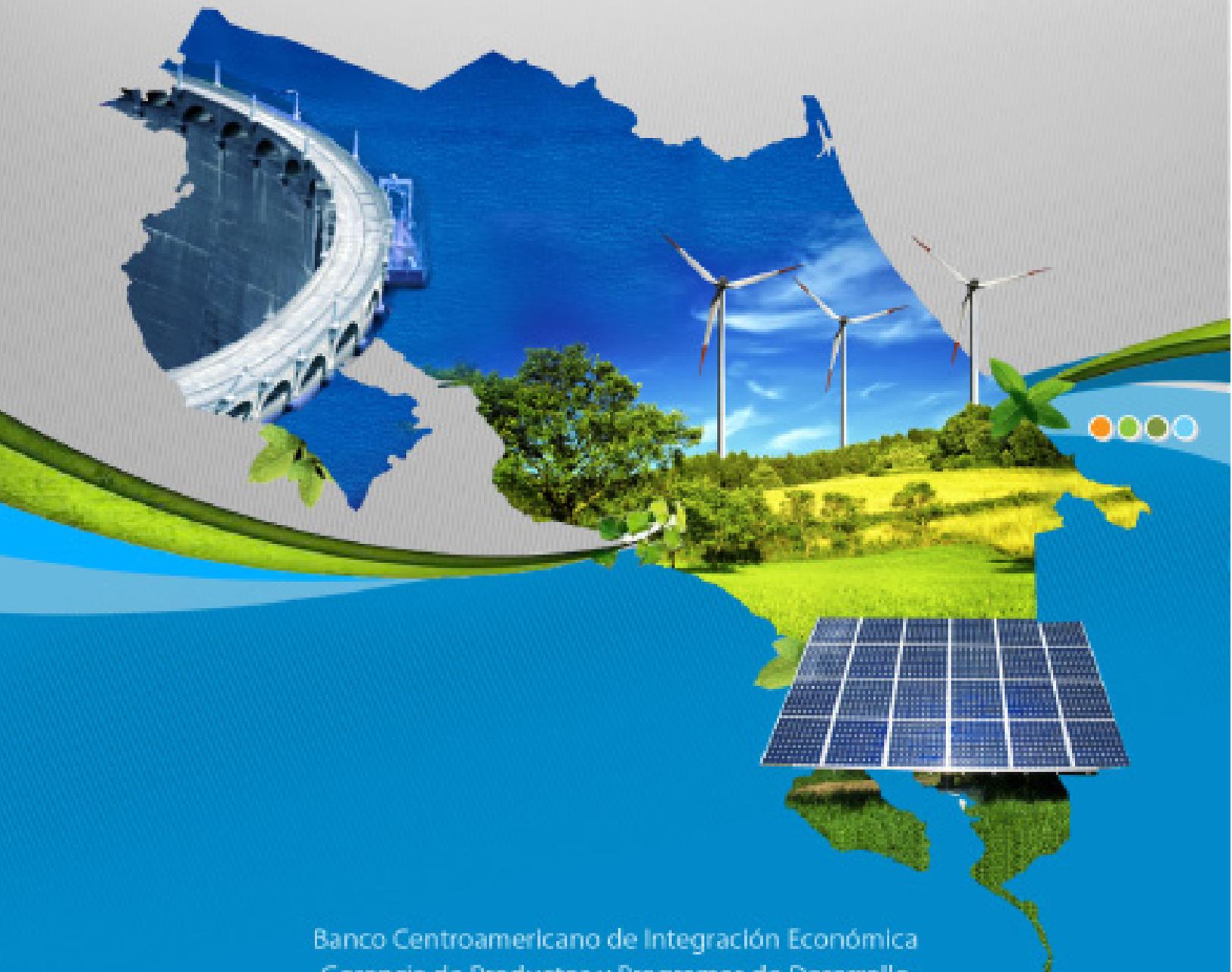




Acelerando las Inversiones en Energía Renovable  
en Centroamérica y Panamá a través del BCIE

