectos MDL.

Para la aprobación nacional en el contexto MDL, los países generalmente desarrollan una institucionalidad para cumplir con esa aprobación de acuerdo a las guías establecidas por parte de la Junta Directiva del MDL. El proceso de aprobación nacional es un proceso soberano de cada país y en él cada país dispone el ordenamiento y naturaleza así como el alcance de dicha aprobación. Los puntos más importantes de esa aprobación generalmente conciernen a la ratificación nacional del protocolo de dicho país, la naturaleza voluntaria de la participación y la contribución positiva que el proyecto tiene al alcance de objetivos nacionales de desarrollo sostenible.

La presente sección tiene como objetivo realizar una descripción del marco institucional para el MDL en Honduras, indicándose los distintos actores participantes; así como una síntesis descriptiva de los procedimientos de aprobación para proyectos MDL.

##### 4.2.1. Estado de ratificación del Protocolo de Kioto en Honduras

Honduras suscribió y ratificó la Convención Marco de Cambio Climático de Naciones Unidas desde la década pasada. El Protocolo de Kioto fue firmado por Honduras el 25/02/99 y se ratificó el 19/07/00<sup>60</sup>, y cuenta con una DNA designada oficialmente, acreditada, notificada y comunicada<sup>61</sup>, contando el país con proyectos registrados.

##### 4.2.2. Autoridad Nacional Designada MDL de Honduras: procedimientos de aprobación nacional de proyectos MDL

La Autoridad Nacional Designada del MDL en Honduras es la Secretaria de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA). La Unidad de MDL de la DGE, para el sector energético específico atiende funciones de gestión para coordinar la implementación en el país de las medidas y mecanismos de las Convenciones Internacionales y Políticas Nacionales relacionadas con el desarrollo sostenible, adscrita a la Dirección General de Energía (DGE) y esta a la Sub-secretaria de la SERNA. La Tabla 4.2 presenta la información de contacto relevante de la DNA del país.

<sup>60</sup> Coto, Oscar y Morera, Liana. Cambio Climático: "Capacidades Técnicas Existentes y Actividades Relacionadas con el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en los Países de América Latina y el Caribe". Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)/University of Calgary. San José, Costa Rica. Octubre de 2004.

<sup>61</sup> www.lariocc.net





**TABLA 4.2** Información oficial de contacto de la DNA de Honduras

Honduras	Autoridad Nacional Designada	Contacto y coordenadas (Teléfono, fax, correo electrónico, sitio web)
	Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA)	Sr. Valerio Gutiérrez, Vice-Ministro vg@amnettgu.com 100 m al Sur del Estadio Nacional, Tegucigalpa, Honduras. Tel.: (504) 232 5813, Fax: (504) 231 1918
Otras fuentes de información relacionadas y entidad u oficinas responsable de actividades operativas MDL		Sub-secretaría de la SERNA es el Punto Focal Sitio Web: <a href="http://www.sema.gob.hn/comunidad/direcciones/dge/mec_libre/Paginas/default.aspx">http://www.sema.gob.hn/comunidad/direcciones/dge/mec_libre/Paginas/default.aspx</a> Tegucigalpa, Boulevard Centroamérica, Avenida a FAO, calle a INJUPEM, Edificio DEFOMIN. Primer piso. Teléfono: (504) 2398860, ext: 221, con la Ing. Olga Georgina Alemán de la Unidad de MDL/ Dirección General de Energía DGE/SERNA  Ing. Wilmer Henríquez, wilmerhenriquez@yahoo.com Asistente MDL, Especialista Energético/DGE/SERNA Tel/Fax: (504) 232-6227 Móvil: (504) 9939-0568

#### 4.2.3. Procedimientos para lograr la aprobación nacional de proyectos MDL en Honduras: alcance y criterios

Para la realización de esta sección se sostuvo comunicación directa con la SERNA, además de una revisión de información adicional disponible en documentaciones oficiales y algunas otras fuentes.

Es importante aclararle al lector que se debe diferenciar entre procedimientos que orientan al desarrollador para lograr cartas de aprobación nacional y de no objeción, sobre los que se concentran las siguientes partes de esta sección y los procedimientos internos de la AND para otorgar la aprobación. Estos últimos son menos frecuentes de encontrar o en algunos casos no existen o no están disponibles.

Los conceptos utilizados por los países de la región en general, para buscar complacencia de las actividades de proyecto MDL con el desarrollo sostenible son:

- Congruencia y contribución con las políticas nacionales, regionales y sectoriales vigentes
- Cumplimiento de la legislación nacional y local (ambiental y no ambiental)
- Contribución al mejoramiento de los niveles de vida, medido a través de algunos criterios tales como nivel de ingreso, generación neta de empleo, respeto de la cultura local, inversión, etc.

- Observancia a avances tecnológicos: transferencia de tecnología, utilización de nuevas fuentes de energía renovable.
- Relaciones con las comunidades locales.

La Tabla 4.3 presenta la información relevante de Honduras en el tema de aprobación nacional así como de carta de no objeción. Se resume el procedimiento de evaluación y aprobación de proyectos actualmente utilizado, así como el detalle de los requisitos que debe cumplir un proyecto para obtener las cartas de no objeción y de aprobación nacional respectivamente.

<sup>62</sup> Subsecretario de Recursos Naturales y Energía

**TABLA 4.3**

**Requisitos y Procedimiento necesarios para el otorgamiento de las Cartas de No Objeción y Aprobación Nacional en Honduras**

Carta de No Objeción			
Requisitos			
Tiempo de respuesta de la DNA y documentación requerida en general para el proceso			
Tiempo de entrega de la carta	Solicitud y Documentación general requerida		
Ventanilla única. 30 días hábiles	Documentos solicitados a presentar impresos y digitales. Carta de solicitud de revisión dirigida al Punto Focal del MDL, el Dr. Valerio Gutiérrez, Subsecretario de Recursos Naturales y Energía		
Requisitos ambientales para los proyectos MDL			
Licencia ambiental	Concesión de recurso	Licencia operación	Estudio de Impacto Ambiental
Solicitud realizada ante la entidad competente	-	-	X según esquema (Términos de Referencia) de la Dirección de Evaluación y Calidad Ambiental (DECA), SERNA
Requisitos asociados con las modalidades y procedimientos del MDL (Diseño y validación de las actividades de proyecto ) solicitados para la aprobación nacional			
Plan de desarrollo comunitario	Informe de socialización del proyecto	Otros requisitos	
-	-	Fotografías	
Procedimiento			
No se especifica el procedimiento que debe seguir el desarrollador para obtener la carta o el que seguirá el regulador para otorgarla. Lo único que se conoce es que los requisitos deben ser presentados completos y habrá una respuesta en el plazo establecido.			
Aprobación Nacional MDL			
Requisitos			
Tiempo de respuesta de la DNA y documentación requerida en general para el proceso			
Tiempo de entrega de la carta	Solicitud y Documentación general requerida		
30 días hábiles	Documentos solicitados a presentar impresos y digitales. Carta de solicitud de revisión dirigida al Punto Focal del MDL , el Dr. Valerio Gutiérrez, Subsecretario de Recursos Naturales y Energía. Todos los documentos preferiblemente en español e inglés		



TABLA 4.3

**Requisitos y Procedimiento necesarios para el otorgamiento de las Cartas de No Objeción y Aprobación Nacional en Honduras (Continuación)**

Requisitos ambientales para los proyectos MDL *			
Licencia ambiental	Concesión de recurso	Licencia operación	Estudio de Impacto Ambiental
Permiso otorgado. Copia de la licencia	X Dirección General de Recursos Hídricos de SERNA en el caso de proyectos hidroeléctricos. Solicitud de Contrata de Agua realizada. Contrato de Suministro de Energía Eléctrica (PPA) suscrito entre el desarrollador del proyecto y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	Contrato de operación con la SERNA y Estudio de Factibilidad realizado en base a TOR's, lo que se asocia a la autorización de Interconexión con la Red del País	EIA o diagnóstico ambiental según lo que la DECA/SERNA haya solicitado. Contrato de Medidas de mitigación. Matriz con los impactos ambientales en la construcción y operación en el caso de EIA solicitado
Requisitos asociados con las modalidades y procedimientos del MDL (Diseño y validación de las actividades de proyecto) solicitados para la aprobación nacional			
PIN	PDD	Reporte de validación positivo	
-	Original y resumen ejecutivo en español. Explicitar metodología de línea base y datos fuentes para la estimación del factor de emisiones.	Borrador y Constancia de la DOE, formato 01	
Requisitos de socialización del proyecto y otros requisitos en el proceso de Aprobación Nacional			
Plan de desarrollo comunitario	Informe de socialización del proyecto	Otros requisitos	
Formato 02. Se monitoreará trimestralmente el cumplimiento de este plan.	Documentar el proceso ("stakeholders") de que las comunidades de la zona de influencia aceptan el proyecto. Demanda una divulgación nacional	4 fotografías. Cronograma de implementación del proyecto	
Procedimiento			
No se especifica el procedimiento que debe seguir el desarrollador para obtener la carta o el que seguirá el regulador para otorgarla. Lo único que se conoce es que los requisitos deben ser presentados completos y habrá una respuesta en el plazo establecido.			

**TABLA 4.3**

**Requisitos y Procedimiento necesarios para el otorgamiento de las Cartas de No Objeción y Aprobación Nacional en Honduras (Continuación)**

<p>Criterios que se utilizan en Honduras para evaluar la contribución de un proyecto al desarrollo sostenible</p>
<p>No se especifican criterios e indicadores país, solo una orientación para la elaboración del Plan de Desarrollo Comunitario, que se especifican a continuación:</p>
<p><b>Político</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Participación de autoridades locales</li> </ul>
<p><b>Social</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Generación de empleo</li> <li>• Responsabilidad social</li> <li>• Formulación de programas (estrategias de educación ambiental)</li> <li>• Creación de centros de salud, educación, etc.</li> </ul>
<p><b>Ambiental</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Programas de reforestación</li> <li>• Transferencias de tecnologías más limpias</li> <li>• Calidad del aire</li> <li>• Reducción de gases de efecto invernadero</li> <li>• Gestión ambiental de los desechos sólidos</li> <li>• Eficiencia energética</li> </ul>
<p><b>Económico</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Transferencia de tecnología</li> <li>• Incremento del producto interno bruto (PIB) de la zona</li> <li>• Electrificación rural (MWh que se generan con el proyecto y el aporte de suministro de energía a la comunidad).</li> </ul>

\* Por el estilo regulatorio de algunas DNA, en algunos casos el requisito puede ser parte de otro o simplemente adscribirse a la necesidad de cumplimiento de la regulación nacional. Esto puede ocurrir por ejemplo con el permiso de concesión del recurso renovable o el estudio de impacto ambiental, lo que no quiere decir que no se requiera, sino que de por sí es una obligación.

Honduras es el único país de la región que cuenta con procedimientos de aprobación nacional para programas de actividades de manera específica.

Una versión completa del procedimiento se puede consultar en:

[http://www.serna.gob.hn/comunidad/direcciones/dge/mec\\_libre/Paginas/default.aspx](http://www.serna.gob.hn/comunidad/direcciones/dge/mec_libre/Paginas/default.aspx). La información disponible sobre el proceso de Aprobación Nacional en Honduras es amplia, resaltando que la información de requisitos es bastante detallada y específica.

Los requisitos para otorgar cartas de No Objeción y Aprobación Nacional y por lo tanto el proceso en Honduras se presenta como complejo, debido principalmente al condicionamiento de presentar estudios de pre y factibilidad basados en términos de referencia establecidos por las autoridades y al Contrato de Operación que se debe es-

tablecer con la SERNA. Adicionalmente, Honduras ha establecido que el desarrollador debe proponer un Plan de Desarrollo Comunitario como mecanismo para promover el desarrollo sostenible en el componente social principalmente.

La Forma 01 sobre el Reporte de Validación realizado por la DOE y la Forma 02, INFORME PLAN DE DESARROLLO COMUNITARIO pueden ser solicitados al Ing. Wilmer Henríquez, Especialista Energético, Dirección General de Energía / SERNA, Tel/Fax: (504) 232-6227, Móvil: (504) 9939-0568, en el correo electrónico [wilmerhenriquez@yahoo.com](mailto:wilmerhenriquez@yahoo.com).

Honduras muestra un proceso complejo desde la óptica de lo existente a nivel regional, aunque es el criterio de desarrolladores que han seguido el proceso que es expedito y para el cual han recibido apoyo adecuado de la



DNA. El que se soliciten requisitos normales del proceso de establecimiento de un proyecto de generación de energía eléctrica para la aprobación nacional no le incrementa la complejidad al proceso desde la óptica de los desarrolladores. En dicho proceso existen las salvaguardas necesarias y suficientes para realizar la tramitación en plazos adecuados y con certeza de resultados del proceso.

### 4.3. Actividades de Proyecto MDL: elementos del ciclo de desarrollo y capacidades locales/regionales presentes para proyectos de energía en Centroamérica<sup>63</sup>

Un proyecto MDL debe cumplir con una serie de requisitos que han sido presentados con anterioridad, entre ellos:

- El país anfitrión tiene la prerrogativa de confirmar la contribución del proyecto al desarrollo sostenible
- El proyecto es adicional si las emisiones de GEI son reducidas por debajo de lo que hubiese ocurrido en ausencia del proyecto
- Es necesario preparar un Documento de Diseño de Proyecto (PDD) que usa una metodología aprobada para el tipo de actividad propuesto

Esta sección pretende explicar al lector las etapas en el desarrollo de una actividad de proyecto MDL, bajo cuales esquemas de relación-vinculación pueden desarrollarse o se han desarrollado los proyectos MDL y en los cuales se integran los diferentes actores participantes del mercado y del desarrollo del mecanismo. Dentro de estos esquemas se presentan las capacidades locales y regionales para el desarrollo de proyectos MDL en el sector energía de la región.

Por último se detallan rangos de costos de transacción y duración aproximados para el desarrollo MDL de las actividades de proyectos.

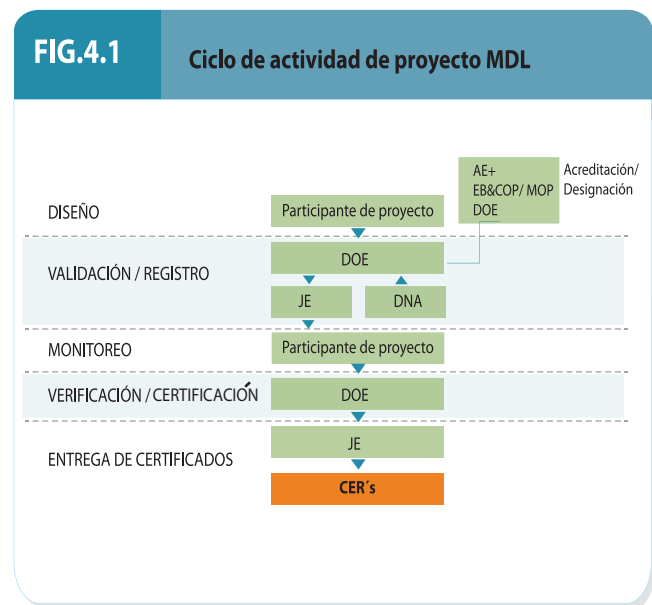
Tomando en cuenta que la región centroamericana tiene solamente 76 proyectos en el MDL en la actualidad que representan un porcentaje muy bajo del total de proyectos inscritos en el mecanismo, y de que a nivel país el número es pequeño; el enfoque usado en este capítulo es el de abordar temas desde la perspectiva general y centroamericana apuntando al lector para que pueda entender la dinámica observada en la región y acotando cuando sea relevante a la experiencia local del país y sus proyectos.

### 4.3.1. Ciclo de proyecto MDL y descripción de sus etapas

Un proyecto MDL inicia su desarrollo cuando el proponente o dueño del proyecto identifica un concepto que podría significar una reducción de emisiones importante y que luego, a través del manejo de la expectativa y el potencial MDL de su proyecto, le permite tener una primera idea del tamaño y estructura de dicho proyecto.

Lo anterior obliga al desarrollador de proyecto a capacitarse para evaluar las barreras que pudieran existir, manejar la complejidad (con las metodologías por ejemplo) y entender sobre todo la demanda del mercado, con lo cual tomará decisiones sobre esquemas de desarrollo, riesgos metodológicos y de otro tipo y costos de transacción en las etapas posteriores. La primera forma de iniciar con la documentación de estos aspectos se facilita escribiendo un PIN (Nota de Idea de Proyecto por sus siglas en inglés).

Según <http://cdm.unfccc.int/Projects/pac/index.html>, y como se presenta en la Figura 4.1, el ciclo de vida de un proyecto MDL lo constituyen las etapas de diseño, validación y registro, monitoreo, verificación y certificación y por último la emisión de certificados.



Para efectos de seguir la propuesta de ciclo de vida de una actividad de proyecto que presenta el mismo sitio web de MDL, hemos descrito dentro de las etapas, particularidades del desarrollo y gestión de proyectos MDL que nos será de utilidad comprender de una vez para las necesidades del desarrollo de siguientes secciones de este documento.

<sup>63</sup> El presente capítulo toma un enfoque regional centroamericano debido a que la experiencia específica de cada país es muy limitada y no permite mostrar los alcances de capacidades regionales de formulación de proyectos MDL.

**Diseño:** Los participantes de proyecto deben presentar información sobre su actividad de proyecto MDL usando el machote denominado PDD por sus siglas en inglés (Project Design Document (CDM-PDD)). Este documento lleva al participante de proyecto por los requerimientos técnicos según la Normativa Internacional para Proyectos de MDL (modalidades y procedimientos), por ejemplo:

1. Descripciones relevantes del proyecto
2. Demostración de adicionalidad del proyecto según la normativa vigente.
3. Establecer un escenario de referencia o línea base que permita cuantificar de forma transparente los beneficios reales atribuibles al proyecto.
4. Plan y metodología de monitoreo.
5. Impacto ambiental y socioeconómico.
6. Límites del proyecto.
7. Fugas.
8. Consideración de opinión de los actores locales involucrados, entre otros temas.

El financiamiento del componente MDL ocurre durante esta o la próxima etapa y es a esta altura donde el esquema de desarrollo es seleccionado.

**Validación:** La etapa de validación es el proceso de evaluación independiente de una actividad de proyecto por una Entidad Operacional Designada (DOE) de los requerimientos del MDL como, principalmente si se ajusta a los requisitos establecidos por la Junta Ejecutiva del MDL especificados en la decisión 17/CP.7 y en las decisiones pertinentes de la CP/RP, sobre la base del PDD. Es en esta etapa donde la DOE verifica que la Autoridad Nacional Designada ha emitido la Carta de Aprobación.

La selección de la entidad encargada de la validación es una prerrogativa de los participantes en un proyecto, a partir de una lista de entidades designadas y acreditadas por la Junta Ejecutiva del MDL y que puede ser consultada en la página web de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático.

En esta etapa ocurre una consulta internacional de un mes a través de la publicación del PDD en el sitio web del MDL y en el de la DOE. Adicionalmente se logra la aprobación de la línea base y se genera el reporte de registro por parte de la DOE hacia la JE del MDL.

**Registro:** El registro es el paso siguiente a la validación y representa la aceptación formal por la JE de una actividad de proyecto validada. El registro es requisito para las etapas siguientes de verificación, certificación y emisión de CER's relacionado a la actividad de proyecto.

**Verificación/Certificación:** La verificación es el examen periódico independiente y la determinación a posteriori por la DOE de que se han alcanzado las reducciones de emisiones por la operación de la actividad de proyecto.

La verificación se hace contra el informe de seguimiento remitido por los participantes en el proyecto o más precisamente los operadores del proyecto. La cuota de adaptación y otros procedimientos vinculados ocurren durante esta etapa.

En general el proceso regulado es bastante burocrático, creando barreras y altos costos para satisfacer los principios que un programa de Naciones Unidas requiere.

#### 4.3.2. Esquemas de desarrollo de actividades de proyecto MDL y gestión de Documentos de Diseño de Proyecto (CDM-PDD) MDL en la región

Existe un buen nivel de experiencia en la región con relación a la integración a diversas cadenas de mercados y actores de carbono. Empezando por las actividades de fondos de carbono, facilidades especializadas de compra, estructuración de memorandos de entendimientos, etc.; ha habido un fuerte nivel de aprendizaje en estas relaciones. Tomando en cuenta que la región centroamericana tiene una participación modesta en el número total de proyectos MDL inscritos, la presente sección incluye una valoración regional en la que se destacará la participación de cada país de agentes o actores específicos.

Para muchos desarrolladores de proyecto, la forma de estructuración de negocios MDL, que en el pasado ha incluido coberturas o pagos anticipados para cubrir costos de transacción, o por la intermediación con los futuros CER's, esquemas que son ahora difíciles de encontrar, permitió a los proponentes de proyecto con dificultades del tipo de conocimiento y recursos, continuar con el avance de sus proyectos. Se debe recordar que para muchos desarrolladores de proyecto, el MDL es buscado como un ingrediente adicional que permita a sus proyectos avanzar en las aprobaciones necesarias así como un instrumento complementario de financiamiento a sus emprendimientos con márgenes en principio no aceptables.

Muchos de los compradores de carbono MDL a nivel internacional y otros actores han desarrollado actividades de diverso tipo en la región (capacitación, apoyo institucional, formulación, etc.) con lo cual se podría decir que hubo un nivel de comprometimiento de los portafolios, es decir una vez realizada una identificación de proyectos, estos son negociados de forma tal que se capturan los proyectos previó a entrar en etapas de su desarrollo.

Existen tres esquemas más comunes para el desarrollo de proyectos en el MDL, que se describen a continuación:





**El comprador de los CER's o el intermediario lidera y financia el proceso:**

Un ente interesado en las reducciones de emisiones totales o en parte del ingreso futuro que estas podrían ofrecer acuerda con el desarrollador y podría encargarse del proceso del componente MDL, cubriendo financieramente de manera total o parcial los costos de transacción, con personal de planta o consultores sub-contratados. Con esto el comprador o intermediario adquiere a un valor convenido todos los CER's futuros o al menos una fracción de ellos le son entregados por sus servicios técnicos y financieros (o al menos una comisión). En este esquema se incluyen las empresas que representan fondos y/o realizan corretaje de CER's y actividades de proyectos. Se destacan acá Ecorescurities, 2E Carbon Access y Kioto Energy para la región.

**El desarrollador lidera:** El desarrollador financia y se encarga de la elaboración del componente MDL sin apoyo o con un apoyo limitado de consultores externos, con o sin ligamen con los ingresos futuros por CER's o comisiones de éxito en el registro. Esto ha ocurrido cuando el desarrollador tienen interés en gestionar los CER's para sus compromisos corporativos inclusive y posiblemente tenga capacidad corporativa. Destacan Unión Fenosa e INCLAM.

**Acarreadores técnicos:** Con la participación y liderazgo, por lo menos en la elaboración de PDD's por parte de consultores o facilitadores que apoyan el proceso con servicios de asesoría o de financiamiento para algunas etapas del ciclo MDL. El apoyo se brinda por diferentes razones y estos acarreadores podrían asesorar o desarrollar otras etapas del proceso MDL. Acá se pueden encontrar consultores regionales, consultores internacionales, ONG's apoyando sectores u otros facilitadores (organizaciones multilaterales por ejemplo).

La selección del esquema más conveniente podría depender de:

1. La escala del proyecto (pequeña o gran escala de acuerdo al MDL).
2. Las capacidades técnicas y los recursos humanos con que cuenta el desarrollador para avanzar en las etapas del ciclo de proyecto MDL. El tema es bastante técnico y complejo. El proceso puede ser particularmente demandante de recursos y tiempo tanto a nivel de diseño MDL así como en negociaciones de compra-venta de reducciones.
3. Los recursos financieros de la empresa desarrolladora, para cubrir los costos de transacción.
4. El estado de desarrollo del proyecto, tanto de la infraestructura y su componente MDL entre otros.

Al final, el esquema a seleccionar se relacionará con la designación de roles clave y con la propiedad de las diferentes componentes del proyecto MDL. Se considera que la definición del esquema más oportuno y conveniente para desarrollar la actividad de proyecto MDL es muy importante para cumplir con los objetivos y expectativas de un proyecto MDL y como se ha podido constatar, se torna crítico muchas veces.

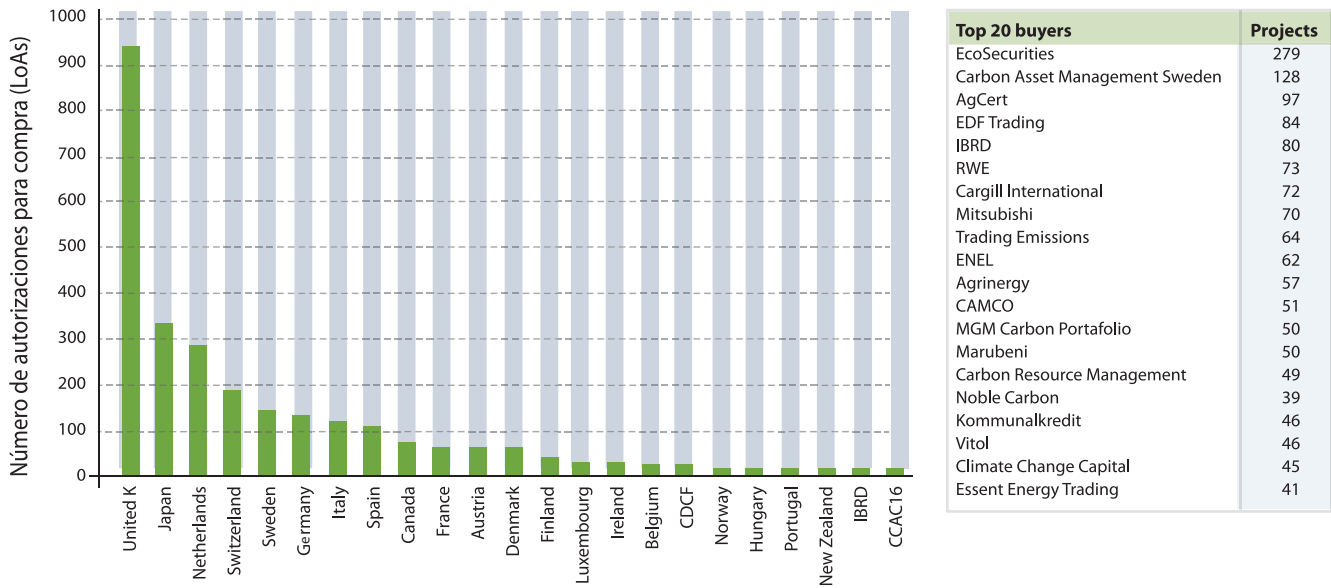
A finales de febrero 2009, en el MDL a nivel mundial había 201 compradores de 34 países, 265 intermediarios/vendedores (oferentes) de CER's de 57 países y un total de 548 proveedores de servicios al ciclo requerido del MDL provenientes de 61 países según estaba listado en CDM Bazaar, <http://www.cdmbazaar.net/>. India lidera la lista de proveedores de servicio con 128 entradas, seguido de Reino Unido con 53, Estados Unidos de América con 49, China con 48 y Brasil con 30. Los anteriores datos presentan la oferta de servicios existente en el Mundo, que se vincula con el cómo se desarrollan los esquemas y reconociendo que en Centroamérica, han sido los Brasileños y los Europeos los que más han estado activos en el mercado de la región<sup>64</sup>.

A nivel internacional, la Figura 4.2 presenta los principales países de destino de CER's a cuentas de cumplimiento así como los principales 20 compradores internacionales:

<sup>64</sup> CDM Highlights GTZ, Abril del 2009.



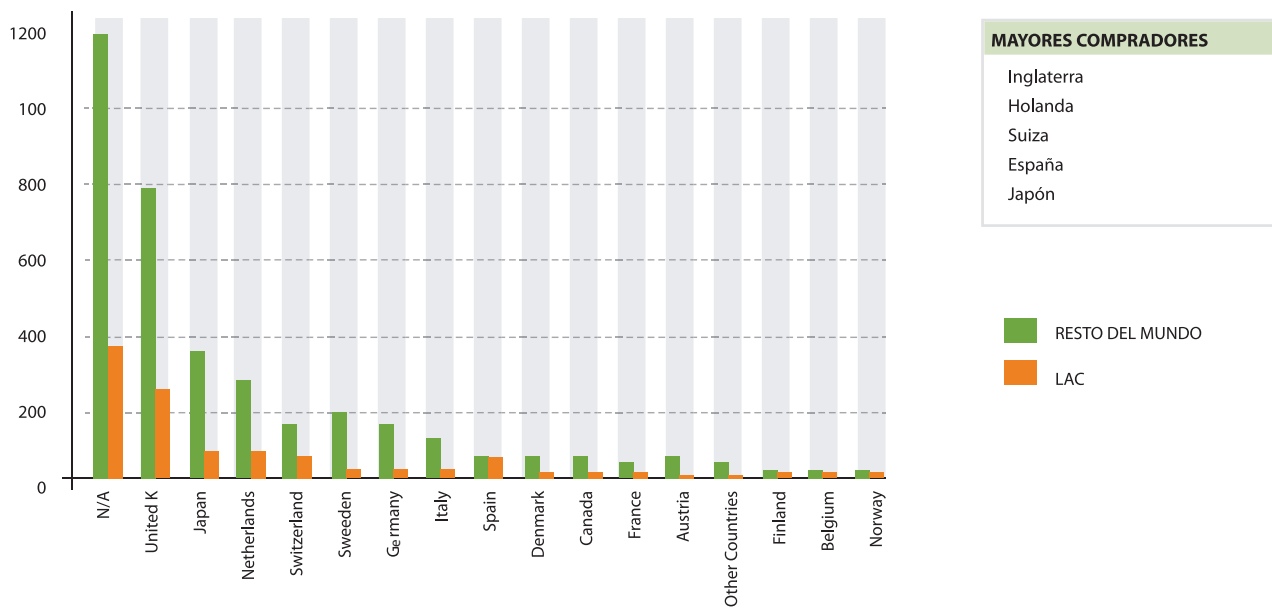
**FIG.4.2** Principales destinos de compras de CER´s así como compradores en el mundo



Nota: Los nombres de países aparecen en inglés en vista de que la fuente original de esta figura copiada textualmente está en dicho idioma. Top 20 buyers significa "Veinte compradores principales".

A nivel de la región latinoamericana, la Figura 4.3 presenta los principales países de destino de CER´s generados por proyectos en la región:

**FIG.4.3** Principales destinos país de CER´s proveniente de la región latinoamericana

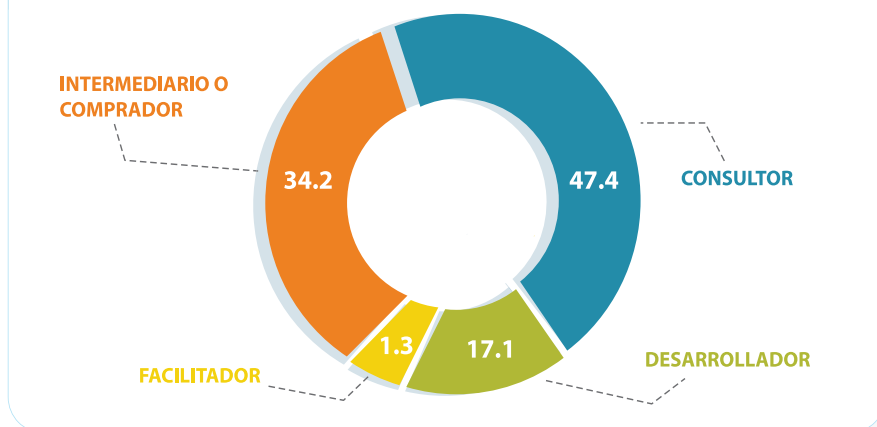


La Tabla 4.4 derivada del [www.cdmpipeline.org](http://www.cdmpipeline.org) del 01 de marzo 2009, así como la Figura 4.4 presentan información sobre la participación de actores y los esquemas elegidos por los desarrolladores en proyectos de energía en Centro América.

**Tabla 4.4** Número de proyectos y participación por tipo de esquema presentado de manera absoluta y relativa para los proyectos de energía en el MDL de Centroamérica (hasta el 01 de marzo de 2009)

Esquema	Nº de proyectos	Participación relativa (%)
Intermediario o comprador	26	34.2
Consultor	36	47.4
Desarrollador	13	17.1
Facilitador	1	1.3
Total	76	100.0

**FIG. 4.4** Esquemas de desarrollo de proyectos MDL de energía utilizados en la región (%)



En la región se ha preferido el esquema de acarreador técnico con un poco menos de la mitad de los proyectos realizados, posiblemente buscando un mejor rédito en la colocación en el mercado de los CER's, mientras que un poco más de una tercera parte de proyectos MDL se han vinculado al esquema de comprador-intermediario, posiblemente por el manejo del riesgo de proyecto, el conocimiento del tema o por el financiamiento requerido para los costos de transacción aún cuando podrían darse razones relacionadas con la propia naturaleza del desarrollador de proyectos en la región que generalmente busca establecer relaciones de consultoría cercanas a la casa para así apoyarse y mitigar riesgos de negociación.

La Tabla 4.5 presenta a las empresas que han realizado PDD's y se estima que han acompañado/sido parte del proceso de comercialización de los proyectos de generación eléctrica en Centroamérica, clasificados por esquema utilizado y el número de proyectos realizados en la región.

**TABLA 4.5** Proyectos de energía realizados por esquema y empresa líder, con la presencia por país en Centroamérica

Tipo de esquema	Empresa	# proyectos	# proyectos por país
Intermediario comprador	EcoSecurities	6	2 G, 1 H, 1 N y 2 P
	2E Carbon Access	4	4 H
	KYOTOenergy	3	2 G y 1 H
	Carbon Trade	2	2 G
	Climate Focus	2	1 P y 1 CR
	Econergy	2	1 CR y 1 N
	MGM	2	1 G y 1 N
	Perspectives	2	2H
	Cantor CO2e	1	H
	OneCarbon, Ecofys	1	H
South Pole Carbon Asset Management	1	H	
Consultor	Ecoinvest	13	3 ES, 2 G, 8 H
	Energía y Medio Ambiente	4	1 ES y 4 G
	Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable, AHPPER	3	3 H
	Geo Ingeniería Ingenieros Consultores	4	3 ES y 1 N
	Ecofys	2	2 H
	Environmental Business Advisors	2	2 P
	Novotec Consultores	2	2 P
	World Bank -Carbon Financial Assistance	2	1 CR y 1 G
	Biothermica Technologies	1	ES
	Garrigues Medio Ambiente, Solea Consulting	1	G
	CaFiS	1	P
	Costa Rican Association on Joint Implementation	1	CR
Desarrollador	INCLAM	4	1 N y 3 P
	Unión Fenosa	4	1 CR y 3 P
	ENEL	2	2 G
	Istmus Hydro Power	1	P
	COMGELSA	1	H
	Sociedad Hidroeléctrica Papaloate	1	ES
Facilitador	ATDER-BL	1	N
<b>Total</b>	30 entidades	76	

Nota: Nomenclatura de Países para esta tabla: G: Guatemala, ES: El Salvador, N: Nicaragua, H: Honduras, CR: Costa Rica y P: Panamá. Las celdas resaltadas en azul representan organizaciones con experiencia en proyectos de pequeña escala



Un total de 30 empresas han participado en los diferentes esquemas como consultoras o intermediarias/compradoras, de las cuales 21 han realizado proyectos de pequeña escala, y están representadas por las empresas resaltadas en gris en la tabla anterior. Lo anterior es consistente con la importante relevancia de la pequeña escala en la región.

Las empresas de apoyo y participantes de estos esquemas que han tenido mayor presencia en la región y en proyectos de energía se presentan en la Tabla 4.6.

Líderes	Nº de proyectos presentados
Ecoinvest	13
Ecosecurites	6
Energía y Medio Ambiente	4
Unión Fenosa	4
IMCLAM	4
2E Carbon Access (Ecosecurites/E&Co)	4
Geo Ingeniería Ingenieros Consultores	4

Destacan Ecoinvest y Ecosecurites (incluyendo su alianza con E&Co) con 13 y 10 proyectos respectivamente, acompañados o realizados a nivel de PDD al menos, pero dado el rol de estas empresas, se estiman que han participado en una muy buena parte del ciclo MDL, por la confirmación de algunos casos-proyectos.

Los participantes mencionados en el cuadro anterior, que tienen presencia efectiva en la región con proyectos del sector generación de energía eléctrica en validación y hasta algunos registrados y con "issuance", representan parte de las capacidad de empresas compradoras, intermediarias, consultores y otros facilitadores, que se complementan adicionalmente con otros participantes de mercado de la forma de intermediarios, comercializadores, entidades financieras y consultores que están posicionados o creciendo en presencia en la región y son los siguientes actores.

Firmas de corretaje como Evolution Markets, Point Carbon, Natsource, kfW, First Climate, Compensate www.compensate.ch, Mitsubishi y otras firmas japonesas, y algunas empresas canadienses están complementando un papel importante en el desarrollo del mercado, como lo están haciendo también algunas firmas consultoras especialistas en los mecanismos flexibles o de mercado de Kioto, como Nordteco, José Francisco Charry Ruiz, EB&T Ltda., EMA, etc.

Algunos otros facilitadores multilaterales u organismos internacionales sin interés directo o primario en los CER's y presentes en la región son el BID, BCIE, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) junto con University of Calgary (con su programa de Cambio Climático) y MDG Carbon Facility (formado por el Banco Holandés Fortis y PNUD que arrancó como un piloto), así como la Corporación Andina de Fomento (CAF), etc.

#### 4.3.3. Capacidades locales y regionales en Centroamérica para desarrollo de proyectos MDL.

La Tabla 4.7 muestra los actores locales y regionales centroamericanos que han estado actuando en funciones requeridas en el ciclo de proyecto MDL de energía en los países de la región.

Tipo de esquema	Empresa	# proyectos	# proyectos por país
<b>Consultor</b>	Energía y Medio Ambiente	4	1 ES y 4 G
	Geo Ingeniería Ingenieros Consultores	4	3 ES y 1 N
	AHPPER	3	3 H
	The Carbon Centre, Environmental Business Advisors	2	2 P
<b>Desarrollador</b>	Sociedad Hidroeléctrica Papaloate	1	ES
	ENEL	2	2 G
	COMGELSA	1	H
	Isthmus Hydropower	1	P
<b>Facilitador</b>	ATDER -BLONG	1	N
<b>Total</b>	<b>9 entidades</b>	<b>19</b>	

*Nota: Nomenclatura de Países para esta tabla: G: Guatemala, ES: El Salvador, N: Nicaragua, H: Honduras, y P: Panamá. Las resaltadas en gris han realizado proyectos de pequeña escala.*

Las empresas locales solamente han participado entre el 25 y 30% de los proyectos de energía presentados al MDL en la región. Las capacidades locales más importantes y disponibles se centran en servicios técnicos de consultoría para el desarrollo del PDD y acompañamiento de la validación a los proyectos, con 4 empresas consultoras que han participado en 13 proyectos es decir capturando solamente el 17% del total de los proyectos; con lo que se puede decir que el negocio de formular proyectos MDL ha recaído mayoritariamente en entes extra regionales de Centroamérica.

Es claro que no existe capacidad local de corretaje y solo The Carbon Centre/EBA ha pensado en la creación de esta facilidad.

#### 4.3.4 Costos de transacción y tiempos de desarrollo de proyectos MDL

Los costos de transacción son los costos directamente relacionados con el desarrollo de un proyecto en el MDL. Estos costos deberán cubrirse por adelantado y son significativos. Los costos de transacción varían en un gran rango y su valor dependerá de:

- El esquema de desarrollo seleccionado, capacidad y experiencia de los involucrados, de cómo los proyectos son gestionados por los desarrolladores y sus ca-

pacidades en el desarrollo de proyectos. No tendrá el mismo costo si se es llave en mano por un consultor o por un comprador, por ejemplo

- Las barreras mismas que los proyectos puedan tener
- El tiempo
- El tamaño de proyecto (se reconoce acá las economías de escala)
- El tipo y ubicación del proyecto
- El marco operacional
- Políticas y apoyo del país anfitrión

Las anteriores variables influyen gradualmente en los costos de los proyectos, pues como se apreciará adelante, los rangos posibles de costos son muy grandes.

Normalmente, para los proyectos que seleccionan el esquema de vinculación con intermediarios/compradores, los costos no son divulgados y el sector publica costos solo sobre las ofertas que los consultores proporcionan para acompañar el ciclo de proyecto, presentado por fases y estructurado según el ciclo de proyecto.

La Tabla 4.8 presenta los resultados de diversos estudios realizados entre el 2004 y 2005, indicando rangos tendenciales de costos de transacción en el MDL de acuerdo a la escala de los mismos.

**TABLA 4.8** Resumen de investigaciones sobre los costos de transacción de proyectos MDL que se dan en el Mundo.<sup>65</sup>

Fuente	Gran escala (Promedio) US\$	Pequeña escala (Promedio) US\$
ECN, IT Power & IT Power India. <i>Realising the Potential of Small-scale CDM Projects in India</i> (www.cdmpool.com) ECN, Netherlands, November 2004	203.000 391.000	58.400
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), University of Calgary con el apoyo de ACDI/CIDA. <i>Cambio Climático: "Capacidades Técnicas Existentes y Actividad des Relacionadas con el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en los Países de América Latina y el Caribe". 2004.*</i>	30.000-265.000	23.000 - 110.000
Ahonen, Hanna-Mari. <i>Transaction costs of Kyoto's project - based mechanisms: The case of the Finnish CDM/JI Pilo t Programme</i> . Presentation in the 11th Workshop on International Climate Policy. Cologne, Germany. November 2005	85.800 393.900	
Michaelowa, A. DNAF. Jotzo, <i>Transaction Costs, institutional rigidities DNA the size of the clean development mechanism</i> . Energy Policy, 2005. 33: p. 511-523.	300.000-600.000	
Otros	200.000 (PCF)	100.000 (Eco securities)

Nota: \* Considera costos como búsqueda, preparación y desarrollo de factibilidad; negociación de ERPA así como costos de etapas de validación y registro internacional del mismo.  
\*\* Promedio considerando inclusive todas las verificaciones.

<sup>65</sup> Lokey, Elizabeth en Identifying DNA Overcoming Barriers to Renewable Energy Clean Development Mechanism Projects in Latin America for Ph.D. Dissertation of May 28, 2008.





Aun cuando a lo largo del tiempo se han dado algunos niveles de disminución sobre los costos de transacción de un proyecto MDL, la mayoría de desarrolladores de proyectos consideran que dichos costos siguen siendo altos y que existen incertidumbres fuertes sobre dichos costos. Todavía hoy, una buena parte de los proyectos que avanzan en el ciclo de desarrollo MDL han recibido

algún tipo de soporte financiero para manejar el costo inicial de formulación y validación de los mismos.

La Tabla 4.9 presenta costos indicativos de transacción para proyectos MDL en la región centroamericana, basada en la opinión de consultores así como de los autores de este estudio.

**TABLA 4.9** Costos de transacción indicativos del MDL para la región centroamericana

Actividad	Aclaraciones y detalles	Costos indicativos actuales (US\$)
Evaluación de potencial MDL		Variable
Búsqueda de información y capacitación		Variable
Preparación y revisión del proyecto (PIN)	Línea base y adicionalidad / Depende de la escala	2,000-7,500
Selección del esquema de desarrollo del proyecto		Variable
Negociación de contrato con comprador (ERPA)	Comisión del intermediario y Costos / asuntos legales	Variable
Aprobación del contrato		Variable
Diseño (PDD)		15,000-30,000
Validación	Depende de la DOE/ Incluye gastos de inscripción y viajes. El precio ha estado particularmente alto, pero con la reciente apertura a más DOE's acreditadas, la competencia podría ayudar a estabilizarlo en este rango.	18,000-30,000
Aprobación nacional	En algunos países hay un costo de registro de algunos procesos	Costo de trámite de cada país
Registro		Está incluido en el costo de la validación
Cuota del registro ante MDL		5,000-30,000, puede ser variable y de acuerdo al tamaño del proyecto. Hay escalas diferenciadas y topes.
Verificación inicial (arranque)		3,000-6,000
Monitoreo periódico	Incluye administración, ventas, operación. Depende de cómo se ejecute,	1,500-15,000/anales
Verificación periódica/	Comisión de éxito para intermediarios puede ser hasta el 15%. Depende de cómo se ejecute.	Variable
Certificación (anual o bianual)		
Cuota de adaptación		2% del "issuance" de CERS

Los costos de transacción para certificar un proyecto de pequeña escala pueden ser casi tan altos como certificar uno de escala mayor. Hay una gran volatilidad de estos precios, asociado al mismo mercado de carbono y a la fuerte presencia de operadores internacionales, que marcan la referencia de precios.

La vivencia de los autores en el mercado da algunas indicaciones sobre los costos de formulación y de validación de proyectos y se puede ver que tanto en el ámbito de proyectos de pequeña escala así como para proyectos de mayor tamaño, los costos de transacción continúan siendo un reto de financiamiento para muchos desarrolladores de proyecto. Los procedimientos simplificados y las modalidades para proyectos de pequeña escala del MDL adoptados por la Junta Ejecutiva pueden reducir algo los costos de transacciones comparado con proyectos de mediana y gran escala. De igual manera ocurre para los proyectos que el mercado voluntario podría aceptar y sus procesos establecidos, sin embargo, costos como la validación y preparación de PDD son muy similares.

Aunque la Tabla 4.9 mostró grandes diferencias entre proyectos de pequeña escala y proyectos normales, esas brechas se han reducido, al igual que para proyectos de los mercados voluntarios. Las diferencias más bien se pueden deber a variables de complejidad o riesgos propios del MDL.

Aún cuando es del conocimiento público cuales son los requisitos que debe cumplir un proyecto MDL para apro-

bación nacional, muchos desarrolladores de proyectos consideran que no necesariamente existen procesos entendibles y eficientes, y sobre todo de bajo costo, aunque en la mayoría de los casos en la región centroamericana, estos costos asociados con la aprobación son parte de las mismas modalidades y procedimientos del MDL y no significan un costo adicional.

Los costos de transacción constituyen barreras para el desarrollo de proyectos. En el mejor de los casos (US\$30,000, que parece poco probable pues eso cuesta en el mejor de los casos el PDD y la Validación), un proyecto pequeño, que ha vendido los CER's a un precio de US\$8/ton CO2e deberá generar al menos 300 toneladas equivalentes de dióxido de carbono por año durante todo un periodo de diez años para cubrir los costos de transacción, sin pensar en otros márgenes. Los costos de transacción son especialmente importantes para proyectos de pequeña escala, los cuales producen pequeñas cantidades de créditos y podrían ni siquiera cubrir los costos de transacción.

Los tiempos de preparación y ejecución de un proyecto MDL que son presentados en la Tabla 4.10 varían también mucho y son bastante inciertos, sobre todo para las fases asociadas con las negociaciones de venta y financiamiento, los tiempos de definición para iniciar diseño y el proceso propio de validación y registro. Esto se debe a las regulaciones mismas del proceso, la experiencia y vinculación de los participantes y la oferta y compromiso de las DOE's al momento de iniciar el proceso de validación, sin embargo, un indicativo siguiendo el ciclo de proyectos MDL podría ser:

**TABLA 4.10** Tiempos de transacción indicativos en proyectos MDL en Centroamérica

1. Preparación, promoción y revisión del Proyecto en sus etapas iniciales	3 meses
2. Negociación de Acuerdo de Compra y financiamiento de los costos de transacción (independiente del financiamiento del proyecto normal)	Variable
3. Diseño y Formulación del Proyecto MDL (Preparación PDD)	3-4 meses calendario
4. Consulta Pública del Proyecto (se ubica dentro del tiempo del siguiente ítem)	1 mes
5. Proceso de Validación/Registro. Desde que inicio comentarios hasta solicitar registro*	10 meses calendario. (13 meses para los proyectos de energía en CA)
6. Aprobación Nacional (Aval Gubernamental) (se ubica dentro del tiempo anterior)	0.5-1.5 meses
7. Duración de registro basado en información actual* (Lo anterior quiere decir que la validación está tardando 5 meses en promedio)	5 meses calendario
8. Construcción del Proyecto	Variable
9. Verificación Periódica/Certificación	Variable
10. Emisión de CER's	15 días

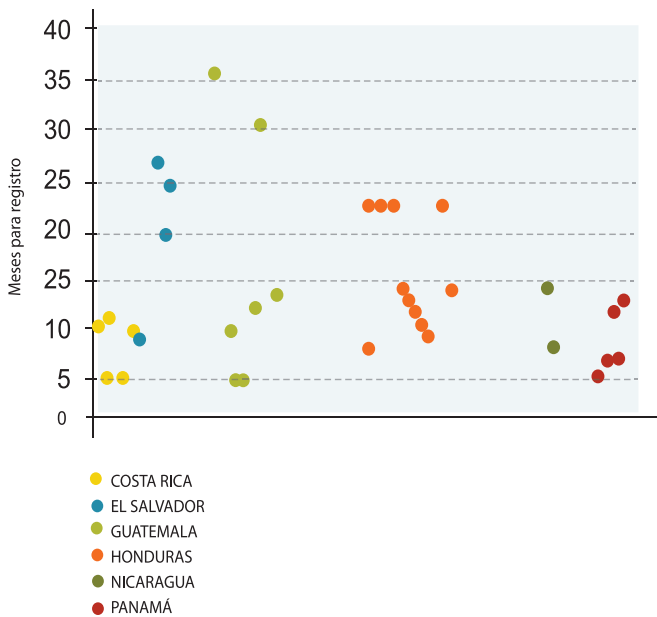
\*Datos del Pipeline CD4-CDM Feb. 30, promedio de todos los proyectos.



En el caso de los proyectos de energía en Centroamérica, se puede observar que desde el inicio de comentarios y hasta registro, la mayoría de los proyectos duran entre los 5 y 15 meses. La Figura 4.5 presenta tiempos de registro de proyectos MDL en la región, observándose que los rangos son bastante amplios pero representativos desde proyectos excepcionales que han logrado registro en 4 meses, cuando el MDL iniciaba, así como proyectos que han tardado hasta casi 3 años.

**FIG. 4.5**

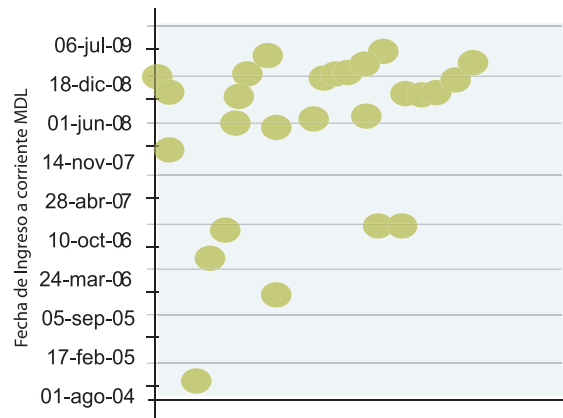
**Tiempos para lograr inscripción en el registro del MDL para los proyectos de energía de Centro América (indicados desde inicio de periodo de comentarios públicos hasta obtención del registro y expresado en meses)**



Respecto a los proyectos de energía en Centroamérica que se encuentran actualmente en validación, la Figura 4.6 muestra una concentración de proyectos que iniciaron validación entre finales del 2007 y finales de 2008, queriéndose decir que el mayor desarrollo de proyectos en el MDL ha ocurrido en los últimos 2 años; hecho que claramente indica que la región centroamericana no ha sido un jugador temprano del MDL (excepto por el rol tan importante que jugó a nivel político en las mismas negociaciones que originaron el Protocolo de Kioto) y demostrando que tomó tiempo a los desarrolladores de proyectos avanzar y decidir sobre la participación en el MDL.

**FIG. 4.6**

**Distribución relativa de proyectos de energía de la región centroamericana que han ingresado al ciclo de proyecto MDL (expresado por la fecha de inicio del ciclo)**



El desarrollo de proyectos MDL enfrenta un tinglado de modalidades y procedimientos que son resultado de los mismos procesos de negociaciones internacionales que dieron origen al MDL. La información planteada en esta sección es claramente indicativa que algunos aspectos de los mismos procesos regulatorios crean barreras y cuellos de botella en el proceso de lograr inscribir proyectos en el MDL. Aún cuando existe un proceso internacional de aprendizaje muy importante en el MDL, la realidad para el desarrollador, especialmente aquél de pequeña escala, es que se tendrá que dedicar tiempo para llevar adelante la tarea de lograr el reconocimiento internacional por sus reducciones de emisiones de carbono.

El manejo de costos de transacción así como de tiempos de proceso ha llevado a los desarrolladores de proyecto a usar diversos esquemas de involucramiento con contrapartes técnicas o de "corretaje" para sus proyectos en este ciclo de desarrollo MDL.

Se nota que existen capacidades locales y regionales suficientes para acompañar técnicamente la formulación de proyectos, aún cuando el porcentaje de participación de firmas locales de los países centroamericanos todavía capturan un factor bajo de dicha gestión de formulación con respecto a firmas internacionales que posiblemente vienen asociadas con los esquemas de corretaje de los proyectos y que ofrecen servicios integrados a los desarrolladores centroamericanos de proyectos en el sector energía.