# ANÁLISIS DEL MERCADO COSTARRICENSE DE ENERGÍA RENOVABLE



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



---

# ANÁLISIS DEL MERCADO COSTARRICENSE 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 Costarricense 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  
Reservado todos los Derechos  
© Copyright2020, 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 Costarricense 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 Costarricense 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                 | Gigavatio 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 COSTA RICA</b>   | 14 |
|          | 1.1 Aspectos geográficos relevantes   | 14 |
|          | 1.2 Clima   | 15 |
|          | 1.3 Principales ríos y cuencas hidrográficas  | 15 |
|          | 1.4 Recursos naturales  | 16 |
|          | 1.5 Población   | 16 |
|          | 1.6 Indicadores sociales  | 16 |
|          | 1.7 Sistema de Gobierno   | 16 |
|          | 1.8 Aspectos económicos   | 17 |
|          | 1.9 Infraestructura de servicio   | 17 |
|          | 1.10 Conclusiones   | 20 |
| <b>2</b> | <b>EL MERCADO ELÉCTRICO DE COSTA RICA Y LA ENERGÍA RENOVABLE</b>  | 21 |
|          | 2.1 Estadísticas y tendencias del Sector Eléctrico de Costa Rica  | 22 |
|          | 2.2 Marco normativo, regulatorio e institucional del sector eléctrico   | 26 |
|          | 2.3 Funcionamiento del mercado eléctrico de Costa Rica  | 29 |
|          | 2.4 Trámites y permisos requeridos para el otorgamiento de permisos de instalación de plantas de generación   | 30 |
|          | 2.5 Conclusiones  | 31 |
| <b>3</b> | <b>COSTOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS DE LA ENERGÍA EN COSTA RICA</b>   | 33 |
|          | 3.1 La generación eléctrica renovable: costos asociados y comparativos con otras tecnologías de generación  | 33 |
|          | 3.1.1 Tendencias internacionales de costos de generación eléctrica  | 33 |
|          | 3.1.2 Costos de generación para tecnologías eléctricas renovables en el contexto de Costa Rica  | 35 |
|          | 3.2 Precios de la energía eléctrica en Costa Rica   | 45 |
|          | 3.2.1 Precios pagados a los generadores   | 46 |
|          | 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   | 48 |
|          | 3.3 Conclusiones  | 50 |
| <b>4</b> | <b>PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y MERCADOS DE CARBONO EN COSTA RICA</b>   | 52 |
|          | 4.1 Estado Actual del Protocolo de Kioto y los Mercados de Carbono  | 52 |
|          | 4.1.1 Desarrollos recientes en el marco del Protocolo de Kioto y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)  | 52 |
|          | 4.1.2 Tendencias recientes de los mercados de carbono   | 53 |
|          | 4.2 Marco Institucional para el MDL en Costa Rica: Actores Normativos y Reguladores de la Aprobación Nacional de Proyectos MDL                            | 56 |
|          | 4.2.1 Estado de ratificación del Protocolo de Kioto en Costa Rica   | 56 |
|          | 4.2.2 Autoridad Nacional Designada MDL de Costa Rica: procedimientos de aprobación nacional de proyectos MDL  | 56 |
|          | 4.2.3 Procedimientos para lograr la aprobación nacional de proyectos MDL en Costa Rica: alcance y criterios   | 57 |
|          | 4.3 Actividades de Proyecto MDL: elementos del ciclo de desarrollo y capacidades locales/regionales presentes para proyectos de energía en Centro América | 61 |
|          | 4.3.1 Ciclo de proyecto MDL y descripción de sus etapas   | 61 |
|          | 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                      | 62 |



|          |  |     |
|----------|--|-----|
| 4.3.3    | Capacidades locales y regionales en Centroamérica para desarrollo de proyectos MDL   | 67  |
| 4.3.4    | Costos de transacción y tiempos de desarrollo de proyectos MDL   | 68  |
| 4.4      | Elementos metodológicos del MDL en el sector de la generación de energía eléctrica renovable   | 72  |
| 4.5      | Tendencias de líneas bases de proyectos de reducción de emisiones en el sector eléctrico de Costa Rica y el factor de emisiones como sus características | 74  |
| 4.6      | Desarrollo de Pr oyectos MDL: ambiente global, regional y de Costa Rica  | 76  |
| 4.6.1    | El MDL en el Mundo   | 77  |
| 4.6.2    | El MDL en Latinoamérica y el Caribe  | 80  |
| 4.6.3.   | El MDL en Centroamérica  | 81  |
| 4.6.4.   | El MDL en Costa Rica   | 85  |
| 4.6.5.   | Clima de desarrollo de proyectos MDL de energía renovable en Costa Rica  | 85  |
| <b>5</b> | <b>PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE DE HASTA 10 MW DE POTENCIA</b>   | 87  |
| <b>6</b> | <b>LA BANCA COSTARRICENSE Y LA ENERGÍA RENOVABLE</b>   | 89  |
| 6.1      | Estadísticas generales del sector  | 89  |
| 6.2      | La banca costarricense y los proyectos de generación eléctrica   | 92  |
| 6.3      | Conclusiones   | 95  |
| <b>7</b> | <b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>  | 97  |
|          | ANEXO 1. Mapas   |     |
|          | ANEXO 2. Metodologías aplicables a la pequeña escala en el MDL.  | 100 |
|          | ANEXO 3. La banca multilateral y el sector eléctrico   | 106 |
|          | ANEXO 4. Las bolsas de valores de Centroamérica.   | 109 |
|          | ANEXO 5. Aspectos que deben estar presentes en una solicitud de financiamiento   | 111 |
|          | ANEXO 6. Indicadores utilizados en sección de conclusiones   | 115 |
|          |  | 117 |



## RESUMEN EJECUTIVO

**1.** Costa Rica cuenta con una extensión de 50,660 km<sup>2</sup>, y con una población de 4.6 millones de habitantes. En términos de densidad de población (90 habitantes por km<sup>2</sup>) se ubica muy cerca del promedio centroamericano. Su economía (PIB de US\$ 29.834 millones) es la segunda más grande de la región, después de la de Guatemala. Después de muchos años de haber liderado la región en términos de ingreso por habitante (US\$ 6.557 en 2008), cedió en ese último año el primer puesto a Panamá. El modelo económico del país se apoya en una mayor incorporación tecnológica que combina la agroexportación no tradicional con el desarrollo de un conglomerado industrial de alta tecnología y servicios. La emigración de costarricenses ha sido baja, y en consecuencia la dependencia de flujos de remesas familiares ha sido relativamente baja. Ha logrado generar un ambiente de inversión y negocios favorable, tal y como evidencian sus indicadores sociales, las buenas calificaciones en términos de riesgo país, de competitividad y su habilidad para atraer inversión extranjera.