#### 4.4. Elementos metodológicos del MDL en el sector de la generación de energía eléctrica renovable

Todo proyecto MDL debe utilizar una metodología de línea base así como de monitoreo que debe usarse para realizar las estimaciones de escenario de línea base así como la determinación de reducciones de emisiones del proyecto; y que además especifica las características del monitoreo que debe realizarse. Esta metodología junto con el PDD del proyecto son claves para los reguladores en el proceso de determinar la "conformancia" del diseño de la actividad de reducciones de emisiones con los procedimientos y modalidades establecidas en los textos originales del Protocolo de Kioto así como con la normativa de la Junta Ejecutiva del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

Existen dos posibles caminos metodológicos para un proyecto MDL: utilizar una metodología previamente aprobada por el mecanismo o en su defecto plantear una nueva metodología que debe ser aprobada por la Junta Ejecutiva antes de que el proyecto pueda ser validado por una DOE.

Tomando en cuenta el tiempo que se requiere para desarrollar nuevas metodologías así como el desarrollo avanzado que existe de metodologías disponibles para el sector energía, la formulación normal de proyectos MDL conlleva a la realización de una valoración sobre la aplicabilidad de metodologías a posibles proyectos que se encuentran en desarrollo.

Se debe recordar que existen dos tipos de escalas de proyectos MDL, establecidas con el objeto de clasificar la denominada pequeña escala o gran escala. Los proyectos de pequeña escala son aquellos en los cuales la potencia instalada de un proyecto es menor a los 15 MW o los ahorros energéticos obtenidos por una actividad de proyecto son menores a los 15 GWh de ahorro anual. La pequeña escala utiliza metodologías de pequeña escala y la gran escala utiliza metodologías de gran escala.

Tomando en cuenta que este trabajo se concentra en el estudio de mercado para proyectos MDL en escalas hasta los 10 MW de potencia instalada, se presentan en esta sección y en el Anexo 2 las metodologías relevantes de la pequeña escala del MDL, haciendo mención de que el lector puede encontrar referencia a las metodologías aplicables para proyectos de gran escala (de acuerdo a la definición MDL) en el sitio web del MDL en <http://cdm.unfccc.int>.

Actualmente existen 41 *metodologías aplicables a la pequeña escala* en el MDL, que se presentan en la Tabla A.2.1 (Anexo 2), incluyendo las metodologías relacionadas con proyectos de generación eléctrica renovable. Se

hace notar que para proyectos de integración de energía renovable a una red eléctrica existe una metodología aplicable que es la AMS I.D que aplica para este tipo de proyectos.

Las condiciones de aplicabilidad de la **Metodología AMS I.D** son:

- Comprende unidades de generación renovable como pueden ser fotovoltaicas, hidro, marea motriz, viento, geotermia, y biomasa renovable que suministran a una red o que desplazan electricidad de una red de distribución que de otra forma hubiese sido suplida por al menos una unidad de generación térmica.
- Si la unidad añadida tiene componentes renovables y no renovables (por ejemplo un sistema híbrido), el límite de elegibilidad de 15 MW se aplica solamente a la componente renovable. Si la unidad adicionada co-combustiona combustibles fósiles, entonces la capacidad total de la unidad no debe exceder los 15 MW.
- No aplica a sistemas combinados de cogeneración (calor de proceso y generación eléctrica).
- En caso de adicionar capacidad de generación renovable a plantas existentes de energía renovable, la capacidad adicionada debe ser menor a los 15 MW y debe ser físicamente distinta de las unidades existentes.
- Actividades de proyecto que buscan hacer "retrofit" de una planta existente están incluidas y el output total de la planta modificada no debe exceder los 15 MW.

Actualmente existen **79 metodologías aplicables a proyectos de gran escala** en el MDL que se presentan en la Tabla A.2.2 (Anexo 2), haciendo referencia a las que son aplicables en el sector energía.

Además de las metodologías ya descritas, existen 14 **metodologías consolidadas** MDL aprobadas que son presentadas en la Tabla A.2.3 (Anexo 2) con especial referencia al sector energético.

Debe hacerse ver que en el caso de proyectos de cogeneración como los que se pueden dar en ingenios azucareros, los mismos no pueden aplicar AMS I.D y más bien deberán utilizar una metodología de la gran escala como es ACM 0006.

Desde el punto de vista de disponibilidad metodológica para proyectos de generación de electricidad interconectada a la red eléctrica se puede concluir que:

1. Existen metodologías disponibles para la interconexión eléctrica de proyectos renovables tanto



- en la pequeña escala así como la gran escala, que definen con bastante claridad el tipo de línea base que será reflejado por las tendencias de operación y adición de capacidades de los sistemas eléctricos de cada país.
2. Los proyectos de generación eléctrica en base a co-generación, aún cuando sean de pequeña escala deben usar la metodología consolidada de cogeneración lo que hace que su proceso de diseño de documentación MDL sea más compleja que el de otras fuentes de generación debido a que se debe establecer una línea base multi-compuesta relativa a la generación eléctrica, el uso de cualquier combustible auxiliar para calor de proceso y el uso de los residuos de la biomasa.
  3. En el caso de proyectos de generación eléctrica captiva con posibilidad de interconexión a la red, preferentemente en la pequeña escala, se cuenta con combinación adecuada de metodologías que permiten el desarrollo MDL en este segmento.
  4. Existen metodologías disponibles para el desarrollo de proyectos MDL a nivel de infraestructuras rurales de energía.
  5. Existe limitante metodológica para desarrollar proyectos asociados con mejoramiento de líneas de transmisión o de peajes para exportaciones absolutas de energía renovable a terceros países a través de peajes de transmisión, al no contarse todavía con una metodología en esa dirección.

En la tabla 4.11 se presenta la combinación metodológica utilizada en los proyectos de la región centroamericana que se encuentran en el MDL:

**TABLA 4.11** Metodologías MDL usadas por proyectos de energía en Centroamérica

Metodología	Número de veces que ha sido utilizada	Tipo de proyecto
ACM 0001	4	Rellenos sanitarios con o sin electricidad
ACM 0002	19	Generación eléctrica con Hidro (represa existente, filo de agua), Viento, Geotérmica
ACM 0002+ACM 0006	7	Co-generación con bagazo
ACM 0006	4	Generación eléctrica con residuos de biomasa
AM 0011	1	Rellenos sanitarios
AM 0015	1	Generación eléctrica con residuos de bagazo
AM 0005	2	Generación Hidroeléctrica
AMS -ID-	29	Generación eléctrica hidro (represa existente, filo de agua)
AMS -I.D.+AMS -III.D.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.D.+AMS -III.H.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.A.+AMS -I.D.+AMS -III.H.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.A.+AMS -III.H.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.C.	2	Generación a partir de residuos de palma y aserraderos
AMS -I.C.+AMS -III.D.	1	Electricidad con Biogás
AMS -I.C.+AMS -III.H.	2	Electricidad con Biogás



Obviamente y por el tipo de proyecto desarrollado, la concentración de uso metodológico se da sobre ACM 0002, ACM 0006 y AMS I.D., así como las características y escalas de los mercados eléctricos de la región y las sendas tecnológicas históricas de la región hacen que se esté utilizando un número relativamente pequeño de metodologías en los proyectos MDL presentes en la región.

Cada metodología hace referencia a una serie de herramientas que deben usarse en el contexto de desarrollo del PDD del proyecto MDL.

Las dos principales herramientas que se usan al aplicar una metodología de línea base y monitoreo a un proyecto MDL están relacionadas con la:

- Determinación de la adicionalidad de proyectos en el MDL.
- Determinación del factor de emisiones de una red eléctrica.

**La determinación de la adicionalidad** de un proyecto MDL siempre ha sido un tema contencioso. Actualmente la adicionalidad se determina a través de la justificación que se hace en el PDD de por qué razón el proyecto no es parte de la línea base en la que está inscrito el proyecto. Para realizarla generalmente se utilizan argumentos de barreras enfrentadas por el proyecto y argumentos de basados en el análisis de inversión comparativa con otras alternativas que tiene un desarrollador de proyectos. Las tendencias más recientes de la regulación del MDL han conllevado a que aún cuando para un proyecto de pequeña escala, el análisis de adicionalidad se puede hacer basado en la demostración de existencia de barreras (financieras, técnicas, de práctica común, etc.), los auditores encargados de la validación generalmente desean ver los estados de simulaciones financieras y de sensibilidad de parámetros de inversión para así dar fe de que un proyecto de generación renovable no era de por sí una inversión muy atractiva.

Los proyectos de la región no han sido fundamentalmente cuestionados por su adicionalidad pero sin embargo han ocurrido situaciones de cuestionamiento de la transparencia con la que se manejan las variables financieras de proyecto en las proformas financieras que han ameritado responder ante la Junta Ejecutiva del MDL y las DOE's.

En algunos casos pareciera que podría ser de gran utilidad la generación de análisis de tipo "benchmark" para comparar la inversión en proyectos de generación eléctrica en los países de la región para así poder demostrar adicionalidad en forma transparente basándose en por ejemplo criterios como son la rentabilidad del capital accionario o "equity" esperado por parte de inversionis-

tas privados actuando en los mercados mayoristas de la región.

**La estimación del factor de emisiones de la red** a la cual va a integrarse un proyecto de generación renovable es compleja y va más allá de los objetivos descriptivos de este estudio, pero se debe mencionar que el principio general usado por el regulador es el de determinar las emisiones de la red en base a realizar una ponderación de emisiones entre las tendencias de emisiones en la operación del "mix" de plantas de los últimos 3 años y la tendencia de las emisiones de la adición de capacidades reflejada en las últimas 5 plantas instaladas, o el 20% más reciente de la generación del país, reflejado en la estadística del año más reciente.

En general la ponderación se realiza en una razón 50/50 para los generadores hidroeléctricos y de biomasa y de 75/25 para los generadores eólicos reconociendo que por no entregar potencia firme un generador eólico tenderá a desplazar más emisiones del margen operativo de un sistema eléctrico.

La aplicación de las metodologías a las condiciones de cada proyecto y país es intensiva en información, pero se nota que ha existido un aprendizaje importante en estos temas a nivel regional, notándose de que existen capacidades locales para su desarrollo, el cual sin embargo se vería simplificado si las autoridades energéticas nacionales decidieran desarrollar estos parámetros en forma sistematizada y disponible al público desarrollador de proyectos; más sin embargo esta estimación no es una barrera fundamental al desarrollo MDL en esta región.

Es posible concluir que existen metodologías y aprendizajes regionales y a nivel país que permiten observar que el desarrollo de documentaciones MDL en los países es factible para proyectos MDL.

El contexto específico del sector de cada país, las características del proyecto en sí mismo, obviamente van a tener repercusión en los elementos claves de validación de los proyectos, pero la experiencia alcanzada en la región indica que es factible desarrollar este tipo de proyectos.

#### 4.5. Tendencias de líneas bases de proyectos de reducción de emisiones en el sector eléctrico de Honduras y el factor de emisiones como su característica

El entendimiento de las tendencias de línea base apoya la visualización futura del potencial MDL para proyectos de generación de energía eléctrica en la región, así como el posible impacto e injerencia del mismo en facilitar un sistema eléctrico más renovable y con mayor contribución al desarrollo sostenible.

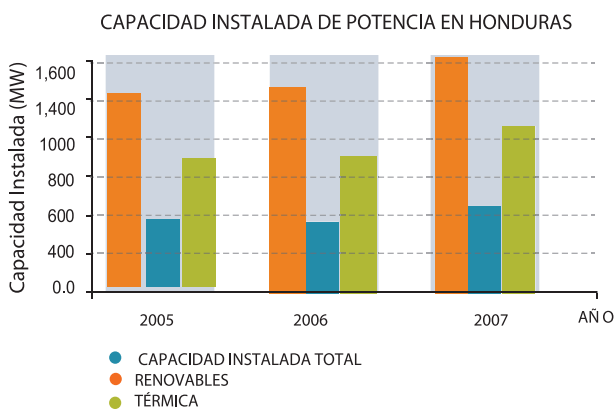




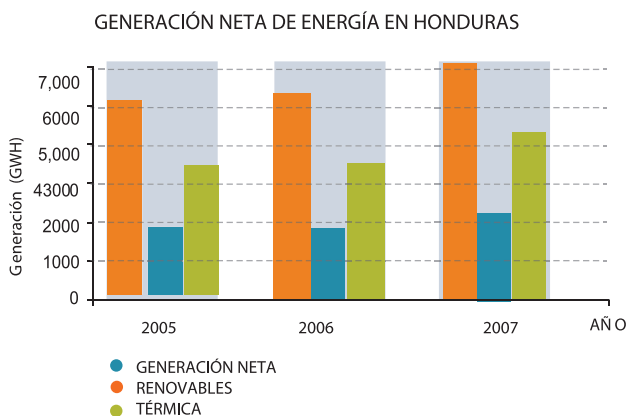
Este es un tema complejo de analizar y se aborda de manera detallada conociendo las tendencias de lo que ha está pasando con la red nacional y la entrada de nuevas capacidades, asociado al Plan Nacional de Expansión o las tendencias de desarrollo del sector en cada país, considerando la situación del mercado de la energía eléctrica y el efecto que estén teniendo o pudieran tener las condiciones del mercado internacional de las energías renovables (tecnología, oferentes, etc.) y nuevas leyes de promoción de la energía renovable o no que puedan estar entrando en vigor o se estén estudiando en cada país.

La Figura 4.7 presenta la tendencia observada de la generación y la adición de capacidades en Honduras para los años 2005 – 2007, de acuerdo a CEPAL.

**FIG. 4.7** Tendencias recientes de la capacidad instalada y generación neta de energía eléctrica en Honduras



Tendencias recientes de la capacidad instalada y generación neta de energía eléctrica en Honduras



*Nota: Datos basados en los reportes para el Istmo Centroamericano de Estadísticas para el Sub-sector Eléctrico de los años 2005, 2006 y 2007 preparado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe de Naciones Unidas, CEPAL y que pueden ser encontrados en <http://www.eclac.org/publicaciones/xml/3/28363/L772.pdf>.*

Analizando los datos absolutos anteriormente presentados y los valores relativos de crecimiento o decrecimiento de las capacidades instaladas de potencia y la generación neta, se comentan las siguientes tendencias para Honduras:

- La capacidad instalada de potencia de energías térmicas ha crecido prácticamente igual que la capacidad de energía renovables desde el 2005 a 2007. De manera relativa, ambas mantienen la misma proporción en el sistema de Honduras.
- Del 2005 al 2007, la generación total de energía eléctrica a base de renovables se ha aumentado en 3% relativo a la generación térmica.
- Es previsible pensar que el factor de emisiones de la red se ha reducido entre 2005 y 2007. Eso se puede observar en los factores de emisión de los proyectos MDL presentados a validación y registro por Honduras.
- El margen de operaciones del sistema ha disminuido en alguna medida con respecto al margen de adición de capacidades. El factor de emisiones también se ve afectado por la composición de tendencia del tipo y eficiencia de las plantas térmicas que han sido incorporadas al sistema interconectado nacional.

Para el caso de Honduras, la revisión de PDD's en el MDL indica que el factor de emisiones del país durante 2007-2008, ha variado de acuerdo a:

- Proyecto de Cogeneración de la Cía. Azucarera Hondureña: 0,666 ton CO<sub>2</sub>/MWh.
- Proyecto Hidroeléctrico Mezapa Pequeña Escala: 0,658 ton CO<sub>2</sub>/MWh.

A nivel comparativo, en la Tabla 4.12 se presentan las tendencias de factores de emisiones para los países de la región en lo que se puede decir que Honduras se sitúa junto con El Salvador y Guatemala en un grupo de segundos en la región con los valores más altos de factor de emisión.

Tomando en cuenta que tanto el despacho como la adición de capacidades ha sido predominantemente térmica durante los últimos años, Honduras cuenta con un alto factor de emisiones de carbono en su red eléctrica, por tanto el rédito a ser alcanzado por sustituir generación térmica por renovable en el contexto del MDL acarreará mayores beneficios a un proyecto renovable. Analizando el mercado, es posible prever que esta tendencia pueda mantenerse en los próximos años y el factor de emisiones dependerá de cómo logren implementarse las políticas energéticas del país que están llamando a un aumento de la generación renovable, lo cual puede tener algún nivel de impacto en el factor de emisiones de la red nacional.

<b>TABLA 4.12 Rangos de factor de emisión calculados durante los últimos 4 años por país</b>	
<b>País</b>	<b>Rango de factor de emisión (tCO<sub>2</sub>/MWh)</b>
Costa Rica	0.15 - 0.39
El Salvador	0.69 - 0.73
Guatemala	0.64 - 0.80
Honduras	0.65 - 0.66
Nicaragua	0.74 - 0.76
Panamá	0.56 - 0.66

#### 4.6. Desarrollo de Proyectos MDL: ambiente global, regional y de Honduras

Esta sección tiene como objetivo presentar al lector la información sobre el desarrollo de los proyectos en el MDL, lo que ha sucedido a la fecha de análisis y principalmente en el área de los proyectos de generación de energía eléctrica según se pueda desagregar. Se abordan los parámetros de análisis del “pipeline” actual, la situación de proyectos y CER’s en validación, solicitando registro, inscritos, en verificación y la entrega reportada de reducciones de emisiones a nivel mundial, para Latinoamérica, para Centroamérica y para el país de la región en estudio.

Las discusiones y análisis a continuación se basan en el “CDM Pipeline Overview” realizado por el proyecto CD<sub>4</sub>CDM<sup>66</sup>. En este análisis se valoran primordialmente los tipos de proyectos que utilizan fuentes renovables<sup>67</sup>, que están constituidas principalmente por los proyectos de generación de electricidad o energía térmica a base de fuentes como biogás, biomasa, geotermia, fuentes hídricas, mareas, solar y viento. En el análisis están incluidos los proyectos de generación de energía eléctrica con gas de relleno sanitario y solo quemado (que a nivel mundial son más importantes que la generación geotérmica) y se incluyen proyectos de solamente aprovechamiento térmico o solo de evitación de emisión del biogás, la biomasa, fuentes geotérmicas, la basura y la energía solar, que son también denominados renovables. Este análisis no hace diferencia entre proyectos conectados o no a una red. La Tabla 4.13 precisa la información del alcance del análisis descrito.

**TABLA 4.13 Definiciones relevantes para la valoración de tendencias de mercado en proyectos de generación eléctrica en el MDL**

<b>Tipo de proyecto</b>	<b>Definición</b>
Biogás	Proyectos que producen biogás usado con propósitos energéticos
Energía Biomásica	Nuevas plantas utilizando biomasa renovable y/o biocombustibles o plantas existentes cambiando combustibles fósiles por biomásicos
Geotérmica	Energía geotérmica (es posiblemente todo generación eléctrica)
Hidroeléctrica	Nuevas plantas de potencia hidroeléctricas (es posiblemente todo generación eléctrica)
Solar	Fotovoltaico Solar, calentamiento de agua solar, cocinas solares (no es todo electricidad, además de que los proyectos son pequeños)
Mareas	Potencia de mareas (es posiblemente todo generación eléctrica)
Viento	Potencia del viento (es posiblemente todo generación eléctrica)

<sup>66</sup> Puede ser localizado en <http://www.cdmpipeline.org/index.htm> y fue producido por Jürgen Fenhann, UNEP Risø Centre y entregado el 01-03-09, [jqfe@risoe.dtu.dk](mailto:jqfe@risoe.dtu.dk), Tel. (+45)46775105

<sup>67</sup> La clasificación por tipos y sub-tipos definida por el “CDM Pipeline Analysis” y en especial las del tipo que representan generación de energía eléctrica y las denominadas renovable son diferentes a los “Alcances Sectoriales” definidos por el UNFCCC en <http://cdm.unfccc.int/index.html>



#### 4.6.1. El MDL en el Mundo

Actualmente se contabilizan cerca de 3,210 proyectos MDL que tienen que ver con la energía renovable en el mundo. La Tabla 4.14 presenta un desglose de las tendencias observadas en este segmento de proyectos MDL.

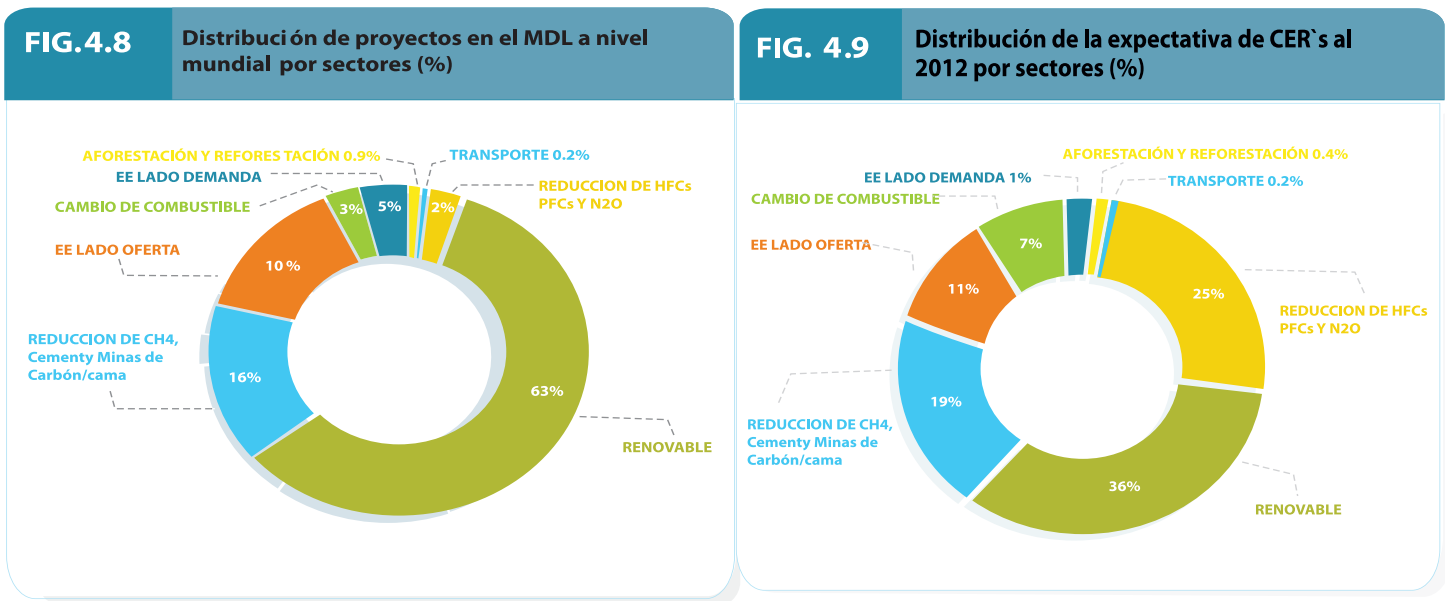
**TABLA 4.14**
**Estado de situación de proyectos de generación renovable en el MDL a nivel mundial**

Tipo	Sub-tipo	Número de proyectos			Total	Total MW
		En Validación	Solicitando Registro	Registrado		
Proyectos de Energía Biomásica: <b>688</b>	Otros residuos agrícolas	120	3	68	<b>191</b>	4,718
	Potencia de Bagazo	104	2	76	<b>182</b>	4,251
	Granza de arroz	96	6	46	<b>148</b>	1,200
	Residuos de palma aceitera	29	2	19	<b>50</b>	323
	Otros residuos forestales	21	3	8	<b>32</b>	278
	Residuos de ind. maderera	17	1	9	<b>27</b>	284
	Biomasa de bosques	13	0	1	<b>14</b>	56
	Gasificación de biomasa	13	0	1	<b>14</b>	10
	Licor negro	6	1	6	<b>13</b>	257
	Desechos industriales	5	0	1	<b>6</b>	3
	Biodiesel	6	0	0	<b>6</b>	
	Residuos de mostaza	0	0	5	<b>5</b>	39
Etanol	0	0	0	<b>0</b>		
Proyectos de Gas de Relleno Sanitario: <b>333</b>	Generación eléctrica en rellenos	62	7	42	<b>111</b>	583
	Compostaje	82	3	15	<b>100</b>	
	Quemado en rellenos Combustión de RSM (incluye incineración)	37	5	55	<b>97</b>	270
	Gasificación de RSM	2	0	1	<b>3</b>	6
Proyectos de Biogás(aguas y excretas animales): <b>288</b>	Energía eléctrica a partir de biogás	190	22	76	<b>288</b>	418
Proyectos Hidroeléctricos <b>1,195</b>	Filo de agua	503	83	231	<b>817</b>	21,999
	Represa nueva	195	43	70	<b>308</b>	15,424
	Represa existente	37	3	30	<b>70</b>	2,782
Proyectos Solares total: <b>29</b>	Fotovoltaico Solar	13	1	5	<b>19</b>	114
	Cocinas solares	2	2	2	<b>6</b>	
	Termoeléctrica solar	2	0	0	<b>2</b>	106
	Calentamiento solar de agua	2	0	0	<b>2</b>	
Proyectos Geotérmicos: <b>15</b>	Electricidad	7	0	7	<b>14</b>	661
	Calentamiento	1	0	0	<b>1</b>	
<b>Proyectos Eólicos 661</b>		409	42	210	<b>661</b>	25,866

<b>Proyecto Mareo - Motrices</b>		0	0	1	1	254
<b>1</b>						
<b>Total</b>		1,996	229	985	3,210	79,902
15	Calentamiento	1	0	0	1	
Proyectos Eólicos: 661		409	42	210	661	25,866
Proyectos Mareo-motrices: 1		0	0	1	1	254
<b>Total</b>		1,996	229	985	3,210	79,902

Fuente: Basado en información del "CDM Pipeline Overview" para marzo del 2009. Las celdas resaltadas en gris indican que no hay generación eléctrica en esos sub-tipos de proyectos.

La Figuras 4.8 y 4.9 presentan la distribución de proyectos y de expectativa de CER's al 2012 que se tiene en el mundo actualmente.



\*No incluye los 119 proyectos rechazados o retirados en el mundo. Los datos se presentan de manera relativa a los 4,541\* proyectos en validación, solicitando registro o registrados en el MDL al 01-03-2009.

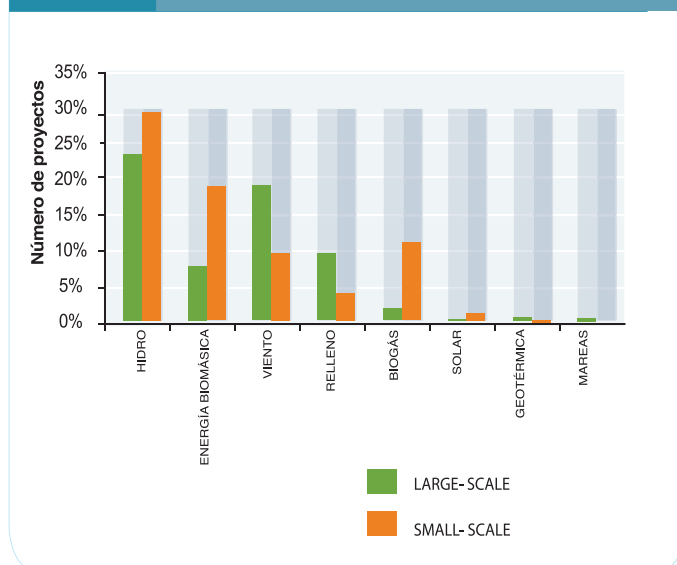


Del análisis del “pipeline” de proyectos totales a nivel mundial presentados ante el MDL y basado en la información del cuadro y gráficos anteriores, se destaca que los proyectos renovables son uno de los “ganadores” del MDL, pues representan un 63% de los 4,541 proyectos totales presentados ante el MDL, y que junto con los 333 proyectos de gas de relleno, sobrepasan el 70% de los proyectos.

Adicionalmente, los proyectos renovables representan solamente cerca de un 36% de los aproximadamente 2.900 MtCO<sub>2</sub>e que se estima se entregarán al 2012 por todos los proyectos actualmente presentados en el MDL.

Los proyectos de viento representan aproximadamente el 8.7%, hidroelectricidad 16.6% y geotérmica 5.9% de esas expectativas de reducciones de emisiones. Estos proyectos renovables han venido creciendo desde mediados de 2005 a un ritmo muy estable y representan a la fecha cerca de 80,000 MW propuestos, incluyendo a los proyectos de gas de relleno. Los proyectos denominados renovables son los que están ingresando en mayor número y con mayor significancia al “pipeline” en este momento.

**FIG. 4.10** Distribución relativa de proyectos por escala MDL y por fuente renovable



Nota: “Large scale” significa la clasificación de escala grande de MDL y “Small scale” significa la clasificación de escala pequeña, recordando que la separación entre ambas escalas está en los 15 MW.

Los proyectos de pequeña escala representan el 46% de todos los proyectos presentados en el proceso MDL, pero significan menos del 10% de los CER’s esperados al 2012. Dentro de los proyectos de pequeña escala, entre el 83 y 72% de los proyectos y los CER’s esperados a 2012 son de la categoría renovable, donde hidroelectricidad representa 31% y energía biomásica 19%, por lo que los proyectos denominados renovables son los dominantes en la pequeña escala (Figura 4.10).

De la figura anterior es evidente que en proyectos hidroeléctricos, de biomasa y biogás dominan los proyectos de pequeña escala, mientras que es más probable encontrar proyectos de gran escala en generaciones con viento, geotermia y gas de rellenos sanitarios. Los proyectos solares son todos de pequeña escala.

Si únicamente consideramos todos los proyectos ya registrados en el MDL, la cantidad de proyectos renovables representa el 61% (muy similar al total) y 23% de los CER’s esperados de entregar al 2012, lo que representa una reducción respecto al análisis de los proyectos totales de cerca de 36%. Esto parece deberse a que los proyectos presentados y por registrarse son en promedio más grandes que los ya registrados. Para la pequeña escala la situación es diferente, pues un poco menos del 30% de los proyectos han sido registrados y representan un 36,9% de los CER’s esperados al 2012 de la pequeña escala. Los proyectos de pequeña escala de los tipos de la categoría renovables representan arriba del 40% del total de los proyectos registrados de la pequeña escala y representan casi el 37% de los CER’s al 2012 (Tablas 4.15 y 4.16).

Dos programas en el sector de generación eléctrica han sido sometidos a validación (de los 8 presentados), 1 en Bangladesh (generación con fuente solar para el usuario) y otro en Honduras de generación hidroeléctrica, ambos bajo metodologías de pequeña escala.

En cuanto a la participación de los países con proyectos MDL totales presentados en el Mundo, el gran ganador es China, con cerca de 55% de los CER’s presentados y esperados, le sigue India con cerca del 16%, Brasil, Corea del Sur, Malasia y México juntos con cerca del 15% y el resto de países participantes con el restante 15%.

**TABLA 4.15**
**Éxito de la emisión de certificados de reducciones de los proyectos de energía renovable a nivel mundial (no incluye la generación eléctrica con biogás en rellenos sanitarios)**

Proyectos Totales MDL con CER's emitidos			
Tipo	Proyectos	kCER's emitidos	Éxito emisión CER's
Hidroeléctrico	89	9086	95%
Energía biomásica	103	11619	86%
Viento	87	10642	82%
Biogás	7	1111	63%
Geotérmico	2	318	29%
Solar	1	1	18%
Mareas	-	-	-
<b>Total</b>	<b>289</b>	<b>32,777</b>	<b>86%</b>

**TABLA 4.16**
**Éxito de la emisión de certificados de reducciones de los proyectos MDL de pequeña escala de energía renovable a nivel mundial (no incluye generación eléctrica con biogás de rellenos sanitarios)**

Tipo	Éxito emisión CER's
Hidroeléctrico	89%
Energía Biomásica	
Viento	87%
Biogás	78%
Geotérmico	
Solar	18%
Mareas	

El promedio ponderado de éxito de emisión para la categoría de renovables es 86%, de los casi 33 millones de toneladas de CER's emitidos actualmente en la categoría renovable, donde el mayor riesgo de emisión parece estar concentrado en los proyectos geotérmicos por solo haber podido entregar un 28% de los CER's esperados, aunque los proyectos de geotermia representan menos del 10% de la expectativa total de CERs de proyectos de energía renovable. Este valor es menor al 99% general, debido a tipos de proyectos muy conservadores en sus estimaciones.

En la pequeña escala de la categoría renovable el promedio ponderado es también 86%, con una composición diferente, como se muestra en la tabla anterior.

#### 4.6.2. El MDL en Latinoamérica y el Caribe

A partir del análisis del "pipeline" ("CDM Pipeline Overview" realizado por el proyecto CD<sub>4</sub>CDM<sup>68</sup>) como fuente

de información se justifica y respaldan los siguientes gráficos y análisis.

Latinoamérica, con 20 de los 76 países en el mundo que pueden participar como oferentes del MDL, tiene el 19% del total de los proyectos MDL presentados y el 14,5% de los CER's esperados de entregar al 2012.

Respecto al total de los proyectos registrados, Latinoamérica cuenta con cerca del 26% de los proyectos MDL y 18% de los CER's esperados de entregar al 2012, lo que muestra un rezago respecto a Asia, a pesar del liderazgo particular de Brasil principalmente y de México como países "bandera" en el MDL.

Para comparar a Latinoamérica con otras regiones se presenta la Figura 4.11.

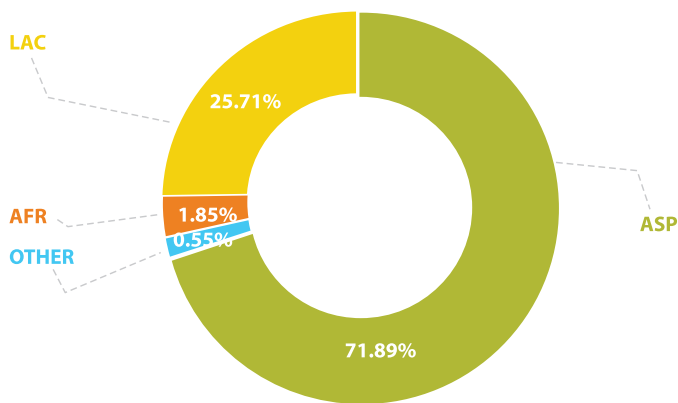
<sup>68</sup> Puede ser localizado en <http://www.cdmpipeline.org/index.htm> y fue producido por Jürgen Fenhann, UNEP Risø Centre entregado el 01-03-09, jqfe@risoe.dtu.dk, Tel. (+45)46775105





**FIG. 4.11**

**Participación relativa de los proyectos MDL registrados por región del mundo**

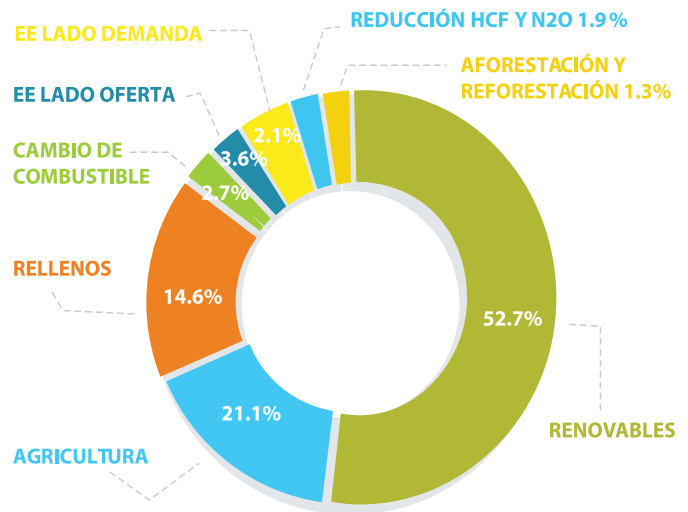


Nota: América Latina y Caribe (LAC), África (AFR), Asia Pacífico (ASP).

Latinoamérica (LAC por sus siglas en Inglés) fue un participante temprano en el MDL pero ciertamente en la actualidad no ha logrado mantener como región una posición destacada respecto a Asia-Pacífico (ASP), y especialmente frente a China e India. Latinoamérica ha presentado 854 proyectos (las Figuras 4.12 y 4.13 presentan proyectos por categorías y estimación de CER's), de los cuales un poco más de la mitad ya han entregado cosechas de CER's emitidos. Los proyectos de pequeña escala en Latinoamérica tienen la misma tendencia que el valor global.

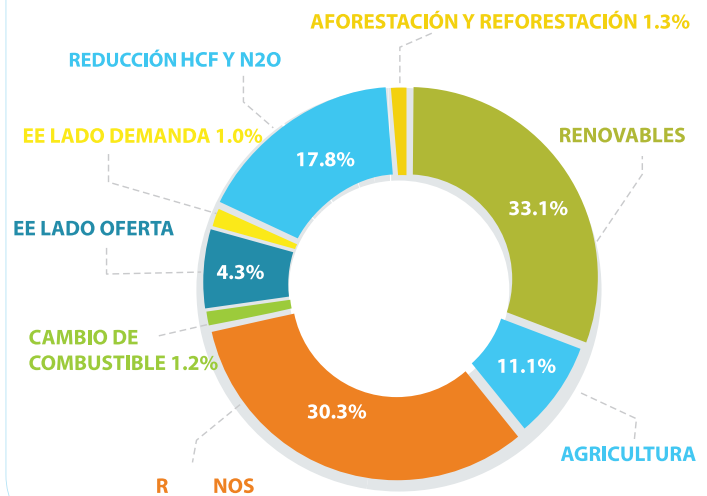
**FIG. 4.12**

**Participación relativa en el número de proyectos por categoría en Latinoamérica y el Caribe**



**FIG. 4.13**

**Participación en la cantidad de CER's relativa por categoría en Latinoamérica y el Caribe**



Los proyectos de energía renovable de todo el "pipeline" de la región latinoamericana representan el 53% de los proyectos presentados y representan el 33% de los CER's que se estima entregar al 2012, concentrado en 15.0% hidroelectricidad y 10.3% biomasa. El total representa cerca de 13,700 MW de capacidad propuesta a completar para el 2012.

<sup>68</sup> Puede ser localizado en <http://www.cdmpipeline.org/index.htm> y fue producido por Jürgen Fenhann, UNEP Risø Centre y entregado el 01-03-09, jqfe@risoe.dtu.dk, Tel. (+45)46775105

### 4.6.3. El MDL en Centroamérica

Analizando la información de las Tablas 4.17 y 4.18, Centroamérica ha presentado un total de 85 proyectos al MDL, de los cuales la mitad están registrados y más o menos la otra mitad se encuentra en validación. Guatemala y Panamá cada uno tienen alrededor del 25% de los proyectos y los CER's; siendo esta tendencia también bastante similar para los proyectos de energía renovable que totalizan 82 proyectos de los 85 proyectos de la región.

**TABLA 4.17** Proyectos MDL y CER's reportados por los países de Centroamérica en sus diferentes etapas del MDL

País	En validación			Solicitando registro			Registrados			Nº kCERs			Total		2020 kCERs
	Nº	kCERs	2012 kCERs	Nº	kCERs	2012 kCERs	Nº	kCERs	2012 kCERs	Nº	kCERs	2012 kCERs	2012 kCERs	2020 kCERs	
<b>Centroamérica (Total)</b>	<b>40</b>	<b>2851</b>	<b>11398</b>	<b>4</b>	<b>408</b>	<b>1585</b>	<b>41</b>	<b>2321</b>	<b>15847</b>	<b>85</b>	<b>2%</b>	<b>5580</b>	<b>28831</b>	<b>1.1%</b>	<b>75519</b>
Costa Rica	2	140	549	0	0	0	6	294	2247	8	9.4%	434	2796	9.7%	4672
El Salvador	3	159	204	0	0	0	5	475	3307	8	9.4%	634	3511	12.2%	8580
Guatemala	10	630	2768	1	100	400	8	702	3985	19	22.4%	1433	7153	24.8%	21047
Honduras	11	364	1587	1	14	62	14	274	2008	26	30.6%	653	3658	12.7%	10227
Nicaragua	4	62	255	1	121	503	3	456	3497	8	9.4%	640	4256	14.8%	8889
Panamá	10	1495	6035	1	173	619	5	119	803	16	18.8%	1786	7457	25.9%	22103

**TABLA 4.18** Proyectos MDL por tipo para cada país de Centroamérica

País	Aforestación/ Agricultura/Cemento/ Carbón/Distribución de energía/EE/	Biogás	Energía biomásica	Captura de CO2/Cambio de combustible /Otros gases d'f'a CH4 y CO2/Solar/ Mareas/ transporte	EE oferta	Geotérmica	Hidro	Relleno	Reforestación	Viento	Total
<b>Centroamérica TOTAL</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>16</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>40</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>85</b>
Costa Rica	0	0	2	0	0	0	2	2	0	2	8
El Salvador	0	0	2	0	0	2	3	1	0	0	8
Guatemala	0	3	2	0	1	1	9	3	0	0	19
Honduras	0	6	8	0	1	0	11	0	0	0	26
Nicaragua	0	1	1	0	0	1	2	0	1	2	8
Panamá	0	0	1	0	0	0	13	1	0	1	16

En Centroamérica están presentes proyectos solamente en Biogás, energía biomásica, eficiencia energética del lado de la oferta, geotérmicos, de rellenos sanitarios, reforestación, viento y cerca de la mitad de todos son proyectos hidroeléctricos.

Centroamérica es una región que representa el 1% de los CER's y 2% de los proyectos. La instalación de potencia de generación eléctrica de los proyectos propuestos por los países de la región centroamericana representa cerca de 1,796 MW y es descrita en la Tabla 4.19.



TABLA 4.19

Cuadro de potencia a instalar en proyectos MDL del tipo renovable para cada país de Centroamérica, indicando adicionalmente el éxito actual de emisión

País	Potencia a instalar reportada por tipo de proyecto renovable (MW)						Total (MW)
	Biogás	Bionergía	Geotérmico	Hidro	Relleno	Viento	
Costa Rica				57	4	35	95
El Salvador		79	53	68	3		203
Guatemala	5	132	25	313	1		477
Honduras	13	195		72			279
Nicaragua		55	66	3		59	183
Panamá				473	6	81	560
<b>Total (MW)</b>	<b>18</b>	<b>460</b>	<b>144</b>	<b>985</b>	<b>14</b>	<b>174</b>	<b>1,796</b>
Emisión de CER's lograda (%)		94	4	90-199	72		

Al igual que como en el resto del mundo, el "issuance" de los proyectos geotérmicos es bajo, mientras que es muy aceptable para hidroeléctricas y bastante más alto que el promedio mundial el de los rellenos de la región, a pesar de que hay proyectos que no han presentado ante el MDL ni una sola cosecha.

Las Figuras 4.14 a la 4.19 complementan las tablas anteriores y facilitan el análisis de portafolios de la región centroamericana.

FIG. 4.14

Distribución de CER's en proyectos MDL renovables por país de Centroamérica.

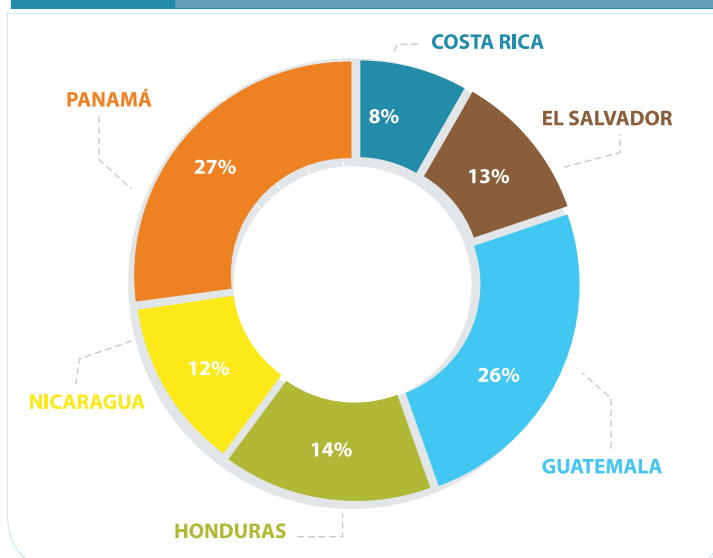
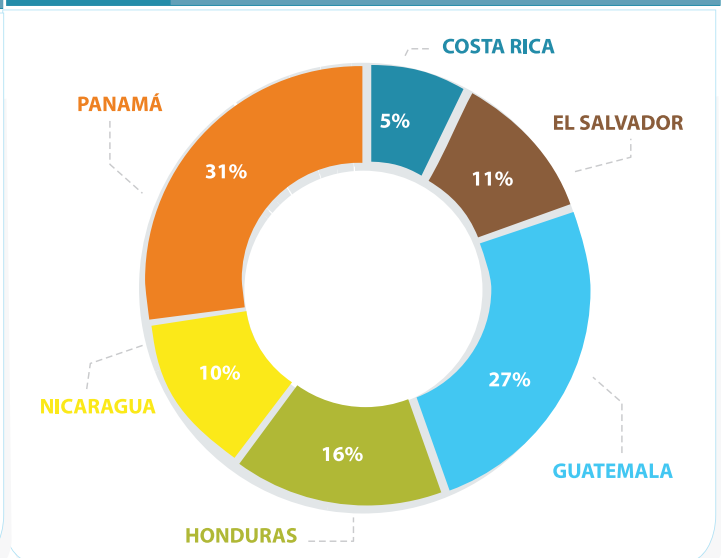


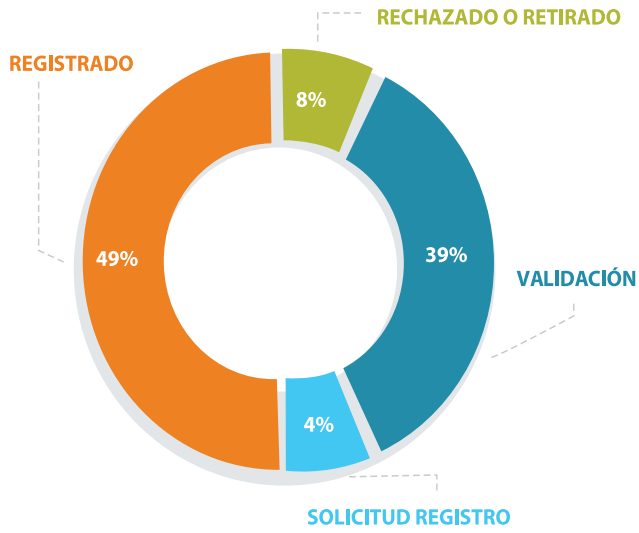
FIG. 4.15

Distribución por país de la potencia propuesta por los proyectos MDL renovables de Centroamérica.



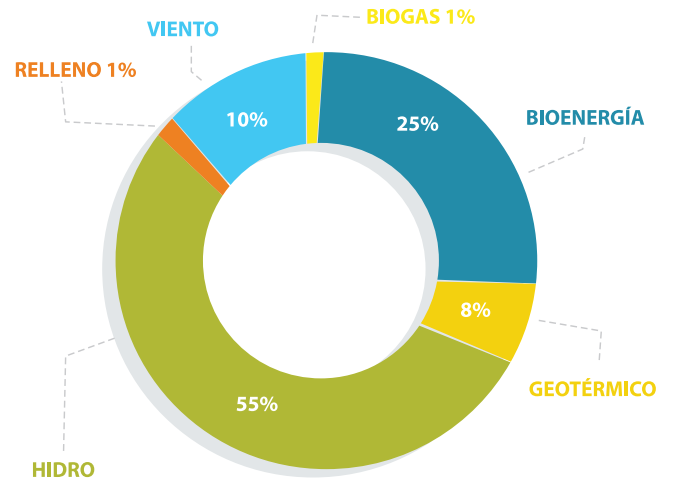
**FIG. 4.16**

Distribución por estado de los proyectos renovables de Centroamérica.



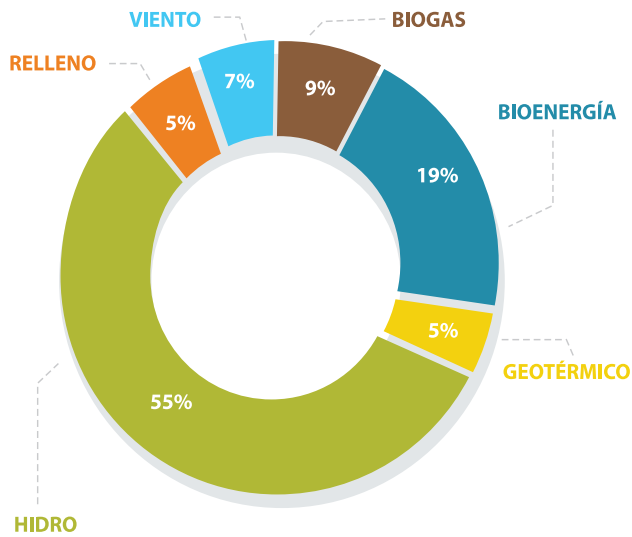
**FIG. 4.18**

Distribución por tipo de proyecto MDL renovable de Centroamérica respecto a la potencia.



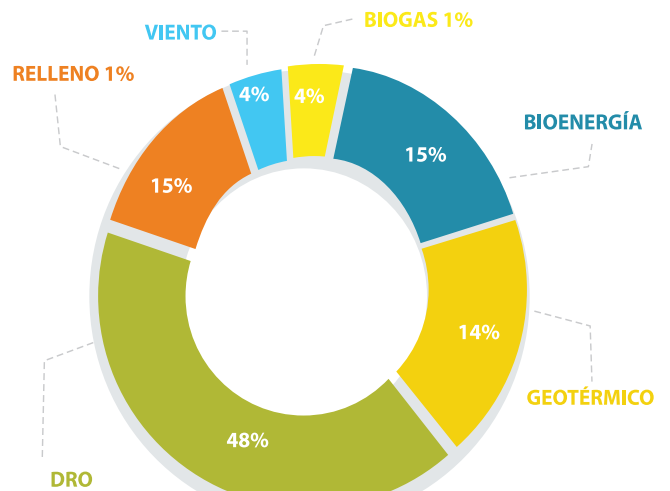
**FIG. 4.17**

Distribución de proyectos renovables de Centroamérica por tipo.



**FIG. 4.19**

Distribución por tipo de proyecto MDL renovable de Centroamérica respecto a los CER's planeados.



El comportamiento sobre la participación de los países, tanto en el número de proyectos como en la potencia eléctrica instalada reportada para los proyectos MDL renovables es bastante similar, siendo Panamá el país con los proyectos relativos más grandes en cuanto a su potencia instalada.

El comportamiento de las distribuciones de número de proyectos, potencia instalada o a instalar y CER's a entregar es similar, considerando que los proyectos de viento son pocos y con capacidades de potencia instalada relativamente altas, pero que por su operación no representan una cantidad de CER's muy importante. Lo mismo ocurre con los proyectos de biomasa en la región, dada su estacionalidad.

Por el contrario los proyectos de gas y de rellenos tienen capacidades instaladas de potencia baja y representan reducciones de emisiones altas por la reducción de emisiones de metano que tiene un factor de calentamiento global alto.

Hay cuatro proyectos en Honduras que son calificados como "Gold Standard". No hay proyectos para la región realizados en solar y mareas como parte de los tipos renovables.

De los 13 proyectos que reportan reducción de emisiones verificadas entregadas solo 3 están debajo del 70%, aunque se sabe de casos en los que no se ha entregado reducciones por problemas varios.

#### 4.6.4. El MDL en Honduras.

Esta sección presenta el detalle de los proyectos que Costa Rica ha presentado a la corriente MDL y sus características principales. La Tabla 4.20 presenta la base de información disponible de proyectos MDL en Honduras

Honduras ha presentado 25 proyectos a marzo 2009, de los cuales más del 50% ya se encuentran registrados y todos representan un valor de más de 280 MW de potencia instalada, habiendo entregado ya 134 ktCO<sub>2</sub>e en total. En Honduras, la distribución de proyectos por tipo está diversificada entre biogás, bioenergía y pequeños proyectos hidroeléctricos. En Honduras, la pequeña escala ha sido la gran ganadora, siendo la potencia más alta en un proyecto de 46 MW y la más baja para un proyecto hidroeléctrico de 0,5 MW de capacidad instalada.

**TABLA 4.20**

**Base de información de los proyectos presentados por Honduras ante el proceso MDL. No incluye los proyectos de rellenos sanitarios de solo captura y destrucción de metano**

Nombre	Estado	Tipo	Sub-tipo	2012 ktCO <sub>2</sub>	2020 ktCO <sub>2</sub>	kCERs "issue"	Potencia MW
Proyecto Cogeneración Chumbagua	Rechazado	Bioenergía	Bagaso	155	342		20.0
Proyecto Cogeneración La Gracia	Rechazado	Bioenergía	Bagaso	531	951		33.8
Proyecto Cogeneración Compañía Azucarera	Rechazado	Bioenergía	Bagaso	231	524		46.0
PH Rio Blanco Pequeña Escala	Registrado	Hidro	Filo de agua	150	178	34	5.0
PH Cececapa	Registrado	Hidro	Filo de agua	13	19	14.6	2.9
PH Yoicoa	Registrado	Hidro	Filo de agua	7.8	11	1.8	0.6
PH Zacapa	Registrado	Hidro	Filo de agua	7.2	9	2	0.5
PH La Esperanza pequeña escala	Registrado	Hidro	Filo de agua	355	652	24	12.7
PH Cortecito y San Carlos Pequeña Escala	Registrado	Hidro	Filo de agua	265	375		9.3
PH Chyamapa pequeña escala	Registrado	Hidro	Filo de agua	223	357	48	12.2
PH LA GLORIA	Registrado	Hidro	Filo de agua	129	295		5.8
PH CUYAMEL	Registrado	Hidro	Filo de agua	160	364	10	7.8
Proyecto de Cogeneración Tres Valles	Registrado	Bioenergía	Bagaso	159	276		12.3
Proyecto de Cogeneración Inversiones	Registrado	Bioenergía	Bagaso	179	339		14.0
Proyecto de captura de metano Cervecera	Registrado	Bioenergía		71	130		2.5
Energeticos Jaramar - Biogás calor y	Registrado	Bioenergía		147	393		0.8
Proyecto biomasa Energía Ecológica de Palcasá	Corrección	Bioenergía	Residuos	62	175		3.4
Proyecto de cogeneración Del Norte	Validación	Bioenergía	Bagaso	190	347		14.0
Exportadora del Atlántico, Leon Biogás (POME)	Validación	Bioenergía	Biogás	102	306		1.5
Exportadora del Atlántico, Aquan Biogás	Validación	Bioenergía	Biogás	248	674		6.9
Proyecto de cogeneración Compañía Azucarera	Validación	Bioenergía	Agricultura	227	615		46.0
PH Mezapa pequeña escala	Validación	Hidro	Filo de agua	23	272		9.4
Canill Animal Nutrition, Villanueva	Validación	Bioenergía	Residuos	29	67		5
Expansión de Ecopalsa Proyecto de Biogás	Validación	Bioenergía		80	229		0.9
PH Coromdo	Validación	Hidro	Filo de agua	93	273		6.0

Recientemente se da en Honduras el primer Programa de Actividades MDL (POA CDM) de la región centroamericana, que está en validación y es caracterizado por un conjunto meta realización de 12 proyectos de generación hidroeléctrica de potencias menores a los 5 MW cada uno, impulsado por la compañía Hidro Mazca.