**2.** El sector eléctrico costarricense se caracteriza por la presencia de un actor estatal dominante y verticalmente integrado, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). El mercado mayorista no existe en Costa Rica, y el nivel de apertura es bajo pues el sector eléctrico costarricense se basa en un modelo de mercado no competitivo.

En 1990, varios años antes de que se iniciaran las reformas del sector eléctrico en los demás países de Centroamérica, se promulgó la Ley 7200 que permitió la participación del sector privado en la generación eléctrica a base de fuentes renovables. Sin embargo, el alcance de esta legislación fue muy reducido. La participación privada está limitada a las energías renovables. También se establecen límites en cuanto al tamaño de las centrales privadas (inicialmente 20 MW, ampliado a 50 MW para los proyectos desarrollados bajo el esquema BOT). Finalmente, se establecen límites en cuanto a la proporción de la potencia del sistema eléctrico nacional en manos de privados. A todo esto hay que sumarle que se han dado vacíos legales en cuanto al otorgamiento de concesiones de aguas, en cuanto a la declaratoria de elegibilidad de los proyectos y en cuanto a las tarifas. Como consecuencia de todo eso, desde finales de los años 90 las únicas plantas privadas que se han construido son las que se han desarrollado bajo el esquema BOT, y algunas plantas menores en ingenios. En mayo 2009 se promulgó una ley que resuelve el otorgamiento de concesiones de agua. Pero quedan pendientes los temas de tarifas y elegibilidad de proyectos.

Con todo, el país ha logrado mantener una alta proporción de energías renovables en su matriz de generación. El 72.7% de su capacidad instalada y el 92.8% de la generación corresponden a energía renovable. Sin embargo, existen razones para creer que el ICE, por si solo, no podrá mantenerse en esa senda. La ampliación de capacidad contemplada dentro del PEG es menor al crecimiento proyectado de la demanda. Por otro lado, el mismo ICE ha manifestado que no cuenta con las fuentes de financiamiento para cubrir la expansión requerida.

Al país le queda una tarea importante en cuanto a la definición de la participación privada en el sector privado.

**3.** Las simulaciones realizadas sobre costos de generación comparativos para la energía renovable en Costa Rica 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 Costa Rica es del orden del 13,8%.

Aún cuando el país ha desarrollado esfuerzos muy importantes para lograr una matriz de generación eléctrica limpia y basada en energía renovable, el marco regulatorio del país y la operación de su sector eléctrico continua planteando retos y barreras importantes para la generación renovable de pequeña escala. Comparado a otros países de la región existe un nivel bajo de incentivos para este tipo de generación de pequeña escala.



Las señales de precios para generadores renovables de pequeña escala con interés de participación en el sector son complicadas tanto desde el punto de los procedimientos de fijación de tarifas de compra de energía así como por los esquemas de contratación que pone en práctica el comprador único que opera en el país. La última tarifa de compra de energía fijada en el 2002 de unos US\$ 60,1 /MWh, es difícilmente atractiva para el inversionista privado y se está a la espera de que un nuevo “modelo de industria” actualmente en desarrollo por parte de los reguladores contribuya a resolver algunas barreras tarifarias. El proceso y posiciones expresadas por parte del ICE, como comprador único constituyen una barrera para la incorporación de energía renovable de pequeña escala en la red del país, presentando un dilema clásico entre el principio de fijación de tarifas del país basado en costo al suministro y el principio de compra de ICE que se basa en costos marginales de su generación propia.

- 4.** Como los otros países de la región centroamericana, la participación de Costa Rica 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. Costa Rica tiene 5 proyectos inscritos y otros 3 que están en proceso de validación, muy pocos en la escala de interés menor a los 10 MW. 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. La línea base del país, que ya cuenta con una alta proporción de su generación renovable se convierte en un desincentivo para el manejo del carbono y su comercialización debido a que el factor de emisiones de la red costarricense es relativamente muy inferior a otros países de la región (aún cuando ha mostrado tendencia al aumento estimándose actualmente cercano a los 0,29 tCO<sub>2</sub>/MWh).

Costa Rica cuenta con la infraestructura institucional adecuada para la participación en el MDL, y existen procedimientos para la obtención de cartas de aprobación nacional MDL, en los cuales el esfuerzo principal recae en el trabajo de gestión que debe desarrollar el promotor de un proyecto, al ser requerido un informe positivo de validación como condición de otorgamiento de la carta de aprobación nacional.

- 5.** En la década de los 90’s, el país mostró mucha actividad en el desarrollo de centrales renovables menores a 10 MW. Se instalaron en esa década 17 centrales, con una capacidad conjunta de 41.29 MW. Queda en evidencia que el país tiene experiencia en el desarrollo de pequeñas centrales de energía renovable. Sin embargo, por entramientos normativos y legales, el desarrollo se detuvo desde entonces. Hay una cantidad importante de proyectos identificados: no menos de 40, con una capacidad conjunta superior a los 160 MW que probablemente sean reactivados, una vez que se superen los escollos legales.

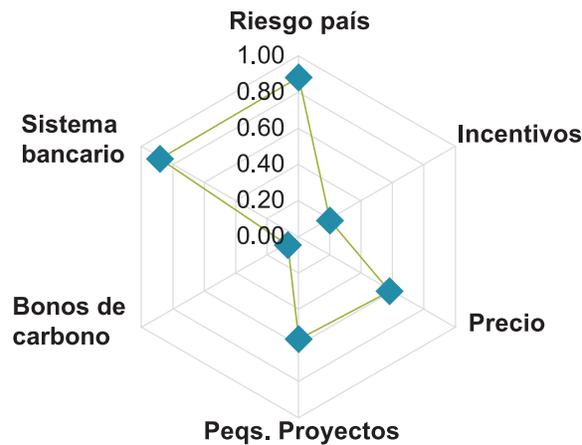
- 6.** Los activos totales del sistema bancario costarricense (US\$19.8 billones), guarda una proporción con el PIB (66%) similar a la de los otros países de la región (excepto Panamá). En este mercado bancario hay dos grupos de actores principales: por un lado la banca estatal, y por el otro las subsidiarias locales de los bancos internacionales. Los tres bancos más grandes del país son estatales. Los siguen en tamaño cuatro bancos internacionales, con activos entre US\$ 1.000 y US\$ 2.000 millones. La banca comercial de capital local se reduce a tres bancos de menor tamaño, cuyos activos conjuntos no superan los US\$ 700 millones.

La experiencia de la banca costarricense con el sector eléctrico durante la presente década obedece a las particularidades de la normativa que rige este último sector, donde la presencia de un actor dominante estatal ha concentrado la actividad de construcción de infraestructura eléctrica principalmente en la banca estatal. Sin embargo, es de esperar que, una vez que se superen los escollos legales que limitan la participación del sector privado en el negocio de generación, y que los desarrolladores retomen sus proyectos, la banca privada y estatal respondan proactivamente apoyando las inversiones requeridas.

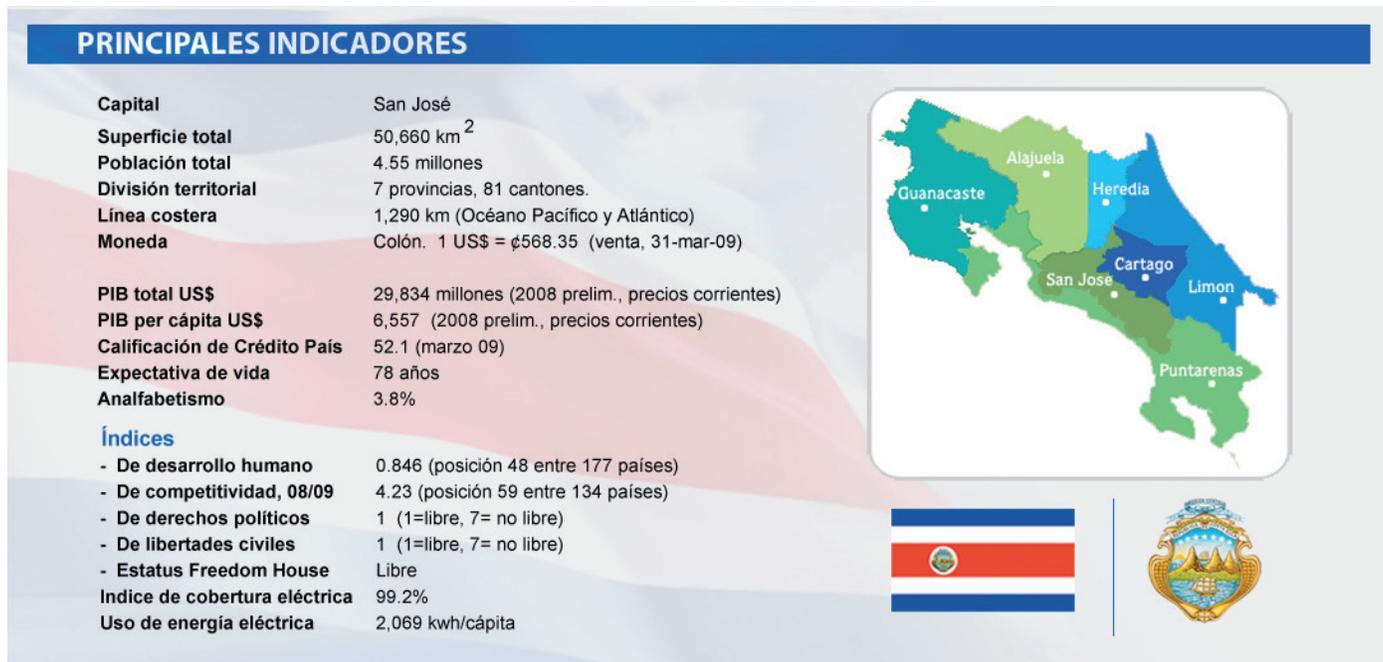


El ente supervisor de la banca costarricense (SUGEF) ha promulgado normativa con respecto a los criterios que constituyen un grupo de interés económico que afectan particularmente al sector eléctrico. El hecho de que el ICE sea comprador único de energía obliga a los bancos a considerar que esta institución, en conjunto con todos los generadores del país, constituyen grupo de interés económico. Esta normativa impone serias limitaciones al monto que cada banco puede destinar al financiamiento del sector eléctrico. En el tanto en que esa restricción se mantenga, el financiamiento de proyectos dentro del sector eléctrico va a requerir de la participación de la banca multilateral y de los bancos internacionales, tanto regionales como extra regionales.