Dada la carencia de información de portafolios en Honduras, el grupo consultor no presenta información sobre proyectos de generación de energía renovable que han manifestado su interés en el MDL, aún cuando es posible decir de que existen proyectos MDL que puedan estar en etapas de desarrollo MDL que tal vez no están propuestos ante la DNA del país.

#### 4.6.5. Clima de desarrollo de proyectos MDL de energía renovable Honduras

Aún cuando en número total de proyectos, Honduras cuenta con cerca del 30.5% de todos los proyectos MDL de la región centroamericana, este número es muy bajo comparado con respecto a los países “bandera” para el MDL de la región latinoamericana. Se pueden extraer algunas conclusiones sobre el clima de desarrollo MDL en el país:

- Honduras cuenta con la institucionalidad así como un esquema aprobatorio para la otorgación de las cartas de aprobación nacional ante el MDL, que son otorgadas por la SERNA, como DNA designada del país ante la UNFCCC y el Mecanismo de Desarrollo Limpio.
- Los procedimientos de aprobación nacional son complejos pues se solicita una gran diversidad de documentaciones a los proponentes de proyecto, incluyendo estudios de factibilidad bajo formatos pre establecidos, así como otras documentaciones. El proceso demanda copias de los distintos permisos nacionales para el proyecto y también requiere de copias en español del PDD así como de notas de validación del proyecto.
- El tema de desarrollo sostenible y la apreciación de la contribución al mismo por parte de un proyecto MDL, que es sujeto de la aprobación nacional está explícitamente descrito en los procedimientos nacionales, contándose con criterios indicativos que son usados en el proceso de aprobación nacional.
- La consideración de consultas específicas a actores locales es parte explícita del proceso de aprobación nacional, requiriéndose un informe de socialización del proyecto en el que se determine que las comunidades están de acuerdo con el proyecto, un plan de monitoreo de contribuciones sociales que debe ser monitoreado trimestralmente.
- El portafolio de proyectos está diversificado, con una gran cantidad de proyectos de generación renovable de pequeña escala, es decir menores

a los 15 MW. Actualmente está en desarrollo el primer POA CDM en el sector de generación hidro de pequeña escala y existe un ambiente positivo para desarrollar estas oportunidades, las cuales son bien vistas por los desarrolladores de proyectos; que están tomando ventaja del MDL.

- Pareciera que aún cuando se ha tomado ventaja de la existencia del MDL, se necesitará profundizar la participación y desarrollo a nivel sectorial para ampliar la contribución del MDL en la atracción de financiamiento para apoyar sendas de energía sostenible en el país a mayor largo plazo.





## 5. PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE DE HASTA 10 MW DE POTENCIA.

En esta sección se presentan proyectos de energía renovable de hasta 10 MW identificados en Honduras. Se presentan 4 grupos de proyectos:

- Centrales eléctricas en operación<sup>69</sup>
- Centrales en construcción<sup>70</sup>
- Proyectos en etapa final de permisos<sup>71</sup>
- Proyectos en estudio<sup>72</sup>

Es considerable la cantidad de proyectos de energía renovable menores a 10 MW identificados en Honduras, tanto en operación como construcción y en diferentes etapas de desarrollo. Las 14 pequeñas centrales en operación tienen una capacidad conjunta de 59.41 MW y representan un 3.7% de la capacidad del SIN. Además, hay 2 nuevas pequeñas centrales en construcción, y un total de 55 proyectos en diferentes etapas de desarrollo.

Si todas las centrales que se encuentran hoy en día en construcción o haciendo sus trámites, estuvieran en operación, las centrales renovables menores a 10 MW representarían un 14.8% de la capacidad instalada total. Es importante destacar que la actividad detectada en Honduras en energías renovables de hasta 10 MW se centra en proyectos hidroeléctricos.

Es de esperar que Honduras lidere, en conjunto con Panamá, en el campo de las pequeñas energías renovables a nivel regional.

Es importante destacar que la lista de proyectos que se presentan en esta sección no pretende ser exhaustiva, sino más bien ilustrativa.

**TABLA 5.1** Proyectos de energía renovable 0 MW de potencia

Nombre proyecto	Tipo	Cap. MW	Empresa
<b>EN OPERACIÓN</b>			
Azucarera Yojoa (AYSA)	Bagazo	8.0	
Cuyamel	Hidro	7.8	
Tres Valles	Bagazo	7.8	
Chumbagua	Bagazo	7.0	
Las Gloria	Hidro	5.8	
Río Blanco	Hidro	5.0	
Babilonia	Hidro	4.0	
Azunosa	Bagazo	4.0	
Cortecito	Hidro	3.2	
Cececapa	Hidro	2.9	
San Carlos	Hidro	2.3	
Yojoa	Hidro	0.6	
Zacapa	Hidro	0.5	
La Nieve	Hidro	0.5	
<b>SUMA</b>		<b>14</b>	<b>59.41</b>
<b>EN CONSTRUCCIÓN</b>			
Coronado	Hidro	5.00	ENERGISA S.A.
Los Laureles	Hidro	4.80	GENERA S.A
<b>SUMA</b>		<b>2</b>	<b>9.80</b>

<sup>69</sup> CEPAL - Istmo Centroamericano. Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados a 2008) (Preliminar)

<sup>70</sup> AHPPER Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable.

<sup>71</sup> Idem

<sup>72</sup> Idem



ETAPA FINAL DE PERMISOS			
Platanares	Hidro	10.00	GEOPLATANARES
Río Verde	Hidro	8.00	Hidroeléctrica Irióna
Texiguat	Hidro	7.50	ENETRAN
Guarajambala	Hidro	6.20	ELECTROTECNIA
San Juan	Hidro	6.20	CONTEMPO
Río Frío	Hidro	5.00	CORP. PATUCA
Cuyamel II	Hidro	4.40	IND-ECO
Santiago	Hidro	4.00	IND-ECO
La Aurora	Hidro	4.00	INVERSIONES AURORA
Matarras I y II	Hidro	3.50	E.C.A.E. S.A.
Río Frío	Hidro	3.40	SESECAPAENERGY Co.
Tapalapa	Hidro	3.17	COMGELSA
Morja (Fase I y II)	Hidro	3.06	INGENIERIA TECNICA SA
Río Guineo	Hidro	3.00	CORP. PATUCA
Masca I y II	Hidro	2.70	HIDROMASCA S.A.
Mangungo I y II	Hidro	2.50	E.C.A.E. S.A.
San Juan Intibuca	Hidro	2.50	CONTEMPO
San Martín	Hidro	2.30	Inversiones San Martín
San Alejo	Hidro	2.10	ACQUAFUTURA
Santa Elena	Hidro	1.64	CODERESA
Los Planes	Hidro	1.50	HIDROCEP
Río Blanco los Pajuilés	Hidro	1.48	COMGELSA
	Hidro	1.10	HIDROCEP
Peña Blanca	Hidro	0.90	Hidroeléctrica PEÑA BLANCA
Río Guineo	Hidro	0.42	ECOENERGIA S.A.
La Boquita	Hidro	0.17	HIDROINGENIERIA
<b>SUMA</b>		<b>26</b>	<b>90.74</b>
EN ESTUDIO			
Biogas lagunas	Biomásico	0.10	Escuela Agrícola Panamericana
Santa Isabel	Biomásico	0.60	Corp. Industrial Y Mercantil De Occidente
Río Quilío	Hidro	0.69	COFUSA
San Alejo	Biomásico	0.72	ENERGETICOS JAREMAR S.A. de C.V.
Corinto	Hidro	0.90	
El Patate	Hidro	1.00	Electromecánica Alfa
Sambo Creek	Hidro	1.20	Hidroelectricidad
Río Calderón	Hidro	1.40	Inversiones San Miguel
Río del Padre	Hidro	1.80	
Talgua	Hidro	2.00	
Río Esteban	Hidro	2.00	GENERA
Río Yeguaré	Hidro	2.00	Escuela Agrícola Panamericana
Río Olancho	Hidro	2.20	Electromecánica Alfa
Bulgaria	Hidro	2.20	
Río Negro	Hidro	2.50	ENERGISA
Churune	Hidro	2.50	INVERSA
El Molo	Hidro	2.70	CASTOR
Río ZínZinguzapa	Hidro	2.75	
Agua Blanca	Hidro	3.00	CISA
Coloradito	Hidro	3.50	
La Aurora II	Hidro	4.30	INVERSIONES AURORA
El Rosario	Eólico	5.00	Corporación Agroindustrial S.A. de C.V.
Río Blanco la Puerta	Hidro	6.14	SOLER
Chameleón 380	Hidro	7.00	HECO
Guince I, II y III	Hidro	7.00	
Ojo de Agua II	Hidro	9.92	INVERSIONES AURORA
Río Bonito	Hidro	10.00	Inversiones Espíritu Santo
Geotérmica San Martín	Geotérmico	10.00	Fundación Comunitaria San Martín
Vientos de la Peña I y II	Eólico	10.00	Grupo vientos de la Peña
<b>SUMA</b>		<b>29</b>	<b>105.12</b>



## 6. LA BANCA HONDUREÑA Y LA ENERGÍA RENOVABLE<sup>73</sup>

La primera sección de este capítulo inicia con un análisis del sistema bancario hondureño, a partir de cifras y estadísticas disponibles en medios públicos. Se establece el tamaño de todo el sistema, su composición por tipos de actores y el tamaño relativo de sus principales actores. Este ejercicio es importante, ya que los proyectos de generación de energía renovable, que son el objeto principal de este documento, requieren normalmente de inversiones cuantiosas, y por lo tanto requieren de instituciones bancarias con suficiente capacidad. Con el fin de tener de una medida básica del impacto de la crisis financiera internacional, se mide el crecimiento de la banca hondureña en términos de activos y cartera de crédito durante los dos últimos años. Finalmente, se presentan estadísticas con respecto a la proporción de la cartera en moneda extranjera, y con respecto al comportamiento histórico de las tasas de interés activas. La información presentada en esta primera sección servirá de fundamento para el análisis que se hace en la siguiente.

La segunda sección resume el resultado de entrevistas sostenidas en el mes de abril de 2009 con representantes de cuatro de los principales bancos hondureños. El objeto de estas entrevistas fue entender las tendencias y posiciones de la banca local con respecto a los proyectos de generación eléctrica, particularmente los proyectos a base de fuentes renovables, y de un rango de potencia de hasta 10 MW, que son la meta del Proyecto ARECA. La selección de los bancos se hizo tomando en cuenta el criterio de representantes del sector de generación con respecto a las instituciones más afines al sector. También se utilizó el criterio de tamaño de los bancos, por considerarse que el financiamiento de proyectos en este sector requiere de instituciones con capacidad financiera y con un equipo humano debidamente calificado.

Como complemento a la información presentada en este capítulo, se presenta en el Anexo 3 una reseña acerca de las instituciones financieras internacionales, multilaterales y de desarrollo que han venido participando como financiadores de proyectos de energía en Centroamérica. Se presenta además en el Anexo 4 una breve reseña de las bolsas de valores centroamericanas, y de las emisiones procedentes de empresas del sector eléctrico, tanto de acciones como de deuda que se han dado en dichas bolsas. Como se podrá ver en el Anexo 4, ha habido varias experiencias en algunos de los países (Panamá, Costa Rica, El Salvador y Guatemala) en la utilización de los mercados de valores como fuentes de financiamiento. Si bien hasta el momento han sido empresas de mayor

tamaño las que han recurrido a estos mecanismos, es importante el precedente que queda sentado. En la medida que el público inversionista se familiariza con las empresas del sector, se abren opciones para empresas de menor tamaño.

### 6.1 Estadísticas generales del sector

Si bien en el mercado financiero de Honduras se encuentran bancos de capital local, de larga trayectoria, y de importante tamaño, se nota una importante presencia de bancos de capital extranjero. Como en otros países de la región, el mercado ha experimentado fusiones de bancos que han resultado en la reducción del número de actores en este mercado. También operan en esta plaza bancos pertenecientes a las redes bancarias regionales. Los bancos internacionales han incursionado a este mercado ya sea mediante la adquisición de bancos individuales de este país, o mediante la adquisición de redes regionales de bancos. De esta última forma han logrado incursionar en varios países a la vez. Del total de 17 bancos comerciales, 8 son de capital hondureño. Los activos de estos últimos representan un 52.4% de los activos totales de los bancos privados.

En este mercado opera un único banco estatal, el Banco Nacional de Desarrollo Agrícola (Banadesa) el cual por mandato está centrado en canalizar recursos financieros para la agricultura, la ganadería y la pesca.<sup>74</sup> Operan también dos bancos de segundo piso: El Banco Hondureño para la Producción y la Vivienda (BANHPROVI) y el Régimen de Aportaciones Privadas (RAP). El primero de estos bancos de segundo piso tiene por objeto apoyar proyectos del sector privado y del sector social mediante la concesión de financiamiento de corto, mediano y largo plazo por medio de instituciones supervisadas por la Comisión Nacional de Bancos y Seguros<sup>75</sup>. La generación eléctrica es una de las actividades que esta institución apoya.<sup>76</sup> El segundo (RAP) está enfocado en apoyar programas de vivienda.

Tanto los bancos comerciales, como el estatal y los dos de segundo piso se encuentran bajo la supervisión de la Comisión Nacional de Bancos y Seguros (CNBS).

La Tabla 6.1 presenta en forma resumida la conformación del sistema bancario hondureño. Presenta el número de entidades en cada categoría, así como el total de activos que, según datos de la CNBS reflejaba cada categoría al cierre de diciembre de 2008. Las cifras están expresadas en moneda local y en dólares.

<sup>73</sup> Todas las cifras relativas a datos de balance de los bancos se tomaron de la Comisión Nacional de Banca y Seguros. <http://www.cnbs.gov.hn>. Los datos relativos a tasas de interés fueron tomados del Banco Central de Honduras. <http://www.cnbs.gov.hn>

<sup>74</sup> Portal del Gobierno de Honduras. [http://www.gob.hn/portal/poder\\_ejecutivo/descentralizadas/banadesa/](http://www.gob.hn/portal/poder_ejecutivo/descentralizadas/banadesa/)

<sup>75</sup> Banco Hondureño para la Producción y la Vivienda (BANHPROVI) <http://www.banhpovi.org/>

<sup>76</sup> BANHPROVI, Circular No. PE-004 /2009, del 10 de marzo de 2009.



**TABLA 6.1 Honduras - Sistema bancario, dic-2008**

	Nº entidades	Total de activos, millones		%
		Moneda local	US \$	
Bancos comerciales	17	213,486	\$11,298	91.5%
Bancos estatales	1	2,946	\$1,561	1.3%
Banca de segundo piso	2	16,949	\$897	7.3%
<b>TOTAL</b>		<b>233,380</b>	<b>\$12,351</b>	<b>100.0%</b>
Bancos de capital extranjero	9	06,480	\$5,635	45.6%
Banco más grande del país (por activos)	BAC Bamer	33,431	\$1,769	14.3%

\*1 Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Bancos y Seguros

En la tabla 6.2 se presenta el escalafón ("ranking") de los bancos comerciales privados<sup>77</sup>. El orden en que aparecen los bancos obedece al tamaño de su activo (dic-08). Se presentan además las cifras de patrimonio.

El sistema bancario hondureño presenta un grado de concentración menor al de otros países de la región. Hay seis bancos con activos totales superiores a los US\$ 1,000 millones, que en conjunto representan un 77.2% de los activos del sistema bancario del país. Los restantes once participantes en este mercado son bancos más bien pequeños. BAC Bamer, el más grande del país, controla el 15.7% de los activos totales.

**TABLA 6.2 Bancos de Honduras Tamaño por activos y patrimonio**

Bancos	Activos \$	Activos %	Patrimonio \$	Exposición máxima \$
BAC Bamer	1,769.3	15.7%	116.4	23.3
Banco de Atlántida, S.A.	1,609.9	14.2%	112.1	22.4
Banco Financiera Comercial Hondureña, S.A.	1,554.5	13.8%	94.9	19.0
Banco HSBC, S.A.	1,388.7	12.3%	102.7	20.5
Banco de Occidente, S.a.	1,385.1	12.3%	89.9	18.0
Banco del País, S.A.	1,010.5	8.9%	61.5	12.3
Banco Citibank de Honduras, S.A.	565.3	5.0%	38.8	7.8
Banco Financiera Centroamericana, S.A.	383.4	3.4%	27.4	5.5
Banco PromZrica, S.A.	316.3	2.8%	15.9	3.2
Banco Continental, S.A.	277.9	2.5%	44.2	8.8
Banco de Honduras, S.A.	260.2	2.3%	18.4	3.7
Banco Lafise Honduras	254.9	2.3%	14.8	3.0
Banco de los Trabajadores	204.6	1.8%	20.7	4.1
Banco Hondureño del Café, S.A.	186.7	1.7%	14.4	2.9
Banco Popular Coveló, S.A.	61.1	0.5%	16.0	3.2
Banco Azteca de Honduras, S.A.	39.1	0.3%	13.6	2.7
Banco Procredit Honduras, S.A.	31.1	0.3%	13.5	2.7
<b>TOTAL</b>	<b>11,298.5</b>	<b>100.0%</b>	<b>815.3</b>	

\*1. Ordenados de acuerdo a activos totales, de mayor a menor.

\*2. Exposición máxima es el monto máximo que un banco puede prestar a una sola persona física o jurídica, según Art.48, inciso 9), de la Ley del Sistema Financiero.

\*3. Cifras en millones de US\$.

<sup>77</sup> No se incluyen en la tabla 2.2 datos del estatal Banco Nacional de Desarrollo Agrícola por no disponer la CNBS de datos consistentes de este banco. Mediante comunicación personal se logró obtener únicamente el monto de activos totales a diciembre 2008.



La exposición máxima, que también se muestra en la tabla, estima el monto total que un banco le puede otorgar a una persona física o jurídica. Esto según lo que establece el Artículo 43 (inciso h) de la Ley de Instituciones del Sistema Financiero <sup>78</sup>, el cual prohíbe a los bancos otorgar préstamos a una sola persona natural o jurídica por un monto superior al 20% del capital y reservas de capital del banco. Este parámetro es particularmente importante al analizar las alternativas de financiamiento de disponibles para proyectos de generación eléctrica, por la inversión tan considerable que este tipo de proyecto normalmente requiere. Se recalca que el monto consignado para la exposición máxima de cada banco es una estimación, ya que se aplicó el porcentaje indicado por la Ley al patrimonio total que refleja el balance de cada banco en la fecha indicada, y no a su "capital y las reservas de capital".

La crisis financiera mundial que empezó a hacer sentir sus efectos más marcados a partir de inicios del 2008, disminuyó el ritmo de crecimiento que mostró la banca hondureña en años anteriores. Sin embargo, tanto a nivel de activos como de cartera de crédito, el sector siguió creciendo durante 2008.

TABLA 6.3

## Bancos de Honduras Evolución de activos y carteras de crédito

	dic-06	dic-07	dic-08
<b>Activos totales</b>	8,359	10,141	11,298
<b>Cartera de créditos</b>	4,319	5,777	6,548
<b>Crecimiento</b>			
Activos totales		21.3%	11.4%
Cartera de crédito		33.8%	13.3%

\* 1 Cifras en millones de US\$

La proporción de préstamos denominados en moneda extranjera se ha ubicado al cierre de los dos últimos dos períodos en una cifra cercana al 28%, con una ligera tendencia hacia la baja.

TABLA 6.4

## Bancos de Honduras Cartera de crédito, por moneda (\$)

	dic-07	dic-08
<b>Moneda local</b>	71.6%	72.8%
<b>Moneda extranjera</b>	28.4%	27.2%

La Figura 6.1<sup>79</sup> que se presentan a continuación muestra el comportamiento (promedios ponderados) de las tasas activas y pasivos, tanto en moneda nacional como en moneda extranjera, para los años 2006 a 2008.

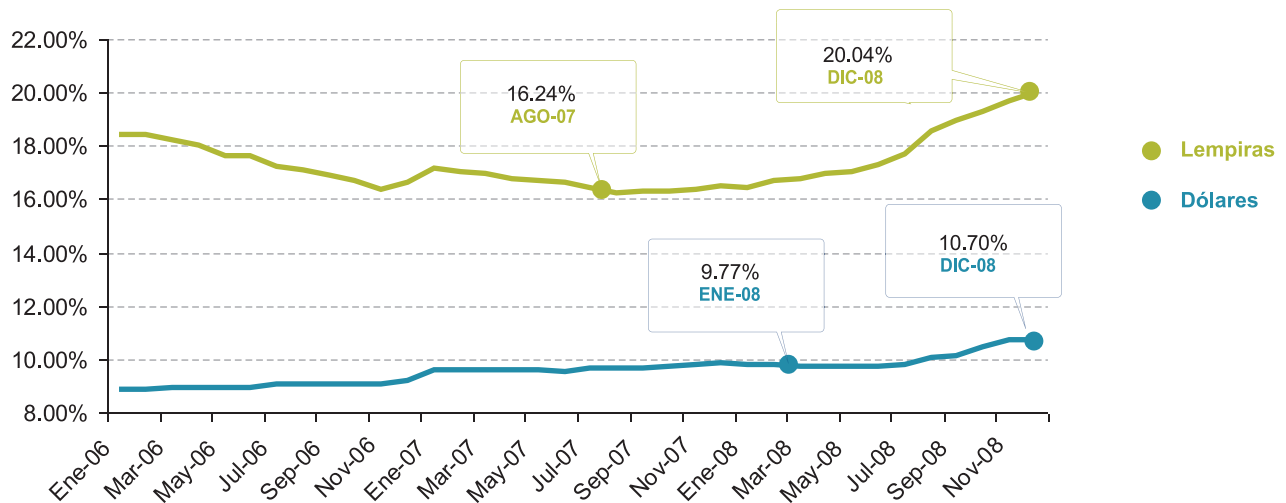
El análisis de dicha figura lleva a las siguientes conclusiones:

- Las tasas en moneda nacional, que venían bajando desde niveles superiores al 19% a inicios del 2005, alcanzaron un mínimo de 16.24% en agosto de 2007. A partir de ese momento empezaron a subir, hasta alcanzar un máximo en diciembre de 2008 de 20.04%.
- Las tasas de interés activas en moneda extranjera han mostrado un crecimiento sostenido durante el período analizado, el cual se acentuó durante el año 2008. El comportamiento de las mismas no ha guardado relación con las tasas de referencia internacional (Prime Rate o Libor 6 meses) que normalmente se utilizan para la indexación de tasas activas. Durante el período analizado, ambas tasas de referencia internacional han mostrado fluctuaciones importantes, que no se han reflejado en las tasas de interés en vigentes en el mercado hondureño para préstamos en moneda extranjera.

<sup>78</sup> Ley de Instituciones del Sistema Financiero Decreto N° 170-95, de noviembre de 1995. <http://ftp.cnbs.gov.hn/leyes/leysis.pdf>

<sup>79</sup> Figura de elaboración propia, con datos del Banco Central de Honduras. <http://www.bch.hn/esteco/monetaria>

**FIG. 6.1** Honduras - Tasas de Interés activa



## 6.2 La banca hondureña y los proyectos de generación eléctrica.

El contenido de la presente sección se elaboró con base en las entrevistas con representantes de cuatro de los principales bancos de Honduras. La muestra incluyó a tres bancos con activos superiores a US\$ 1 mil millones, y un banco con activos menores a US\$ 300 millones. Las personas entrevistadas ocupan puestos a nivel gerencia o subgerencia en las áreas de crédito, negocios, de banca corporativa, análisis de crédito y finanzas. Es importante destacar que durante las entrevistas las personas entrevistadas mantuvieron estricto apego al principio de confidencialidad, por lo que aspectos tales como la participación en proyectos específicos, fueron tratados en forma genérica y general.

Cada reunión inició con una explicación del alcance de este trabajo, y de los objetivos del Proyecto ARECA. Con particular interés se abordaron los temas de experiencia del banco en el financiamiento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, particularmente en generación a base de fuentes renovables. También se preguntó sobre la disponibilidad de recursos y la capacidad de financiamiento del banco. Se repasaron cuáles podrían ser las condiciones de un crédito para el sector, principalmente en cuanto a plazos, tasas de interés, requisitos de garantía y otros requerimientos específicos para propuestas provenientes del sector eléctrico. Se investigó sobre la disponibilidad de líneas de crédito específicas para el sector eléctrico. Finalmente se preguntó sobre barreras

percibidas por los bancos con respecto a un mayor desarrollo de centrales eléctricas con base en energías renovables. Las entrevistas tuvieron una duración aproximada de una hora.

A continuación un resumen de los hallazgos:

A pesar de que los mayores bancos de este mercado son más pequeños que los de otros países de la región, han participado en el financiamiento de varios proyectos de energía de pequeña escala (menores a 10 MW) cuya inversión total se estima que puede alcanzar los US\$30 millones<sup>80</sup>. Han participado también en proyectos de mayor escala, algunos de ellos a base de fuentes térmicas. La banca muestra un claro interés en el sector eléctrico. Su experiencia en el sector se deriva de su participación en proyectos tanto de generación térmica como renovable.