- 7.** 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 Costa Rica, a través de observación cruzada con las realidades de otros países de la región.



# 1. CONTEXTO GENERAL DE COSTA RICA



Fuentes: Ver pie de página<sup>1</sup>

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 Costa Rica. 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

El relieve de Costa Rica es quebrado (ver Mapa 1.1). La altura mayor es el cerro más alto es el Chirripó (Cordillera de Talamanca) a 3,820 m. El sistema montañoso está dividido en 4 cordilleras: Cordillera de Guanacaste, Cordillera de Tilarán, Cordillera Central, y Cordillera de Talamanca.

se ubica entre la Cordillera Central (por el lado Norte) y la Cordillera de Talamanca (por el lado Sur). Las ciudades más importantes del Valle Central son San José (la capital), Alajuela, Heredia y Cartago. También son de importancia Limón y Puntarenas, ubicadas en las costas, y ciudades de Liberia, Ciudad Quesada y San Isidro de General.

El Valle Central, que concentra la mayoría de la población del país, se encuentra a las alturas medias, y

<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

## 1.2. Clima<sup>2</sup>

La distribución de la precipitación es muy irregular debido principalmente a la influencia de los sistemas montañosos, que atraviesan el país de Noroeste a Sureste. La precipitación más baja es de 1,200 mm y se registra en la región del Pacífico Norte. Las precipitaciones más altas son de 7,500 mm, y se localizan en la Vertiente del Caribe, y a lo largo de las cordilleras.

También la temperatura está muy ligada al relieve. Las regiones más cálidas se localizan en las costas y llanuras, donde la temperatura media es mayor a los 26°C. Las temperaturas medias más bajas se localizan en el centro y sureste del país, específicamente sobre la Cordillera Volcánica Central y la Cordillera de Talamanca, donde la variación oscila entre 10°C y 16°C.

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

**Mapa 1.1** Relieve de Costa Rica



## 1.3. Principales ríos y cuencas hidrográficas

El ordenamiento de las cuencas está muy relacionado con la conformación montañosa del país. Se agrupan en dos vertientes principales: la de los ríos que drenan directamente en el Océano Pacífico (cuyos ríos principales son el Tempisque, Bebedero, Tárcoles, Parrita, Savegre, Térraba y Coto Colorado), y la Vertiente del Caribe. En este se reconocen dos grupos de ríos, los afluentes del Río San Juan (cuyos ríos principales son Frío, San Carlos y Sarapiquí, y los que drenan directamente en el mar Caribe (ríos Parismina, Pacuare, Matina, Estrella y Sixaola)<sup>3</sup>

**Mapa 1.2** Cuencas Hidrográficas de Costa Rica



<sup>2</sup> Atlas Climatológico, Instituto Meteorológico Nacional, Ministerio de Ambiente y Energía, 2008

<sup>3</sup> Instituto Geográfico Nacional, Ministerio de Obras Públicas (<http://www.mopt.go.cr/ign/IGN-Cuencas.html>)

### 1.4. Recursos naturales

Los recursos naturales energéticos renovables del país han sido estimados de la siguiente forma.<sup>4, 5</sup>

| Costa Rica Capacidad potencial estimada de recursos de generación (MW) |       |           |
|--|-------|-----------|
|  | TOTAL | INSTALADA |
| Hidroeléctrico   | 5,802 | 1,524     |
| Geotérmico   | 235   | 166       |
| Eólico   | 600   | 70        |

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

Costa Rica cuenta con 156 áreas protegidas, de las cuales 27 han sido designadas como parques nacionales. Las áreas protegidas tienen un área total de 1.412.690 hectáreas, la cual representa cerca de un 27% de la superficie del país. La responsabilidad por la administración de dicha red recae en el Sistema Nacional de Áreas de Conservación (SINAC), una dependencia del Ministerio de Ambiente y Energía.

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

### 1.5. Población

La población total de Costa Rica asciende a 4.55 millones (2008). Su densidad de población es de 90 habitantes por km<sup>2</sup>. Cerca de la mitad de la población reside en la Gran Área Metropolitana (GAM), la cual a su vez abarca las principales ciudades del país (San José, Alajuela, Heredia y Cartago). Según datos de CEPAL (2005), el 62.6% de la población es urbana.<sup>6</sup> La población ha crecido entre los años 2000 y 2008 a un ritmo de 1,86%<sup>7</sup>.

### 1.6. Indicadores sociales

Costa Rica se ha caracterizado por una importante inversión en aspectos sociales, lo que le ha valido ubicarse dentro de la categoría de países considerados con un alto desarrollo humano, de acuerdo al índice (IDH) 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 48 entre 177 países, con una calificación de 0.846<sup>8</sup>.