La participación en el financiamiento a este sector ha sido liderada por los bancos más grandes de la plaza, los cuales frecuentemente convocan a otros bancos a participar en financiamientos sindicados. De esta forma se abren espacios para que participen bancos de menor capacidad, o con menos experiencia en el sector. La participación en conjunto con instituciones multilaterales y de desarrollo como el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) es percibida como muy deseable, antes que nada por la experiencia que aportan en el análisis de proyectos eléctricos. La preferencia por la sindicación de préstamos se aplica no sólo como una me-

<sup>80</sup> El monto de US\$ 30 millones se fundamenta en un supuesto muy conservador de US\$ 3 millones por MW instalado.





didada de aumentar la capacidad de financiamiento, sino también como una forma de diluir el riesgo.

Un hallazgo importante en el caso de Honduras es el establecimiento por parte del BANHPROVI de un fideicomiso por un total de 10 mil millones de lempiras (aproximadamente US\$525 millones) para apoyar los sectores productivos del país. El establecimiento de dicha facilidad fue publicado mediante circular de dicha institución el 10 de marzo de 2009. Si bien dicho fideicomiso fue establecido para financiar diferentes sectores (producción y comercialización de café, comercialización de granos básicos y construcción), contempla en forma específica los proyectos de energía (energía hidroeléctrica y biotérmica), para los cuales establece un monto máximo de 50 millones de lempiras (aproximadamente US\$ 2.6 millones), un plazo máximo de 7 años, un período de gracia de 3 años (incluido dentro del plazo máximo), y una tasa fija para el usuario final de 10%.<sup>81</sup>

De las entrevistas queda muy claro que un aspecto central en el análisis de una propuesta de financiamiento para proyectos de energía renovable serán los atributos del promotor del proyecto. Se valorará su capacidad de ejecución, demostrada ya sea en proyectos de energía o en otros proyectos de inversión de envergadura, y su solvencia económica para cumplir con su proporción de aporte de capital, y para cumplir con eventuales sobre costos. La valoración de los atributos del promotor del proyecto está estrechamente ligada a la valoración de las garantías aportadas para el financiamiento.

**Trayectoria en el financiamiento de proyectos de energía y nivel de conocimiento del sector.** Todos los bancos visitados (Atlántida, BAC/Bamer, del País y Lafise) indicaron haber participado en financiamientos de proyectos de generación eléctrica. Los representantes de los bancos muestran un muy buen conocimiento del sector, principalmente los de los bancos mayores por su participación en un número mayor de proyectos.

**Relación deuda a capital accionario:** La tendencia de la banca hondureña, según lo manifestado durante las entrevistas, es requerir de los promotores del proyecto un aporte no menor al 30% de la inversión total proyectada. A pesar de la crisis financiera, no se percibieron cambios importantes en este parámetro, que es el que se ha considerado la norma a lo largo de los últimos años.

**Fuentes de fondos:** Los bancos más grandes, que tienen una base de depósitos grande o acceso a líneas de crédito, no manifiestan dificultades en el otorgamiento de créditos a largo plazo. Hacen la aclaración, sin embargo,

de que a raíz de la crisis financiera, el acceso a líneas de crédito se ha restringido. Para los bancos de menor tamaño, es indispensable tener asegurada la fuente de fondos mediante líneas de crédito de largo plazo para poder participar en el financiamiento de proyectos de energía.

**Monto de los préstamos:** El sistema bancario hondureño tiene capacidad para financiar los proyectos dentro del rango relevante para este estudio (hasta 10 MW). Para los proyectos en la parte alta de este rango, la sindicación va a ser norma.

**Moneda:** Siendo que los contratos de venta de energía (PPA's) y los precios en el mercado eléctrico de Honduras se establecen en dólares, es práctica común en la banca hondureña el otorgar financiamiento en esa misma moneda. Los recursos provenientes del fideicomiso establecido por BANHPROVI son en lempiras.

**Tasas de interés:** La fijación de tasas en los préstamos en moneda extranjera guarda poca relación con las tasas de interés de referencia internacional (Libor o Prime). Aún en aquellos casos en que los contratos de crédito mencionen dichas tasas internacionales, es usual la utilización de pisos en la tasa, que impiden que la misma llegue por debajo de cierto nivel. Es práctica común que se estipule una tasa variable, y que los ajustes periódicos los establezca el banco, de acuerdo a condiciones de mercado. De las entrevistas realizadas se desprende que las tasas probables para proyectos de inversión de largo plazo, de acuerdo a condiciones actuales de mercado, se ubiquen en un rango de 11 a 12% para financiamientos en dólares y superior al 17% para financiamiento en lempiras. Para los recursos provenientes del fideicomiso de BANHPROVI se estableció una tasa del 10%.

**Plazo y período de gracia:** La práctica normal en el mercado, de acuerdo a las entrevistas, es conceder un plazo total de 8 a 10 años, el cual incluye un período de gracia de 2 a 3 años.

**Garantías:** El requerimiento de garantías adicionales a las del proyecto es común. Esto obedece a la valoración que hace la banca de los distintos tipos de riesgo (técnico, financiero, ambiental y regulatorio) asociados a los proyectos de generación.

Se manifestó preferencia por la utilización de la figura del fideicomiso al cual se traspasa la propiedad de los activos del proyecto (equipos, tierras o concesión sobre las mismas) así como los derechos de los contratos de construcción, de venta de energía y de operación y mantenimiento. En estos casos, pasa a ser responsabilidad del fideicomiso la administración de los flujos del proyecto y el establecimiento de cuentas de reserva. Como alterna-

<sup>81</sup> BANHPROVI, Circular No. PE-004 /2009, del 10 de marzo de 2009. <http://www.banhprovi.org/>

tiva a la figura del fideicomiso se mencionó la figura del mandato o contrato de administración, que no requiere que se transfiera la titularidad de los activos del proyecto.

También hubo coincidencia en que un mecanismo de garantías parciales puede ser un instrumento de utilidad para proyectos donde no hay garantías adicionales. Sin embargo, hubo manifestaciones en el sentido de que el mecanismo de garantías no debe resultar en una reducción del requerimiento de aporte de capital de los desarrolladores del proyecto, y en una presión excesiva sobre los flujos de caja del proyecto.

### **Barreras percibidas por los bancos**

El atraso en pagos a los principales generadores térmicos por parte de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) generó preocupación entre los bancos, y reservas con respecto a su participación en el sector. Sin embargo, manifiestan las personas consultadas que la situación se ha normalizado, con lo que su confianza en los contratos de compra de energía (PPA) se ha restablecido.

La capacidad técnica por parte de los promotores de algunos proyectos es vista como una limitante importante. Esto se manifiesta en que algunos de los planteamientos presentados no cumplen con todos los requerimientos en cuanto a estudios técnicos (por ejemplo hidrológicos). Así mismo, se resalta el poco respaldo económico con que cuentan algunos desarrolladores.

Se manifiesta preocupación por las discusiones en el ámbito social y comunitario que se generan alrededor de la instalación de centrales eléctricas. Las implicaciones de estos proyectos en el tema de aguas generan sensibilidades importantes. En este sentido, se requiere de los grupos desarrolladores mecanismos de mitigación de riesgo con respecto a este factor.

**Requisitos para el otorgamiento de préstamos.** De las entrevistas con funcionarios bancarios, surgieron los siguientes requisitos que deberían estar presentes en una solicitud de financiamiento para un proyecto de generación. Lo que se anota a continuación no debe considerarse como una lista formalmente establecida, sino más bien como aspectos que se mencionaron durante las entrevistas y que con toda seguridad facilitarán la negociación con los bancos.

- Trámite de permisos, licencias de construcción y estudio de impacto ambiental concluido.
- Contrato de venta de energía (PPA) suscrito de preferencia con ENEE. Si bien existe la opción de que un generador (principalmente de menor escala) suscriba un contrato con un gran consumidor, se le da preferencia a un contrato con la estatal.
- Contratación de un especialista de escogencia del banco para la evaluación y verificación de los aspectos técnicos del proyecto.

- En los casos donde se establezca un fideicomiso suele constituirse un comité técnico, en el cual están representados el cliente, el o los bancos (en caso de sindicados) y el fiduciario.
- Se requiere una empresa constructora con la debida experiencia, y se prefiere los casos en que se suscribe un contrato de construcción (EPC).
- Además, se presta mucha atención a la experiencia de la empresa que vaya a ser responsable de la operación y mantenimiento del proyecto.

Como complemento a lo que en esta sección se señala, en el Anexo 5 se presenta una lista de aspectos que deben estar presentes en una solicitud de financiamiento ante una entidad financiera. En la medida en que el desarrollador considere estos aspectos en su solicitud se facilitará, con toda seguridad, el trámite de su solicitud.

### **Otros aspectos relevantes:**

La crisis financiera internacional ha resultado no sólo en restricciones a la liquidez de los mercados, sino también en un incremento de los estándares de evaluación de las propuestas, y en una mayor cautela a la hora de otorgar financiamiento.

Por el lado de los desarrolladores debe haber mucha claridad en cuanto a la necesidad de que sus proyectos estén bien concebidos no sólo en términos técnicos y de diseño, sino que deben estar acompañados, desde un principio, de un soporte patrimonial sólido. Debe haber claridad en cuanto a que la inversión que haya hecho el desarrollador en la fase de pre inversión (compras de terrenos, estudios técnicos, diseños, trámite de permisos y licencias, etc.), no alcanzará para cumplir con el aporte de capital que los bancos requieren de los desarrolladores. Y además, los desarrolladores deben poder demostrar capacidad para cubrir costos de inversión no previstos en el planteamiento original. En este sentido, los desarrolladores que se vean limitados en estas capacidades, deben tener la habilidad para incorporar desde fases tempranas elementos que soporten su posición patrimonial. Esto puede lograrse mediante la incorporación en sus proyectos de socios capitalistas y/o estratégicos, o mediante la incorporación de elementos de financiamiento mezanine. Operan en la región algunas instituciones, conocedoras del sector eléctrico, que pueden suplir este tipo de financiamiento. Sin embargo, su capacidad es relativamente limitada.

Una opción que debe ser explorada en conjunto entre desarrolladores y bancos es la utilización de líneas de crédito de apoyo a las exportaciones de las que disponen los principales países industrializados. La participación de los desarrolladores debe darse durante el proceso de negociación con posibles suplidores de equipo para sus proyectos.



Como resumen de esta sección, se puede concluir que el sistema bancario hondureño cuenta con la capacidad financiera y con el conocimiento específico necesario para analizar proyectos del sector eléctrico. La capacidad del sistema bancario se ve aumentada por el hecho de que la sindicación de préstamos es práctica habitual en ese mercado. La práctica de syndicar préstamos se explica también como una medida que toman los bancos para compartir y diluir el riesgo.

Después de un período de incertidumbre que se generó a raíz de la irregularidad a los generadores térmicos por parte de la ENEE, la estatal ha normalizado la situación y ha devuelto confianza al sector.

Los proyectos más pequeños tendrán mayores problemas para cumplir con los mismos niveles de exigencia que los proyectos más grandes en cuanto a requisitos de trámite, técnicos, ambientales y legales. En términos generales, estas exigencias son las mismas (en cuanto a nivel de esfuerzo y costo) para proyectos grandes o pequeños. Todos estos son costos en buena medida fijos, por lo que en el caso de los proyectos pequeños elevan la inversión total por unidad productiva (MW) y comprometen su viabilidad.

### 6.3 Conclusiones.

El sistema bancario hondureño es compartido por bancos de capital local y bancos internacionales, prácticamente en iguales proporciones. Es una industria madura y consolidada, y en términos de tamaño acorde al tamaño de la economía.

La banca de este país ha sabido acompañar con interés el proceso de expansión del sector eléctrico hondureño, y ha desarrollado las habilidades requeridas para entender el funcionamiento y evaluar los riesgos propios de un mercado eléctrico en libre competencia. Dada la magnitud de las inversiones en proyectos eléctricos, no debe sorprender que este proceso haya sido liderado por los bancos más grandes del país, los que a su vez concentran buena parte del conocimiento y la experiencia en el tema.

Los proyectos eléctricos en los que ha participado la banca de este país varían en cuanto a su tecnología (térmica y renovable), y en tamaño. La participación en proyectos más grandes ha requerido del desarrollo de estructuras financieras más complejas, y ha establecido como práctica frecuente la utilización de préstamos sindicados, los cuales le han permitido a otros bancos del país participar en el financiamiento del sector eléctrico. De esta forma se ha ido diseminando el conocimiento ("know - how") específico.

La experiencia en el financiamiento de proyectos del sector eléctrico ha llevado a los banqueros hondureños al

convencimiento de que el análisis de las garantías en un crédito a este sector debe ser integral, y que debe comprender mucho más que la valoración de los activos fijos pignorados. Se asigna mucha importancia a la utilización de mecanismos legales (principalmente fideicomisos) que permitan el control bajo una sola figura de activos fijos y de los contratos, derechos y flujos de efectivo asociados al proyecto. En este particular, la banca del país muestra clara preferencia por aquellos proyectos respaldados por contratos de construcción (EPC's) suscritos con empresas constructoras de trayectoria, y por contratos de compra y venta formales (PPA).

Una conclusión que queda respaldada por la consistencia con que se tocó durante las distintas entrevistas es el estrecho ligamen que se establece entre la valoración de garantías y la valoración de los atributos de las personas y empresas que respaldan un proyecto. En ese sentido, se manifiesta una clara preferencia por participar en proyectos promovidos por grupos empresariales con demostrada capacidad de ejecución y con respaldo económico para cubrir la porción de capital ("equity") requerida, para cubrir los eventuales sobrecostos que surjan durante la ejecución de los proyectos, y para garantizar el repago de las obligaciones en caso de que los flujos del proyecto resulten insuficientes.

El trabajo de campo también permite concluir que habrá una acogida positiva a un mecanismo de garantías parciales de crédito en los términos planteados por ARECA, pero que su utilización quedará circunscrita a los proyectos de menor capacidad (menor a 3 MW). Además, se manifestaron comentarios en el sentido de que su utilidad dependerá del costo asociado al mecanismo, y de la agilidad en su trámite. También se puede concluir que los términos de plazo planteados para el mecanismo de garantía (un año, renovable), pueden ser vistos como una limitante, y que la flexibilización en el plazo para que abarque el período de construcción de los proyectos aumentará su utilización.

Para poder poner en contexto las tasas de interés que los banqueros hondureños indicaron que aplicarían a préstamos para proyectos eléctricos, se hizo un análisis comparativo entre dichas tasas y las que indicaron banqueros en los otros países de la región. En todos los casos, se tomó la tasa menor y la tasa mayor indicada en cada uno de los países, y se determinó el punto intermedio. A su vez, se correlacionó dicho punto intermedio con la calificación de crédito país publicada por Institutional Investor, llegando a la conclusión de que existe una correlación inversa de 0.922. De este análisis se puede concluir que en países con baja calificación de crédito, como es el caso de Honduras, las tasas de interés serán mayores.



**TABLA 6.5 Tasas de interés y calificación de crédito país**

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
<b>Rango de tasas</b>						
Menor	9.00%	8.00%	11.00%	12.00%	9.00%	9.00%
Mayor	11.00%	12.00%	12.00%	14.00%	12.00%	10.00%
Intermedio	10.00%	10.00%	11.50%	13.00%	10.50%	9.50%
<b>Riesgo país</b>	43.00	46.00	33.70	22.00	52.10	58.30



## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

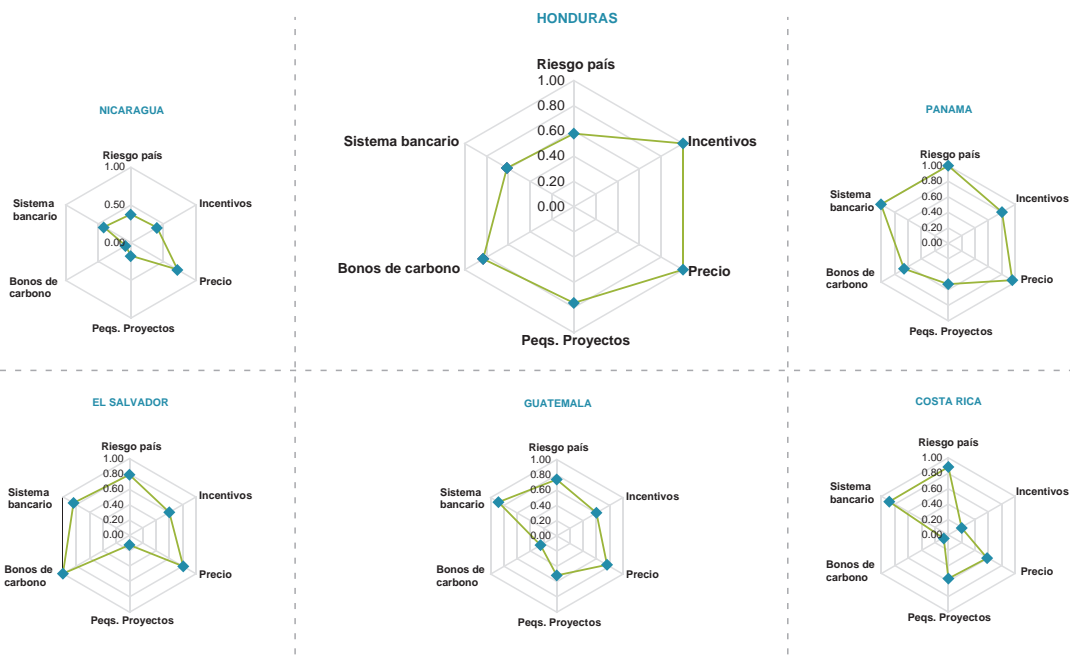
Este documento ha presentado un análisis del mercado de energía renovable, con énfasis en el desarrollo de proyectos en las escalas de hasta los 10 MW, al ser este un objetivo del BCIE y el Proyecto ARECA (actualmente en ejecución por el banco), en pos de acelerar el desarrollo de emprendimientos de energía renovable en la región centroamericana.

El trabajo realizado en la elaboración del presente documento ha considerado una serie de temas ordenadores de la situación observada a nivel país, que se centran en aspectos relevantes como: la situación del mercado eléctrico e incentivos a la energía renovable/permisos requeridos para el desarrollo de proyectos, las relaciones entre los costos de generación tendenciales de los proyectos renovables de pequeña escala/señales de precios observadas (así como esquemas contractuales de participación), el estado actualizado de desarrollo de proyectos renovables de pequeña escala en el país, las perspectivas de la banca con respecto a elementos claves del financiamiento de proyectos; así como el tema de la participación nacional en el MDL y los procedimientos de aprobación nacional requeridos a los desarrolladores de proyectos.

Cada capítulo de este documento ha presentado conclusiones específicas para cada uno de los ejes temáticos

considerados. Basándose en los contenidos temáticos de cada uno de los capítulos de este trabajo, así como en la información estadística recopilada y presentada a lo largo del documento, y con la ayuda de la técnica de construcción de “diagramas araña”; se presenta un resumen final de la situación del clima de desarrollo de proyectos de energía renovable desde la perspectiva de las temáticas relevantes que ya han sido descritas. El lector de este documento puede referirse al Anexo 6 llamado “Indicadores utilizados en sección de conclusiones” para conocer en detalle el proceso de construcción realizado a los indicadores seleccionados.

La figura presentada a continuación incluye los resultados concluyentes de la valoración realizada para el país y además permite al lector contrastar la situación país específica objeto de este análisis de mercado con aquellas observadas en el resto de los países centroamericanos, con el objeto de aportar a diversos actores en la región, elementos de comparación generales relativos al clima de desarrollo de proyectos renovables. Dichos resultados y conclusiones son de por sí, de naturaleza tendencial tomando en cuenta la complejidad natural que caracteriza a un sector de organización industrial como es el de la industria eléctrica.



Observando la valoración dada a los distintos temas orientadores y sus indicadores, que refleja el gráfico para el caso de Honduras, se puede concluir que el desarrollo de proyectos de energía renovable de pequeña escala presenta retos importantes.

Los esquemas de incentivos para desarrollo de proyectos de energía renovable de Honduras están entre los más desarrollados de la región centroamericana y las señales actuales de precios son muy interesantes para el desarrollo de proyectos de energía renovable. El esquema hondureño de asegurar despacho así como de autorizar contrataciones de largo plazo basadas en costos marginales de corto plazo para la energía de pequeñas plantas renovables ha favorecido la integración de este segmento de generación eléctrica. No obstante lo anterior, existen vulnerabilidades importantes de las instituciones del sector, como es la situación financiera de la empresa eléctrica estatal que funciona como comprador único en el país.

Recientemente, está existiendo un “boom” de desarrollo de energías renovables en el país, tanto para renovables de pequeña escala (0-10 MW) así como para otras escalas de proyectos; centrándose el desarrollo en hidroelectricidad así como en algún nivel de cogeneración con residuos de la agroindustria. Aún cuando históricamente las renovables de pequeña escala no han contribuido significativamente a la generación eléctrica, actualmente hay un buen número de proyectos de pequeña escala en gestión. El “know-how”, especialmente en temas de desarrollo de proyectos así como de negociaciones financieras empieza a estar distribuido, lo que genera niveles importantes de participación de grupos privados; gracias al trabajo desarrollado por las asociaciones de pequeños productores de electricidad.

El sistema bancario del país ha visto con interés el financiamiento en este tipo de proyectos, y ha desarrollado la experiencia necesaria. Sin embargo, si un número relevante de los proyectos que están en gestión actualmente coincidieran en la etapa de cierre financiero podría llegar a darse una saturación de la capacidad de la banca local.

Acelerar el desarrollo de pequeñas energías renovables conectadas a la red eléctrica pareciera requerir de un esfuerzo enfocado en por lo menos dos aspectos importantes: una planificación conjunta entre la banca local y la banca multilateral del financiamiento que requerir los proyectos actualmente en desarrollo, y una remoción de los entramientos en la tramitación de permisos y licencias.

Algunas recomendaciones de acciones específicas de corto plazo que permitan mejorar el clima para el desarrollo de proyectos de energía renovable de pequeña escala en el país pueden estar centradas en:

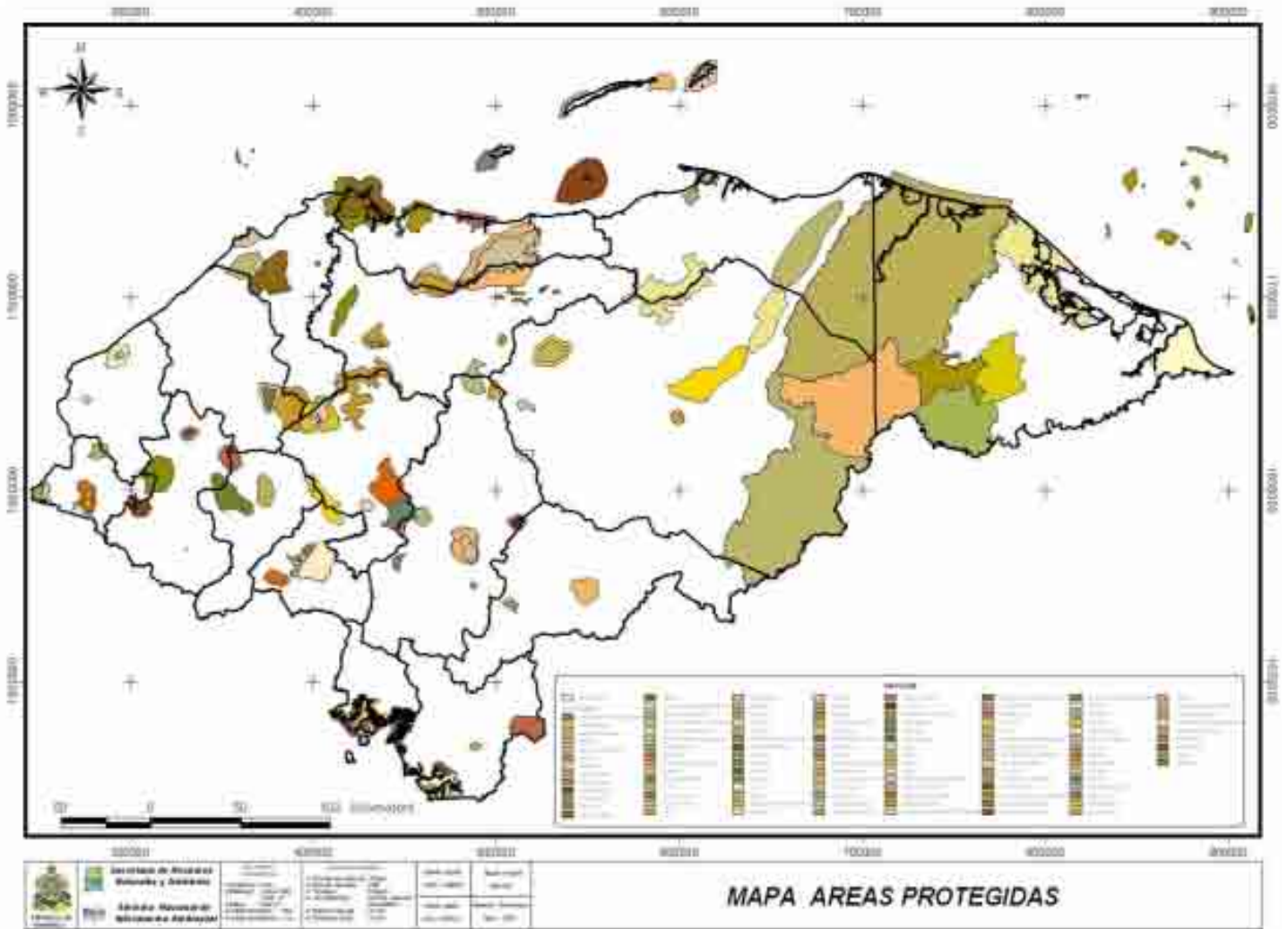
1. Lograr la captación de líneas de financiamiento para proyectos de energía renovable de pequeña escala que permitan resolver en el mediano plazo la percibida limitación de la banca local para manejar el portafolio de proyectos que está en desarrollo, lo que también requiere ofrecer a los desarrolladores de proyecto y a la banca local nuevos y complementarios instrumentos para la participación en el capital accionario de proyectos así como garantías de proyecto.
2. Estudiar el potencial que puede existir de desarrollo de acuerdos público-privados que pudiesen ser utilizados para hacer un mejor manejo de riesgos asociados con la estructuración de contratos típicos de esquemas de financiamiento de proyecto sin recurso (non-recourse project finance) que pudiesen ser usados en el financiamiento de proyectos de energía renovable.
3. Favorecer la discusión entre agentes normativos/reguladores y actores de proyectos con el fin de consensuar una propuesta para mejorar y resolver barreras percibidas en relación al tema de obtención de permisos y tramitación de licencias para proyectos de energía renovable.
4. Para resolver la barrera enfrentada por muchos desarrolladores de proyectos de energía de pequeña escala, relativa a cumplir con los requerimientos de capital accionario (“equity”), es necesario apoyar decididamente el desarrollo de fondos de inversión o instrumentos similares cuyo fin específico sea capitalizar proyectos de energía limpia de pequeña escala. Esto puede facilitar también la implementación de otros mecanismos tales como garantías parciales de crédito, garantías de sobrecostos, e inclusive el otorgamiento de créditos convencionales. Dentro de este mismo enfoque, se deberían también reforzar las iniciativas que hoy en día ya existen en este particular.