Sus habitantes tienen una expectativa de vida de 78 años, una de las más altas a nivel mundial. Por otro lado, la tasa de mortalidad infantil reportada es de 10 por cada 1000 niños nacidos vivos.<sup>9</sup> Reporta una tasa de alfabetización, cercana al 97%. En el año 2007 registró un 18.7% de población en condiciones de pobreza, y un 5.3% de población en condiciones de indigencia.<sup>10</sup>

### 1.7. Sistema de gobierno

**Presidente actual:** Dr. Oscar Arias Sánchez  
**Partido político:** Partido Liberación Nacional  
**Período presidencial:** Mayo 2006 a Mayo 2010  
**Próximas elecciones:** Febrero 2010

El Gobierno lo ejercen tres poderes distintos e independientes entre sí: el Legislativo, el Ejecutivo y el Judicial. El Poder Legislativo es ejercido por una Asamblea Legislativa (unicameral) que se compone de 57 diputados, elegidos por períodos de 4 años. En este momento hay representantes de 8 partidos en la Asamblea, siendo los de mayor peso el Partido Liberación Nacional (con 25 diputados) y el Partido Acción Ciudadana (con 17 diputados).

El Poder Ejecutivo lo ejercen el Presidente, dos Vicepresidentes y los Ministros de Gobierno. El Poder Judicial lo ejerce por la Corte Suprema de Justicia, la cual está conformada por 22 magistrados que son electos por la Asamblea Legislativa, por períodos de 8 años. No existe la figura de gobernador de provincia. Los gobiernos locales, o municipalidades, son electos por voto popular, cada 4 años. Son sometidos al voto popular los cargos de alcalde, regidor (concejil) y los síndicos.

<sup>4</sup> Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible.

<http://www.estadonacion.or.cr/estadoregion2008/regional2008/capitulosPDF/Cap11.pdf>

<sup>5</sup> CEPAL Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos provisionales 2008)

<sup>6</sup> CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

<sup>7</sup> Cálculo propio sobre datos de CEPAL-STAT

<sup>8</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>9</sup> Organización Mundial de la Salud. <http://apps.who.int/whosis/data/Search.jsp>

<sup>10</sup> CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>



## 1.8. Aspectos económicos

**Producción:** Su producto interno bruto (PIB) alcanzó en el año 2008 (cifras preliminares) un total de US\$29,834 millones (precios corrientes)<sup>11</sup>. Su producción, que venía mostrando un ritmo de crecimiento ascendente, hasta alcanzar un 7.8% en el año 2007, experimentó una desaceleración durante el año 2008, durante el cual creció sólo un 2.9%.<sup>12</sup>

Este país se caracteriza por una baja participación del sector agrícola dentro de su producción total. En el año 2007, el sector agrícola representó apenas un 7.8% del PIB. La industria manufacturera representó en ese mismo año un 18.7%. El sector terciario (de servicios) representa una proporción importante de la producción, con un 48.7% del total.<sup>13</sup> Durante el período 2000-2007, destacaron en términos de crecimiento los sectores de construcción y de intermediación financiera.

**Sector externo:** La economía costarricense muestra un grado de apertura particularmente alto, entendiéndose apertura como la suma de exportaciones más sus importaciones en relación al PIB. El índice de apertura calculado por el Banco Mundial para este país fue de 1.02 para el año 2006.<sup>14</sup>

Sus exportaciones totales alcanzaron en el año 2007 un total de US\$9.265,6 millones. Sin embargo, este nivel de exportaciones no alcanza para cubrir las importaciones, que en el mismo año alcanzaron un total de US\$12.952.4 millones, dejan al descubierto el crónico déficit comercial que ha caracterizado a la economía del país.

La inversión extranjera directa (IED), que en el año 2007 alcanzó los US\$1,896.1 millones ha sido un elemento muy importante para cubrir el faltante en la balanza comercial<sup>15</sup>. Las remesas familiares son proporcionalmente poco significativas, con un total de US\$338.1 millones en ese mismo año.<sup>16</sup>

**Competitividad:** En términos de competitividad, medida de acuerdo al índice publicado por el Foro Económico Mundial, el país ha venido mostrando avances importantes, al pasar de la posición 63 en el período 2007-2008, a la posición 59 en el período 2008-2009. La calificación obtenida en este último período fue de 4.23, la cuarta posición en Latinoamérica después de Chile, Puerto Rico y Panamá.<sup>17</sup>

**Tipo de cambio:** Después de más de 20 años de mantener un sistema cambiario de minidevaluaciones, Costa Rica adoptó en octubre de 2006 un sistema de bandas cambiarias. Durante el período en que operó el sistema de minidevaluaciones, el colón se devaluó con respecto al dólar a un ritmo muy predecible. Entre el año 2000 y el año 2005 se devaluó a un ritmo promedio de 8.86%. La adopción del sistema de bandas produjo cambios en esa tendencia, resultando en que en el año 2007 el colón más bien se apreció. Durante el año 2008 la moneda se devaluó a un ritmo del 11%, más acorde con la tendencia histórica.<sup>18</sup>

**Perspectiva económica<sup>19</sup>:** Costa Rica se encuentra en una buena posición de flexibilidad monetaria y una reducida carga en su deuda, de cara a la desaceleración económica mundial. Se considera favorable el crecimiento que el PIB ha tenido, aunado a una política fiscal prudente observada en los últimos años, que a su vez ayudó a reducir la carga de deuda del sector público a menos de 40% del PIB en 2008, desde más de 50% en 2006. A pesar de esos resultados favorables el Banco Central de Costa Rica someterá a revisión el crecimiento del PIB para 2009 (2.2% previsto a inicio de año). Por otro lado, otras fuentes de gobierno estiman que éste podría ubicarse finalmente entre un 0.0% y 0.5% respecto del año previo. Parece que no existen en el corto plazo presiones inflacionarias, dado que la inflación ha cedido desde diciembre 2008 y se ha ubicado en 12.32% en marzo 2009, su nivel más bajo desde abril 2008. La agencia *Moody's* mantiene la calificación de la deuda en moneda extranjera desde septiembre 2008 con "Ba-1", grado de subinversión, tendencia positiva. *Standard and Poor's* confirma su calificación soberana de largo plazo, BB (subgrado de inversión) con tendencia estable, e *Institutional Investors* otorgó una calificación de 52.1%3 (53.7% en septiembre 2008)

## 1.9. Infraestructura de servicio.<sup>20</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.

<sup>11</sup> CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

<sup>12</sup> CEPAL – Atlas estadístico 2008.

<sup>13</sup> CEPALSTAT – Estadísticas de América Latina y el Caribe. <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>

<sup>14</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>15</sup> CEPAL – Atlas estadístico 2008.

<sup>16</sup> Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano. Sistema de Información Macroeconómica y Financiera Regional (SIMAFIR) <http://www.secmca.org/simafir.html>

<sup>17</sup> Foro Económico Mundial. <http://www.weforum.org/pdf/gcr/2008/rankings.pdf>

<sup>18</sup> Cálculo propio con datos del Banco Central de Costa Rica.

<sup>19</sup> Consejo Monetario Centroamericano. Centroamérica y República Dominicana – Informe Trimestral de Riesgo País. Marzo 2009.

<sup>20</sup> Central Intelligence Agency – The World Fact Book, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/countrylisting.html#u>



### Principales puertos:



Caldera (Pacífico)  
Limón (Caribe)

### Aeropuertos internacionales



Juan Santamaría ( San José)  
Daniel Obuder (Liberia)  
Tobias Bolaños (San José)  
Limón

### Red de Carreteras



|                     |                         |
|---------------------|-------------------------|
| Red de Carreteras   | 35,330 km(total) (2004) |
| Pavimentadas:       | 8,621 km (24.4%)        |
| Sin Pavimentar:     | 26,709 km (75.6%)       |
| Km/ mil Habitantes: | 7.76                    |
| Km/ Km2 Territorio: | 0.69                    |

### Telefonía



|                      |                      |
|----------------------|----------------------|
| Lineas fijas         | 1.44 millones (2007) |
| Lienas celulares     | 1.50 millones (2007) |
| Usuarios de Internet | 1.50 millones (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>21</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.

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 infraestructura 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.

Costa Rica presenta una calificación general baja en la región, a pesar de las valoraciones positivas en los rubros de infraestructura eléctrica y telecomunicaciones. La baja calificación general se asocia antes que nada a los factores ligados a la segunda y tercera dimensión de variables.

<sup>21</sup> América Economía, 30 noviembre 2008. Se busca un modelo. <http://www.americaeconomia.com/187067-Se-busca-un-modelo.note.aspx>



**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 |
| Eléctrica            | Posición | 14    | 10    | 17    | 22    | 11    | 2     |
| Logística            | Posición | 16    | 17    | 15    | 21    | 12    | 8     |
| Agua                 | Posición | 15    | 17    | 18    | 23    | 12    | 3     |
| Telecomunicaciones   | Posición | 20    | 17    | 19    | 22    | 91    | 10    |
|                      | Posición | 8.26  | 10.08 | 9.24  | 9.10  | 11.48 | 8.96  |
|                      | Posición | 19    | 14    | 15    | 16    | 10    | 18    |

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% |

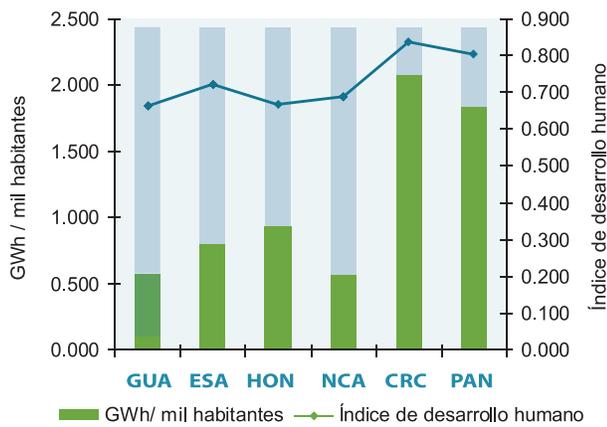
A continuación se presentan algunos de los índices sometidos al análisis, y los coeficientes de correlación resultantes:

- 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>22</sup>

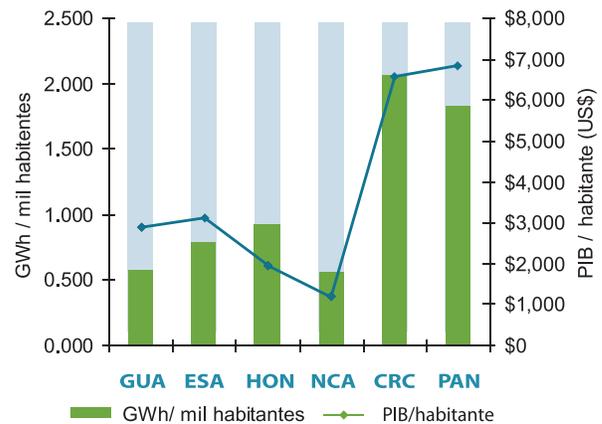
Los cálculos anteriores permiten concluir que hay una correlación clara entre el grado de cobertura eléctrica y el consumo de electricidad, por un lado, y algunos indicadores de desarrollo seleccionados. Permiten también concluir que el bajo consumo de electricidad está asociado a una mayor población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