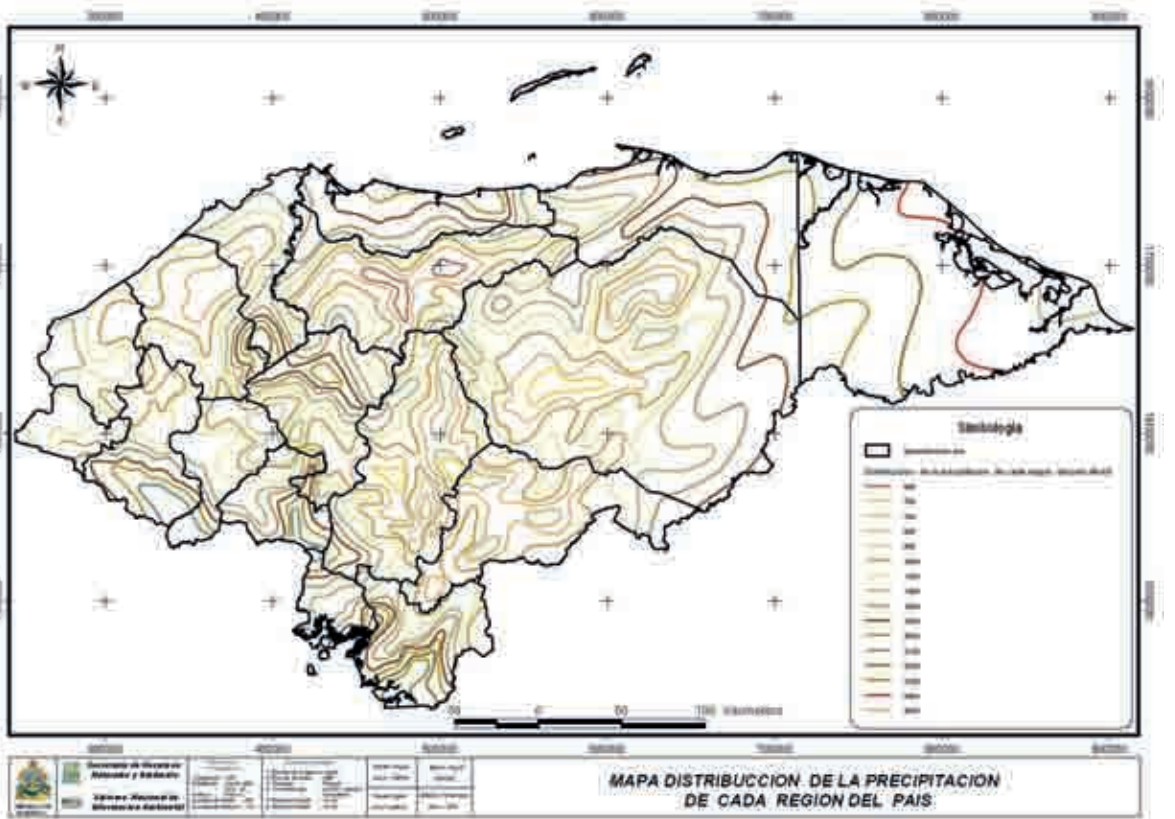
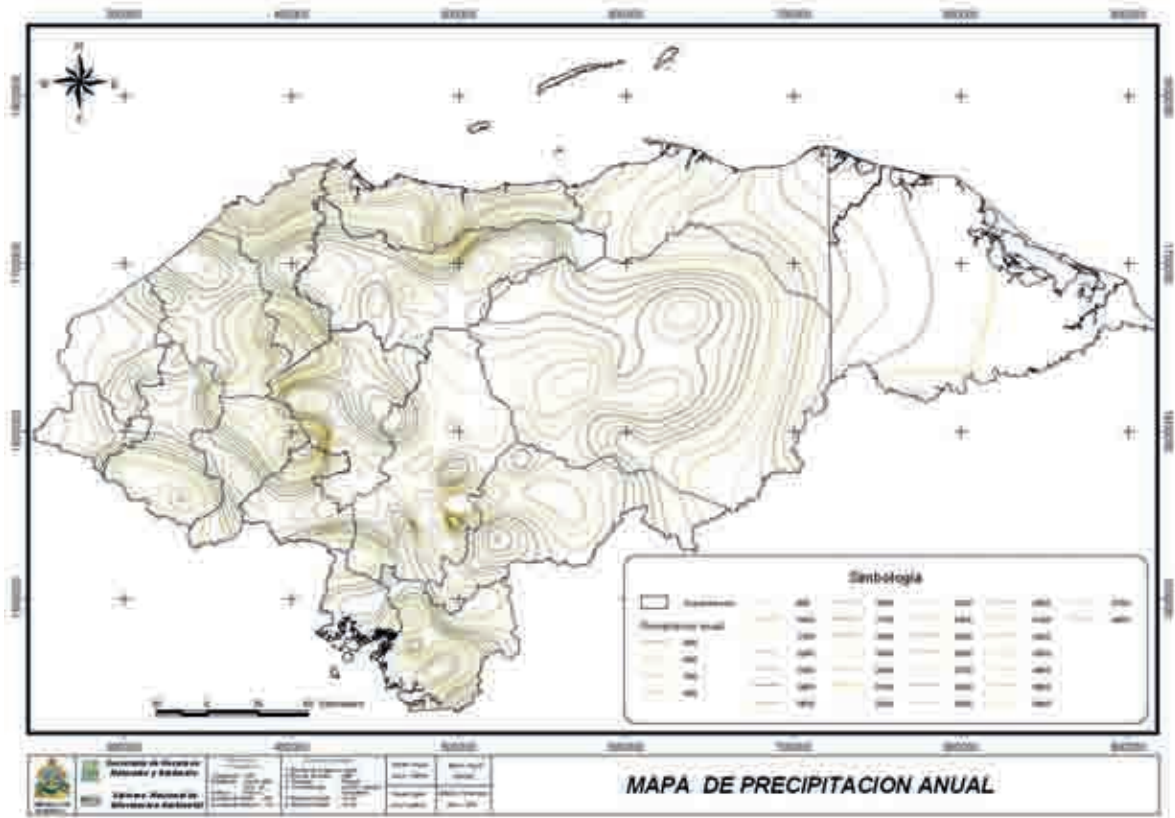


# ANEXO 1. Mapas

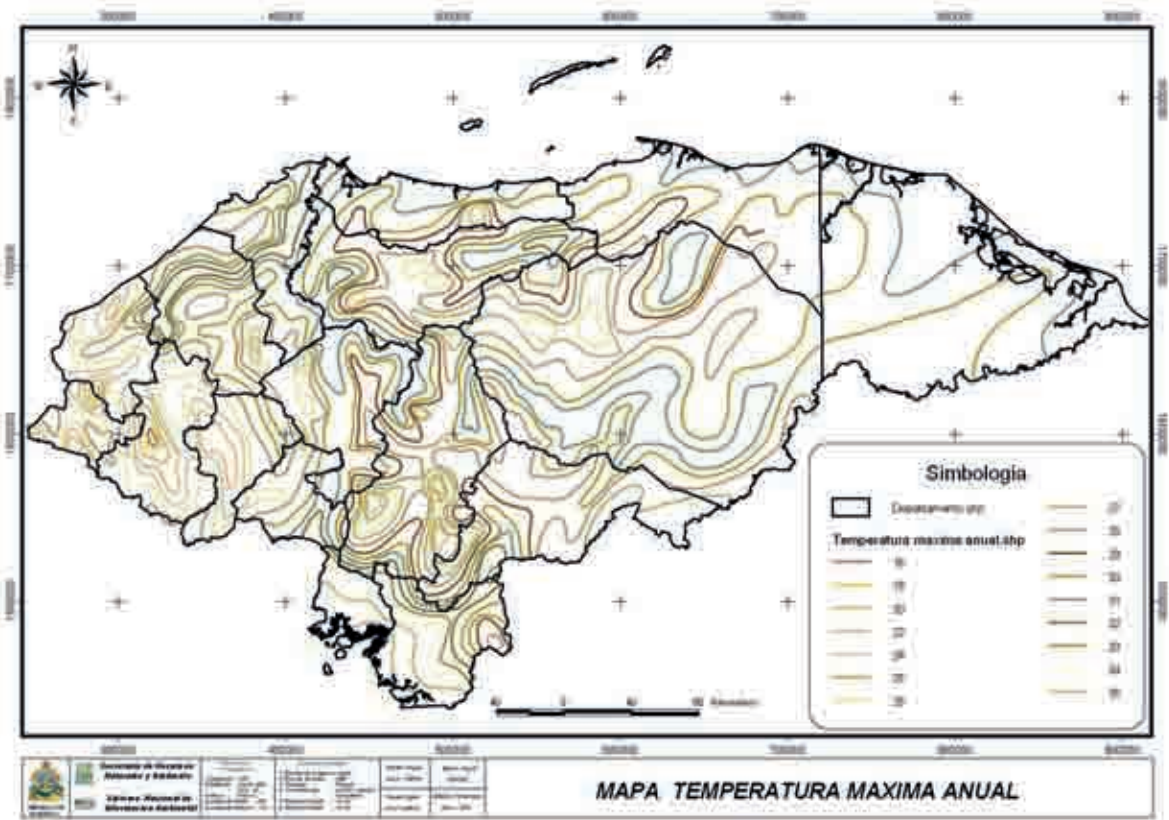
## Honduras, ubicación de zonas protegidas.



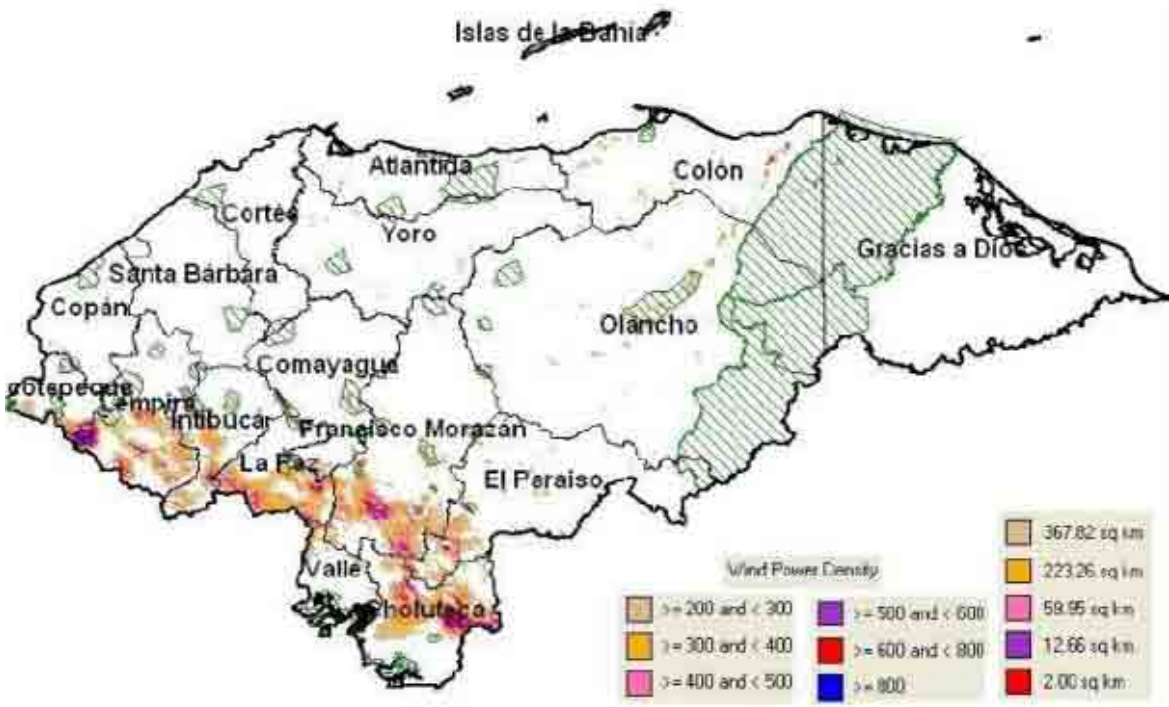
**Honduras, mapas de precipitación.**



**Honduras, mapas de temperatura.**



**Honduras, densidad eólica<sup>82</sup>**



<sup>82</sup> Ing. Gustavo Jiménez. Potencial Eólico en Centroamérica. Presentación ante el Foro de la Unión Europea con América Latina en Energías Renovables. Octubre de 2006. Mapa proveniente de SWERA (Solar and Wind Energy Assesment)





## ANEXO 2.

### Metodologías aplicables a la pequeña escala en el MDL.

**Tabla A.2.1. Metodologías de pequeña escala MDL aplicables a la generación eléctrica a partir de energía renovable**

Referencia	Título de la Metodología (los títulos se mantienen en inglés debido a que es el idioma oficial de toda documentación para el MDL)	Enfoque Sectorial/relevancia a la generación renovable interconectada a la red eléctrica
AMS-I.A.	Electricity generation by the user --- Version 13 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_J55DI73SVWQ8MG9BLA622YS16UCO2G">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_J55DI73SVWQ8MG9BLA622YS16UCO2G</a>	1: <a href="http://edm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://edm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AMS-I.B.	Mechanical energy for the user with or without electrical energy --- Version 10 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_MPT5X3QC5NESZQMY2ELP0MNEU340LJ">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_MPT5X3QC5NESZQMY2ELP0MNEU340LJ</a>	1: <a href="http://edm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://edm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AMS-I.C.	Thermal energy production with or without electricity --- Version 14 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CP5MXZKGWSH4A812FYV7R03JE9QIBN">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CP5MXZKGWSH4A812FYV7R03JE9QIBN</a>	1: <a href="http://edm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://edm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AMS-I.D.	Grid connected renewable electricity generation --- Version 13 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PHPV5WESACMBTJ2YY54GAJYSIEI3HD">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PHPV5WESACMBTJ2YY54GAJYSIEI3HD</a>	1: <a href="http://edm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://edm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AMS-I.E.	Switch from Non-Renewable Biomass for Thermal Applications by the User --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDM_AMSP4VBBO5G54RXDE9KQ6FJWMGHZLHFA5">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDM_AMSP4VBBO5G54RXDE9KQ6FJWMGHZLHFA5</a>	1: <a href="http://edm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://edm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>

*Nota: En las tablas que se presentan en este anexo los nombres de cada metodología aparecen en el idioma inglés, en vista de que este es el idioma oficial del MDL. Por tanto, no hay traducción aceptada por parte de las Naciones Unidas al español.*



**Tabla A.2.2. Metodologías de gran escala MDL aplicables al sector energía**

Nº	Nombre de la Metodología	Alcance Sectorial
AM0007	Analysis of the least-cost fuel option for seasonality-operating biomass cogeneration plants --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_374220993">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_374220993</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 4: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4</a>
AM0014	Natural gas-based package cogeneration --- Version 4 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_W4GX86S75701NUX1E2BMFI1JBT8GJX">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_W4GX86S75701NUX1E2BMFI1JBT8GJX</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 4: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4</a>
AM0019	Renewable energy project activities replacing part of the electricity production of one single fossil-fuel-fired power plant that stands alone or supplies electricity to a grid, excluding biomass projects --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_GTS8WWST6TM5OVGQT7OVAQ1KVF5QWJ">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_GTS8WWST6TM5OVGQT7OVAQ1KVF5QWJ</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0024	Methodology for greenhouse gas reductions through waste heat recovery and utilization for power generation at cement plants --- Version 2.1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/EDS6TS9TXOQP14XNXJZKKZVDTIBRH9">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/EDS6TS9TXOQP14XNXJZKKZVDTIBRH9</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 4: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4</a>
AM0025	Avoided emissions from organic waste through alternative waste treatment processes --- Version 11 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PJSD36RRF6X16OA7CSTR7H38OXVJTG">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PJSD36RRF6X16OA7CSTR7H38OXVJTG</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 13: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13</a>
AM0026	Methodology for zero-emissions grid-connected electricity generation from renewable sources in Chile or in countries with merit order based dispatch grid --- Version 3 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IY3QJ5DOHLBPC0514FDE44V5MXIGVB">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IY3QJ5DOHLBPC0514FDE44V5MXIGVB</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0029	Methodology for Grid Connected Electricity Generation Plants using Natural Gas --- Version 3 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_15YH7UTNQ40J8MGVMX62CGNE0K49Y0">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_15YH7UTNQ40J8MGVMX62CGNE0K49Y0</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0042	Grid-connected electricity generation using biomass from newly developed dedicated plantations --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_KQG3X51TFJX06DIQ6KZXJVDV5CACYK">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_KQG3X51TFJX06DIQ6KZXJVDV5CACYK</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 14: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#14">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#14</a>
AM0045	Grid connection of isolated electricity systems --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_1G006RURGV8PVR17HACKCYNMK478CC">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_1G006RURGV8PVR17HACKCYNMK478CC</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0046	Distribution of efficient light bulbs to households --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_OSOUV88NZ5M4DKLW9XHWHHQSN1OK3G">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_OSOUV88NZ5M4DKLW9XHWHHQSN1OK3G</a>	3: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#3">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#3</a>
AM0048	New cogeneration facilities supplying electricity and/or steam to multiple customers and displacing grid/off-grid steam and electricity generation with more carbon-intensive fuels --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_TZKHRUTC9Q0MKWSRGCYAWVVDOVUV0C">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_TZKHRUTC9Q0MKWSRGCYAWVVDOVUV0C</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0049	Methodology for gas based energy generation in an industrial facility --- Version 3 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_A8GLSD22RA5ANXTONRGTFR69004Z">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_A8GLSD22RA5ANXTONRGTFR69004Z</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 4: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4</a>
AM0052	Increased electricity generation from existing hydropower stations through Decision Support System optimization --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_0UHVASBMYE52K608FI0LEGUEA6EFCI">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_0UHVASBMYE52K608FI0LEGUEA6EFCI</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0054	Energy efficiency improvement of a boiler by introducing oil/water emulsion technology --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IPPR3MUS0HP1Z9HRDB8SIWBQ49TMS">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IPPR3MUS0HP1Z9HRDB8SIWBQ49TMS</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0056	Efficiency improvement by boiler replacement or rehabilitation and optional fuel switch in fossil fuel-fired steam boiler systems --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_XSQZ9OTPYIVL9O1AUDP7PV1JGX2WBJ">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_XSQZ9OTPYIVL9O1AUDP7PV1JGX2WBJ</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0058	Introduction of a new primary district heating system --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PX8L7HMDBVY1NCL43IC4V3UR5JUAYY">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_PX8L7HMDBVY1NCL43IC4V3UR5JUAYY</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0060	Power saving through replacement by energy efficient chillers --- Version 1.1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/9WQMVLR9C9V1YMZ1BZS0B6K1I6IQB3">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/9WQMVLR9C9V1YMZ1BZS0B6K1I6IQB3</a>	3: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#3">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#3</a>
AM0061	Methodology for rehabilitation and/or energy efficiency improvement in existing power plants --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_ONJGVUJ1GKOE3VL086HLS4WSWLZX53">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_ONJGVUJ1GKOE3VL086HLS4WSWLZX53</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0062	Energy efficiency improvements of a power plant through retrofitting turbines --- Version 1.1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/PGZZ4XP5JIB9TSXN30YLQTRZQK0859">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/PGZZ4XP5JIB9TSXN30YLQTRZQK0859</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0067	Methodology for installation of energy efficient transformers in a power distribution grid --- Version 2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_Q5M2YK2BPIMBB33IL679IUQKPSDBPK">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_Q5M2YK2BPIMBB33IL679IUQKPSDBPK</a>	2: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#2">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#2</a>
AM0069	Biogenic methane use as feedstock and fuel for town gas production --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_ZLLERU6H1H2V99U8ZR5058PPRGVPCD">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_ZLLERU6H1H2V99U8ZR5058PPRGVPCD</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 5: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#5">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#5</a>
AM0070	Manufacturing of energy efficient domestic refrigerators --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_R9YH4PM0RKNASRGIF0TUMO47IGZIS2">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_R9YH4PM0RKNASRGIF0TUMO47IGZIS2</a>	4: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4</a>

**Metodologías de gran escala MDL aplicables al sector energía**

Nº	Nombre de la Metodología	Alcance Sectorial
AM0072	Fossil Fuel Displacement by Geothermal Resources for Space Heating --- Version 1.1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/DM147XSRKQJ03QED5DR03K0U7LUUX9">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/DM147XSRKQJ03QED5DR03K0U7LUUX9</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0074	Methodology for new grid connected power plants using permeate gas previously flared and/or vented --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_3FWC9PHGKQUEYSZX19G0JC6M7YD60K">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_3FWC9PHGKQUEYSZX19G0JC6M7YD60K</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
AM0076	Methodology for implementation of fossil fuel trigeneration systems in existing industrial facilities --- Version 1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_JABHS4OBNJOG5AV8FT345F5KI5OV9X">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_JABHS4OBNJOG5AV8FT345F5KI5OV9X</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>

**Tabla A.2.3. Metodologías consolidadas MDL aprobadas con relevancia al sector energía**

Nº	Nombre de la Metodología	Alcance Sectorial
ACM0001	Consolidated baseline and monitoring methodology for landfill gas project activities --- Version 10 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_966E1RSS33CHOSKBU3DTFBP8SZ8EEQ">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_966E1RSS33CHOSKBU3DTFBP8SZ8EEQ</a>	13: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13</a>
ACM0002	Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources --- Version 9 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_71ZC14NVE4V5DHA3TUT3896PFLPVGG">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_71ZC14NVE4V5DHA3TUT3896PFLPVGG</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
ACM0006	Consolidated methodology for electricity generation from biomass residues --- Version 8 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/C4XJL50NM9UF6KPO7YGGZIV3DBAW1T8">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/C4XJL50NM9UF6KPO7YGGZIV3DBAW1T8</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
ACM0007	Methodology for conversion from single cycle to combined cycle power generation --- Version 3 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_5CJO927L0ASINNC90KWHKMM9X1RMVN">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_5CJO927L0ASINNC90KWHKMM9X1RMVN</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
ACM0008	Consolidated methodology for coal bed methane, coal mine methane and ventilation air methane capture and use for power (electrical or motive) and heat and/or destruction through flaring or flameless oxidation --- Version 6 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/NFOHG1YM2E3SX7CRJ5A09QVDPZUW64">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/NFOHG1YM2E3SX7CRJ5A09QVDPZUW64</a>	8: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#8">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#8</a> 10: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#10">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#10</a>
ACM0011	Consolidated baseline methodology for fuel switching from coal and/or petroleum fuels to natural gas in existing power plants for electricity generation --- Version 2.2 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/1WS8W1641K25AZ8E9L80V1RS3TAVWK">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/1WS8W1641K25AZ8E9L80V1RS3TAVWK</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
ACM0012	Consolidated baseline methodology for GHG emission reductions from waste energy recovery projects --- Version 3.1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/FI2PAALEOP8XPVOS2NVDFSQ8RVMUBS">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/FI2PAALEOP8XPVOS2NVDFSQ8RVMUBS</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> 4: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#4</a>
ACM0013	Consolidated baseline and monitoring methodology for new grid connected fossil fuel fired power plants using a less GHG intensive technology --- Version 2.1 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/0OA3HLW2Q45KY6YJ0XLD54TXU77PFO">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/0OA3HLW2Q45KY6YJ0XLD54TXU77PFO</a>	1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a>
ACM0014	Mitigation of greenhouse gas emissions from treatment of industrial wastewater --- Version 3 <a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_4E2WZ1WV1FOT4CUBAB53MI0B0FRNFK">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_4E2WZ1WV1FOT4CUBAB53MI0B0FRNFK</a>	13: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#13</a>





## ANEXO 3.

# La banca multilateral y el sector eléctrico.

Como complemento al análisis del sistema bancario presentado en el capítulo 2 de este estudio, se consideró importante hacer una breve reseña de los bancos multilaterales, de desarrollo e internacionales de otra naturaleza que han participado en el financiamiento de proyectos de energía renovable en la región. Por su experiencia y trayectoria hay que considerarlas como opción de financiamiento, particularmente para los proyectos ubicados en la parte alta del rango de 0 a 10 MW. También se mencionan al final dos fondos de inversión que operan en la región, y que se especializan en el otorgamiento de financiamientos tipo mezanine para proyectos de energía y de infraestructura. Para cumplir con ese propósito, se sostuvieron entrevistas presenciales o telefónicas con representantes de instituciones que han mostrado interés y experiencia en este sector en la región centroamericana.

Por su naturaleza, se reconocen los siguientes grupos de instituciones:

### Instituciones multilaterales

- BID Banco Interamericano de Desarrollo
- CII Corporación Interamericana de Inversiones (adscrita al BID)
- BCIE Banco Centroamericano de Integración Económica
- CAF Corporación Andina de Fomento.

### Bancos de desarrollo europeos

- BIO Sociedad Belga de Inversión para los Países en vías de Desarrollo<sup>83</sup>
- DEG Compañía Alemana de Inversión y Desarrollo<sup>84</sup>
- FMO Compañía de Desarrollo Financiero de los Países Bajos (Netherlands Development Finance Company)<sup>85</sup>
- FINNFUND (Finnish Fund for Industrial Cooperation Ltd)<sup>86</sup>

### Instituciones privadas

- RBC Caribbean (anteriormente RBTT)
- E+Co<sup>87</sup>.

### Enfoque

- Para todas estas instituciones, el sector energético es prioritario. Todas ellas han desarrollado experiencia relevante en la región.

- En sus evaluaciones serán particularmente rigurosas en la evaluación de las implicaciones ambientales y sociales de los proyectos.
- E+Co es una entidad con presencia en Africa, Asia y America Latina enfocada exclusivamente en proyectos de energía limpia.

### Monto del financiamiento

- BID, BCIE, CAF, BIO, DEG y FMO participarán de preferencia en proyectos donde su participación de financiamiento se ubique en un rango entre US\$ 10 a US\$ 40 millones.
- CAF participará de preferencia en proyectos mayores.
- RBCC difícilmente participará en proyectos menores a 50 MW.
- E+Co. puede invertir hasta US\$1 millón. Puede hacer sus inversiones no sólo mediante créditos corrientes ("senior lender"), sino también mediante créditos subordinados, acciones preferentes y comunes, o una combinación de los anteriores.
- Finnfund invierte montos entre € 1 millón y € 10 millones (US\$ 1.4 a US\$14 millones)

### Proporción del financiamiento

Suelen limitar su participación a un porcentaje inferior al 50% del monto del proyecto. Por esta razón, es usual que operen en conjunto con bancos homólogos provenientes de otros países desarrollados, con bancos multilaterales o con bancos comerciales del país donde se lleva a cabo el proyecto.

### Plazo de sus financiamientos

Tienen capacidad para otorgar financiamientos de largo plazo, inclusive superiores a 10 años, si el proyecto así lo requiere. También tienen capacidad de otorgar los períodos de gracia que el proyecto requiera.

### Tasas de interés

- La valoración del riesgo país específico es uno de los elementos que utilizan a la hora de establecer tasas.
- Algunas de ellas ofrecen tasas fijas para la totalidad del plazo del financiamiento.

### Restricciones en cuanto a países donde operan

Algunas de ellas tienen limitaciones explícitas en cuanto a los países donde pueden operar.

- BIO: Para la selección de los países en que opera utilizan criterios de OECD<sup>88</sup>. De acuerdo a este criterio,

<sup>83</sup> [www.b-i-o.be](http://www.b-i-o.be)

<sup>84</sup> [www.deginvest.de](http://www.deginvest.de)

<sup>85</sup> <http://www.fmo.nl/>

<sup>86</sup> [www.finnfund.fi](http://www.finnfund.fi)

<sup>87</sup> <http://www.eandco.org>

<sup>88</sup> [http://www.oecd.org/document/45/0,2340,en\\_2649\\_34447\\_2093101\\_1\\_1\\_1\\_1,00.html](http://www.oecd.org/document/45/0,2340,en_2649_34447_2093101_1_1_1_1,00.html)



Costa Rica y Panamá, por ser catalogados “países de ingresos medios altos” (“upper middle income countries”) quedan excluidos. Los demás países de la región sí pueden optar al financiamiento de esta institución.

- CAF: Su actuación se circunscribe a sus países socios. En Centroamérica, sólo Panamá y Costa Rica son socios de esta institución.

Aparte de las fuentes de financiamiento crediticio que se mencionaron arriba, operan en la región dos fondos de inversión que pueden suplir financiamiento mezzanine y de capital. A continuación una breve reseña de cada uno de ellos:

- Central American Renewable Energy and Cleaner Production Facility (CAREC)<sup>89</sup>, administrado por E+Co Capital: Cuenta con un capital de US\$ 20 millones, y hace sus inversiones mediante instrumentos mezzanine y de deuda. Invierte en proyectos de generación de energías renovables, eficiencia energética y energía limpia en los 7 países de Centroamérica (contempla a Belice).
- Dentro de los instrumentos mezzanine que utiliza contempla los créditos subordinados, acciones preferentes y otros de “cuasi-capital”. Su rango de inversiones es desde US\$ 500 mil hasta US\$ 2.5 millones, lo cual le permite participar en proyectos cuya inversión total

se ubica entre los US\$ 500 mil y los US\$ 2.5 millones.

- Central American Mezzanine Infrastructure Fund (CAMIF)<sup>90</sup>: Este fondo, de reciente lanzamiento en el mercado centroamericano (cierre financiero en diciembre de 2008), está enfocado en inversiones en proyectos de infraestructura (transporte y logística, energía, gas y petróleo y telecomunicaciones, etc.) promovidos por el sector privado. Como el nombre del fondo lo indica, utiliza instrumentos mezzanine en la forma de deuda subordinada, con algún componente de capital. El rango de sus inversiones es de US\$ 5 a US\$ 20 millones. Tiene preferencia por proyectos que tengan capacidad de retribuir intereses o dividendos preferentes en un corto plazo, razón por la cual las inversiones del fondo se ajustan particularmente a proyectos próximos a entrar en operación, o para ampliaciones de proyectos existentes.
- Finnfund puede aportar no sólo financiamiento en forma de crédito, sino que también ofrece financiamientos tipo mezzanine e inversiones en acciones comunes de empresas.

<sup>89</sup> [http://www.eandco.org/eandcocapital/en\\_usa/carec.html](http://www.eandco.org/eandcocapital/en_usa/carec.html)

<sup>90</sup> Administrado por EMP Latin America ( [www.empglobal.com](http://www.empglobal.com) )



## ANEXO 4.

# Las bolsas de valores de Centroamérica.<sup>91 92</sup>

Como complemento al análisis del sistema bancario presentado en el capítulo 2 de este estudio, se consideró importante hacer una breve reseña de las bolsas de valores centroamericanas, y de las emisiones procedentes de empresas del sector eléctrico, tanto de acciones como de deuda que se han dado en dichas bolsas. Como se podrá ver adelante, ha habido varias experiencias en algunos de los países (Panamá, Costa Rica, El Salvador y Guatemala). Si bien hasta el momento han sido empresas de mayor tamaño las que han recurrido a las bolsas de valores, es importante el precedente que queda sentado. En la medida que el público inversionista se familiariza con las empresas del sector, se abren opciones para empresas de menor tamaño.

### GUATEMALA

A pesar de que hay tres bolsas registradas en Guatemala, una de productos y dos de valores (Bolsa de Valores Nacional (BVN) y Bolsa Global de Valores), todas las negociaciones se dan en la BVN. El régimen regulatorio se da en torno a un sistema de registro de valores y entidades ante el Registro de Mercado de Valores y Mercancías, en vez de autorizaciones. El sistema de autorizaciones permite un mayor control de la conducta de los intermediarios, incluyendo el poder de inspeccionar, intervenir o implementar cambios y en última instancia suspender operaciones o pedir el cierre de la firma. El Registro de Valores no tiene esos poderes.

La BVN está dominada por el sector bancario. De los 19 puestos de bolsa, sólo uno no es parte de un grupo bancario, y de los US\$ 179 millones de valores emitidos por el sector privado, 70% son productos de bancos que han sido "reempacados" como valores y vendidos por los puestos de bolsa a los propios clientes del banco. Un 20% de los valores son emitidos por compañías dentro de un mismo grupo empresarial grande, para ser colocados dentro de empresas del mismo grupo. Lo anterior con fines fiscales. Esto implica que es sumamente reducida la colocación de valores de entes privados no bancarios. El mercado secundario durante el año 2008 alcanzó un volumen de US\$ 130 millones, de los cuales un 97% fue deuda soberana.

El grueso de la actividad (53.7%) se concentra en reportos (también conocidos como recompras), que son operaciones financieras de corto plazo emitidas contra la garantía de un título valor. En segundo lugar de importancia se ubican las colocaciones en mercado primario. El mercado secundario reporta actividad prácticamente nula. Las colocaciones en mercado primario durante 2008 estuvieron dominadas (98.5%) por el sector público.

A pesar de que se pueden emitir acciones en la BVN, no se ha hecho ninguna emisión desde finales de los años 90.

**Tabla A. 4.1** Guatemala - Bolsa de Valores Nacional  
Volumen de transacciones, 2008

	US\$%	
<b>Reportos</b>	12,575	53.7%
Mercado primario		
Banco De Guatemala y Gobierno	10,569	45.1%
Sector privado	158	0.7%
<b>Mercado secundario</b>		
Banco De Guatemala y Gobierno	126	0.5%
Sector privado	4	0.0%
<b>Total</b>	<b>23,432</b>	<b>100.0%</b>

En la actualidad, hay un emisor del sector eléctrico registrado. Se trata de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA) que hizo una emisión de pagarés revolventes por un total de Q100.000.000 (unos US\$ 12,3 millones al tipo de cambio del 31 de marzo de 2008).

<sup>91</sup> El material contenido en este Anexo fue elaborado por el Señor **Matthew Sullivan**, especialista internacional en bolsas de valores.

<sup>92</sup> Todas las cifras en millones de dólares.

## EL SALVADOR

En este país opera la Bolsa de Valores de El Salvador (BVES), la cual es regulada por la Superintendencia de Valores. El mercado de valores salvadoreño es el más activo de la región, después del de Costa Rica y del de Panamá. En conjunto con estos dos últimos países, la bolsa salvadoreña está participando en una integración regional siguiendo el modelo escandinavo NOREX. Como las otras bolsas de la región, los reportos constituyen la mayoría de las transacciones. Hay que destacar también que se transa un volumen relativamente alto de instrumentos de inversiones extranjeros.

	US\$	%
<b>Reportos</b>	3,404	75.9%
<b>Mercado primario</b>		
Banco de Reserva y Gobierno	292	6.5%
Sector privado	237	5.3%
<b>Mercado secundario</b>		
Instrumentos de deuda extranjeros	296	6.6%
Deuda pública	153	3.4%
Deuda privada	84	1.9%
Acciones	19	0.4%
<b>Total</b>	<b>4,485</b>	<b>100.0%</b>

En la actualidad, hay tres empresas del sector eléctrico, todas ellas distribuidoras, con acciones registradas en este mercado. Se trata de las empresas Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS) con US\$ 28,2 millones colocados, Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C.V. (DELSUR) con US\$ 10,5 millones colocados, y Empresa Eléctrica de Oriente, S.A. de C.V. (EEO), con US\$ 32,7 millones colocados.

## HONDURAS

Hay dos bolsas de valores registradas: la Bolsa Hondureña de Valores y la Bolsa Centroamericana de Valores (BCV). La primera está inactiva, y todas las operaciones se llevan a cabo en la segunda. La BCV fue fundada en 1993, y es regulada por la Superintendencia de Valores y Otras Instituciones, la cual a su vez es parte de la Comisión Nacional de Bancos y Seguros del Banco Central de Honduras.

El nivel de actividad de la BCV es extremadamente bajo comparado con las bolsas de otros países de la región. Esto refleja el hecho de que la confianza de los inversionistas nunca se recuperó de los

masivos incumplimientos de pagos por parte del sector privado en el año 1998. También ha afectado la decisión del Banco Central de permitirle a los bancos hacer oferta pública de valores directamente, sin pasar por la Bolsa. Esto último en respuesta a la percepción de comisiones excesivas.

	US\$	%
<b>Reportos</b>	0	0.0%
<b>Mercado primario</b>		
Banco Central y Gobierno	522	90.3%
Sector privado	16	2.8%
<b>Mercado secundario</b>		
Banco Central y Gobierno	39	6.7%
Sector privado	1	0.2%
<b>Total</b>	<b>578</b>	<b>100.0%</b>

## NICARAGUA

En este país opera la Bolsa de Valores de Nicaragua, la cual es regulada por la Superintendencia de Bancos y Otras Instituciones Financieras. Inicio operaciones en 1994. Esta bolsa participa en calidad de observador en la iniciativa de integración de bolsas centroamericanas AMERCA, proceso que es liderado por Costa Rica, El Salvador y Panamá.

Al igual que las otras bolsas de la región, la nicaragüense está dominada por reportos y deuda pública. La participación del sector privado es prácticamente nula (US\$ 25 mil en diciembre de 2008). Esta tendencia no ha cambiado durante 2009.

	US\$	%
<b>Reportos</b>	418	46.8%
<b>Mercado primario</b>		
Banco Central y Gobierno	20	2.2%
Sector privado		0.0%
<b>Mercado secundario</b>		
Banco Central y Gobierno	455	50.9%
Sector privado	1	0.1%
<b>Total</b>	<b>894</b>	<b>100.0%</b>



## COSTA RICA

En Costa Rica opera la Bolsa Nacional de Valores, la cual es regulada por la Superintendencia General de Valores. Esta es la bolsa más activa de la región, y es la que lidera, en conjunto con la salvadoreña y la panameña, la iniciativa de integración de bolsas de la región (AMERCA). Esta iniciativa sigue el modelo NOREX, de las bolsas escandinavas, el cual permite un sistema común de transacciones y la posibilidad de membresía remota para las casas de bolsa participantes.

Al igual que las otras bolsas de la región, la costarricense está dominada por reportos y deuda del sector público. Sin embargo, hay un sano mercado secundario privado, particularmente en instrumentos de deuda, y un gran número de fondos de inversión. Los activos totales de los fondos de inversión al cierre de 2008 superaba los US\$ 2,000 millones, de los cuales aproximadamente la mitad correspondía a fondos cerrados, y por lo tanto también abiertos a ser transados en mercado secundario. Las operaciones con acciones son relativamente menores, dada la fortaleza del mercado de deuda, pero la bolsa está intentando abordar este tema mediante iniciativas tales como el Mercado Alternativo para Acciones (MAPA), un mercado "junior", y la creación de una unidad dedicada exclusivamente a asistir a empresas en su proceso de incorporación al mercado.

<b>Tabla A. 4.5</b> Costa Rica - Bolsa Nacional de Valores Volumen de transacciones, 2008		
	US\$	%
<b>Reportos</b>	20,830	68.2%
<b>Mercado primario</b>		
Banco Central y Gobierno	4,460	14.6%
Sector privado	1,590	5.2%
<b>Mercado secundario</b>		
Banco Central y Gobierno	3,260	10.7%
Sector privado	270	0.9%
Acciones	120	0.4%
Fondos de inversión	30	0.1%
<b>Total</b>	<b>30,560</b>	<b>100.0%</b>

En la bolsa costarricense se han transado con mucho éxito emisiones de deuda de 3 fideicomisos de titularización de proyectos de generación eléctrica, los cuales se detallan a continuación:

- Fideicomiso de Titularización y Desarrollo de Infraestructura Peñas Blancas, correspondiente al proyecto hidroeléctrico del mismo nombre, con una capacidad de 36.6 MW. El fideicomiso hizo un total de 9 emisiones, a diferentes plazos y tasas. Las primeras

emisiones se dieron en el año 2000. El total de las emisiones fue por US\$ 70 millones. Hubo emisiones de 6 hasta 15 años.

- Fideicomiso de Titularización PH Cariblanco, correspondiente a una central hidroeléctrica de 82 MW. El fideicomiso hizo un total de 6 emisiones, a diferentes plazos y tasas. Las primeras emisiones se dieron en el año 2003. El total emitido fue de US\$ 167 millones, con plazos de 7 a 11 años.
- Fideicomiso de Titularización PT Garabito (en construcción) correspondiente a una central térmica cuya capacidad final será de entre 195 y 210 MW. El monto autorizado de las emisiones es de US\$ 360 millones. Las emisiones iniciaron en 2008. Se han colocado a la fecha 3 emisiones, por un total de US\$ 192 millones, a plazos de 9 a 14 años.

En los tres casos, el fideicomiso construye las centrales para luego alquilarlos al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

## PANAMA

La Bolsa de Valores de Panamá (BVP) es regulada por la Comisión Nacional de Valores. Al contrario de las otras bolsas de la región, la panameña depende de operaciones del sector privado, y no de deuda pública. Esta tendencia ha sido alentada por beneficios fiscales otorgados a las empresas registradas, sin embargo muchas de las empresas que se han registrado no han tenido un volumen significativo de transacciones.

<b>Tabla A. 4.6</b> Panamá - Bolsa de Valores de Panamá Volumen de transacciones, 2008		
	US\$	%
<b>Reportos</b>	330	17.1%
<b>Mercado primario</b>		
Deuda	798	41.3%
Acciones	114	5.9%
Fondos de inversión	62	3.2%
<b>Mercado secundario</b>		
Deuda	116	6.0%
Acciones	177	9.2%
Fondos de inversión	335	17.3%
<b>Total</b>	<b>1,932</b>	<b>100.0%</b>



En la actualidad, hay 4 empresas del sector eléctrico, con emisiones de deuda registradas en este mercado. Se trata de:

- AES Panamá, S.A. (generadora), con una emisión de bonos por US\$ 300 millones, a 10 años plazo.
- Bahía Las Minas, Corp. (generadora), con emisiones por autorizadas por US\$ 175 millones, y colocadas por un total de US\$ 97 millones. El plazo de las emisiones colocadas es de 15 años.
- Elektra Noreste, S.A. (distribuidora), con emisiones autorizadas por US\$ 140 millones, a plazos de 10 y 15 años.
- Enel Fortuna, S.A. (generadora), con emisiones autorizadas por US\$ 170 millones, a 11 años.





## ANEXO 5.

### Aspectos que deben estar presentes en una solicitud de financiamiento.

<b>I.) DATOS DEL SOLICITANTE</b>	
Datos de la empresa solicitante, fecha de fundación, trayectoria.	
Estados financieros de los últimos 3 años	
Nombre y experiencia de los socios	
<b>II.) DATOS DE PROYECTO</b>	
Ubicación	
Principales características físicas del proyecto	
Descripción de principales obras civiles por desarrollar	
Descripción de principales equipos	
Capacidad de generación y factor de planta	
Descripción de la operación (producción de energía y potencia)	
<b>III.) ASPECTOS DE TENENCIA DE TIERRA</b>	
Propietarios de los terrenos donde se ubicará el proyecto	
Estado legal de las tierras (titularidad, gravámenes, anotaciones, etc.)	
Aspectos relacionados al proceso de compra de tierras	
Servidumbres y derechos de paso de la conducción y de la línea de transmisión	
<b>IV.) ASPECTOS COMUNITARIOS</b>	
Comunidades ubicadas dentro del área de influencia	
Gestión de relaciones con comunidad	
<b>V.) ASPECTOS AMBIENTALES</b>	
Recursos naturales ubicados dentro del área de influencia	
Consideraciones con respecto a recursos naturales	
<b>VI.) ESTUDIOS, PERMISOS Y LICENCIAS</b>	
Prefactibilidad y factibilidad	
Estudio de impacto ambiental	
Estudios hidrológicos, de viento, geotérmicos geológicos, meteorológicos, topográficos, etc.	
Identificación de obstáculos durante los estudios y grado de avance	
Planos constructivos	
Permisos de construcción	
Concesión para el uso del recurso (agua, viento, geotermia)	
Licencias de operación	
Trámite de permisos de interconexión eléctrica	
<b>VII.) ESTRATEGIA PARA LA VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA</b>	
Datos del comprador	
Términos estipulados para energía y potencia	
Proporción de energía y potencia que contempla el contrato	
Tarifas pactadas / expectativas de precio	
Historial de precios del mercado ocasional	

<b>VIII.) OTRAS EMPRESAS INVOLUCRADAS EN EL PROYECTO</b>	
Asesores en temas de diseño, ambientales, etc.	
Proveedores de equipo	
Empresa constructora (experiencia, términos y alcance de contrato)	
Empresa encargada del montaje del equipo electromecánico	
Empresa encargada de la operación, mantenimiento y administración del proyecto	
<b>IX.) PROGRAMA DE INVERSIONES</b>	
Terrenos y servidumbres	
Obras civiles	
Costos de montaje y construcción	
Costos de ingeniería y administración	
Gastos pre - operativos	
Intereses durante fase de construcción	
<b>X.) FASE DE OPERACIÓN DEL PROYECTO</b>	
Parámetros para la proyección de energía y potencia	
Gastos de operación y mantenimiento (mayor y menor)	
Gastos administrativos	
Seguros	
Servicio de deuda	
Otros	
<b>XI.) ASPECTOS DEL FINANCIAMIENTO</b>	
Aporte de los socios (monto, forma y cronograma de desembolsos)	
Capacidad de socios para cubrir sobrecostos	
Otras fuentes de financiamiento (tipo, fuente, condiciones, fase de negociación)	
Garantía (descripción y valoración)	
<b>XII.) EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO</b>	
Proyecciones financieras (flujo de caja, estado de resultados, balance)	
Parámetros que se someten a sensibilización	
Retornos proyectados (del proyecto y de los inversionistas)	
Valor actual neto	



## ANEXO 6.

### Indicadores utilizados en sección de conclusiones.

En las conclusiones presentadas en el Capítulo 7 se utilizaron 6 indicadores mediante los cuales se quiso poner en contexto la situación de los proyectos de energía renovable de pequeña escala. En vista de que el trabajo marco realizado para ARECA incluyó cada uno de los países de Centroamérica (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá), y de que se están midiendo los mismos indicadores en cada país, se estableció para cada uno de los indicadores una escala de 0 a 1 para cada uno de los indicadores, donde al país con el valor más alto para cada indicador se le asigna una calificación de 1 en ese indicador, y a los otros países un valor proporcional. Por tanto el objetivo de este análisis es de comparar a través de los países, estableciendo un “benchmark” regional para cada indicador, a través de una valoración que incluye elementos cualitativos aportados por el criterio experto del equipo consultor y cuantitativos basado en informaciones generadas en este trabajo.

Cada uno de los indicadores pretende medir un ámbito particular.

El primer indicador pretende resumir el contexto del país mediante la calificación de crédito país establecida por el Institutional Investor. En la siguiente tabla se detalla la calificación crédito país y la escala resultante.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Calificación de crédito de país	43.0	46.00	33.70	22.00	52.10	58.30
Escala	0.74	0.79	0.58	0.38	0.89	1.00

Panamá tiene la calificación más alta, y por lo tanto, para este primer indicador se le asigna un 1. El valor en este indicador que se le asignó a los demás países resulta de la ponderación con respecto al indicador de Panamá.

El segundo indicador se refiere a los incentivos que se le otorgan a las centrales eléctricas renovables de pequeña escala en cada uno de los países. El indicador se construyó teniendo en cuenta el número de incentivos que otorga el marco regulatorio de cada país. A manera de ejemplo, en Honduras (el país con más incentivos), se reconocen los siguientes 5 incentivos:

- Exoneración a la importación de maquinaria y equipo.

- Exoneración de impuesto sobre la renta.
- Contrato de venta de energía con la empresa eléctrica.
- Fórmula de precio claramente establecida.
- Prioridad en despacho.

En contraposición, el marco regulatorio costarricense establece sólo el incentivo de exoneración a la importación de maquinaria y equipo.

De igual manera, se realiza una ponderación entre países para dar un valor tendencial a los diversos países.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Incentivos	3.00	3.00	5.00	2.00	1.00	4.00
Escala	0.60	0.60	1.00	0.40	0.20	0.80

El tercer indicador se refiere a la señal de precio de energía que se identificó en cada uno de los países, y a los que se hace referencia en el Capítulo 3.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Señal de precio (\$/MWh)	80	85	105	75	61	100
Escala	0.76	0.81	1.00	0.71	0.58	0.95

El cuarto indicador se refiere a la relevancia que tiene en el país las centrales de energía renovable de pequeña escala. Para determinar esa relevancia se establecen dos subindicadores, a cada uno de los cuales se le asigna el mismo peso. El primer subindicador está constituido por la suma de la capacidad en MW de las centrales de energía renovable menores a 10 MW. El segundo subindicador está constituido por la suma de la capacidad en MW de los proyectos en diferentes etapas de desarrollo que se identificaron en cada uno de los países. A continuación los datos para cada país, y las escalas resultantes.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Centrales de < 10 MW en la red	48,401	3,712	59,41	10,9	41,29	3,40
Escala	0.81	0.23	1.00	0.18	0.70	0.06
Proyectos identificados <10 MW	87,30	8,92	205,66	64,7	161,883	88,97
Escala	0.22	0.02	0.53	0.17	0.42	1.00
Escala compuesta	0.52	0.13	0.76	0.17	0.56	0.53

El quinto indicador mide el interés y la habilidad demostrados por los desarrolladores del país en la utilización de mecanismos de bonos de carbono. Para determinar este indicador, se estableció una relación de a.) la capacidad (MW) de todos los proyectos de pequeña escala que están acreditados o en alguna fase del proceso de acreditación para la utilización de mecanismos de bonos de carbono y b.) la suma de la capacidad (MW) de los proyectos de energía renovable de pequeña escala, tanto en operación, como en construcción y en diferentes etapas de desarrollo.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
En proceso de acreditación	25.50	17.40	168.84	4.70	10.50	198.08
Proyectos identificados	135.70	22.63	265.07	75.60	203.17	392.37
Relación	0.19	0.77	0.64	0.06	0.05	0.50
Escala	0.24	1.00	0.83	0.08	0.07	0.66

El sexto indicador se refiere a las condiciones que ofrece el sistema bancario del país. Este indicador toma en consideración tres aspectos: Activos bancarios de la totalidad de los bancos del país en US\$ millones (25% de peso relativo), activos totales del banco más grande del país (25% de peso relativo) en US\$ millones, tasa de interés (valor medio) que indicaron los banqueros entrevistados que aplicarían para proyectos de energía. (50% de peso relativo). Para el segundo componente (banco más grande del país), se establece un tope de US\$ 4 mil millones, por considerar que activos por encima de ese nivel tienen una incidencia menor. Por otro lado, el componente de tasa de interés asigna el valor más alto a la tasa más baja, y viceversa.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
Activos totales de la banca	16,806	13,480	11,299	3,549	19,802	53,427
Escala	0.63	0.50	0.42	0.13	0.74	1.00
Activos del banco más grande	4,641	3,857	1,769	1,003	5,476	9,870
Escala	1.00	0.96	0.44	0.25	1.00	1.00
Tasa de interés (valor medio)	10.00	10.00	11.50	13.00	10.50	9.50
Escala	0.95	0.95	0.79	0.63	0.89	1.00
Escala compuesta	0.88	0.84	0.61	0.41	0.88	1.00

La siguiente tabla resume los valores asignados a cada país para cada uno de los indicadores.

	GT	SV	HN	NI	CR	PA
<b>Riesgo País</b>	0.74	0.79	0.58	0.38	0.89	1.00
<b>Incentivos</b>	0.60	0.60	1.00	0.40	0.20	0.80
<b>Precio</b>	0.76	0.81	1.00	0.71	0.58	0.95
<b>Peqs. Proyectos</b>	0.52	0.13	0.76	0.17	0.56	0.53
<b>Bonos de Carbono</b>	0.24	1.00	0.83	0.08	0.07	0.66
<b>Sistema Bancario</b>	0.88	0.84	0.61	0.41	0.88	1.00

La escogencia de los indicadores, y los pesos relativos asignados los componentes de aquellos indicadores compuestos se hizo de acuerdo al criterio experto del equipo consultor.





Proyecto Acelerando las Inversiones en  
Energía Renovable en Centroamérica y Panamá  
[www.proyectoareca.org](http://www.proyectoareca.org)  
Tel: (504) 240 2255  
Telefax: (504) 240 2108



**Banco Centroamericano de Integración Económica**  
Gerencia de Productos y Programas de Desarrollo  
Departamento de Programas y Fondos Externos  
[www.bcie.org](http://www.bcie.org) | [areca\\_project@externo.bcie.org](mailto:areca_project@externo.bcie.org)

- GUATEMALA:** 16 Calle 7-44, Zona 9 Guatemala, Guatemala-Tel: (502) 2410-5300 Telefax: (502) 2331 1457
- EL SALVADOR:** Calle La Reforma No. 130, Col. San Benito, San Salvador, El Salvador. Tel: (503) 2287-6100 Telefax: (503) 2287 6130
- HONDURAS:** Boulevard Suyapa, Apartado Postal 772, Tegucigalpa, Honduras. Tel: (504) 240 2255 Telefax: (504) 240 2108
- NICARAGUA:** Edificio BCIE-Plaza España, Apartado Postal 2099, Managua, Nicaragua. Tel: (505) 2253 8860 Telefax: (505) 2226 4143
- COSTA RICA:** De la Fuente de la Hispanidad, 25 mis. Este, Apartado Postal 10278-1000, San José, Costa Rica. Tel: (506) 2253 2161 Telefax: (506) 2253 2161