<sup>22</sup> Cálculos propios sobre datos de CEPAL

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



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



**1.10. Conclusiones**

Costa Rica se ha caracterizado por una importante inversión en aspectos sociales, lo que le ha valido ubicarse dentro de la categoría de países considerados con un alto desarrollo humano. El país ha sacado provecho de sus recursos naturales y energéticos, logrando que el relativo avance en aspectos sociales haya ido acompañado de desarrollo económico. El ingreso por habitante alcanzó los US\$6.557 en el año 2008. En los años previos a la crisis financiera internacional, su economía venía mostrando un ritmo de crecimiento cercano al 8% anual. Pero ya en el 2008 el ritmo de crecimiento se redujo marcadamente a un nivel de 2.9%.

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, el caso de Costa Rica se ajusta a un modelo que se caracteriza por: a) una inserción internacional basada en una mayor incorporación tecnológica, que combina la agroexportación no tradicional con el desarrollo de un conglomerado industrial de alta tecnología y de servicios, b) no hay altos volúmenes de “exportación de personas” ni flujos de remesas, c) una mayor capacidad de atracción de inversión extranjera directa, d) un alto nivel de exportaciones orientadas a mercados extra regionales, y e) resultados económicos y sociales intermedios. Este modelo es menos vulnerable a la competencia internacional de exportaciones intensivas en mano de obra.

Del párrafo anterior se puede inferir que el ambiente de inversión y negocios en Costa Rica es favorable. Esto también queda confirmado por su calificación en el índice de competitividad y por su calificación de riesgo país. El país ha sido relativamente exitoso en la atracción de inversión extranjera.

Resulta también relevante comentar que Costa Rica ha alcanzado niveles altos de cobertura eléctrica (99.2%) y de consumo eléctrico (2,069 kwh/cápita/año), que han contribuido a su desarrollo económico.<sup>23</sup>

<sup>23</sup> CEPAL Istmo Centroamericano – Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados 2007)



## 2. EL MERCADO ELÉCTRICO DE COSTA RICA Y LA ENERGÍA RENOVABLE.

### Principales Indicadores

|  |             |             |             |             |             |             |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Población total (millones)                               | 4.55        |             |             |             |             |             |
| Generación total (2008) GWh                              | 9,413       |             |             |             |             |             |
| Uso de energía (KWh / cápita)                            | 2,068.8     |             |             |             |             |             |
|  | <b>1990</b> | <b>1995</b> | <b>2000</b> | <b>2005</b> | <b>2007</b> | <b>2008</b> |
| Cobertura eléctrica                                      | 92.8%       | 92.9%       | 94.9%       | 97.9%       | 99.2%       | n.d.        |
| <b>Evolución reciente de la capacidad instalada (MW)</b> |             |             |             |             |             |             |
| Hidro  | 747         | 819         | 1,226       | 1,304       | 1,500       | 1,524       |
| Geotérmica   | 0           | 60          | 145         | 166         | 166         | 166         |
| Eólica   | 0           | 0           | 43          | 69          | 70          | 70          |
| Cogeneración   | 0           | 8           | 12          | 24          | 20          | 20          |
| Vapor  | 10          | 10          | 0           | 0           | 0           | 0           |
| Diesel   | 52          | 52          | 52          | 52          | 78          | 319         |
| Gas  | 80          | 223         | 223         | 348         | 348         | 348         |
| Total  | 889         | 1,171       | 1,699       | 1,961       | 2,182       | 2,447       |
| Porcentaje de capacidad renovable                        | 84.1%       | 75.7%       | 83.9%       | 79.6%       | 80.5%       | 72.7%       |
| Demanda máxima   | 682         | 872         | 1,121       | 1,390       | 1,500       | 1,526       |
| <b>Evolución reciente de la generación neta (GWh)</b>    |             |             |             |             |             |             |
| Hidro  | 3,497       | 3,615       | 5,684       | 6,560       | 6,771       | 7,384       |
| Geotérmica   | 0           | 468         | 938         | 1,090       | 1,239       | 1,131       |
| Eólica   | 0           | 0           | 183         | 204         | 241         | 198         |
| Cogeneración   | 0           | 3           | 19          | 13          | 13          | 22          |
| Vapor  | 0           | 33          | 0           | 0           | 0           | 0           |
| Diesel   | 12          | 97          | 11          | 31          | 176         | 312         |
| Gas  | 34          | 610         | 51          | 249         | 551         | 366         |
| Total  | 3,543       | 4,826       | 6,886       | 8,146       | 8,990       | 9,413       |
| Porcentaje de generación renovable                       | 98.7%       | 84.7%       | 99.1%       | 96.6%       | 91.9%       | 92.8%       |
| Generación neta pública (GWh)                            | 3,543       | 4,748       | 5,761       | 7,082       | 7,439       | 7,641       |
| Generación neta privada (GWh)                            | 0           | 78          | 1,125       | 1,065       | 1,550       | 1,772       |
| Generación neta privada (%)                              | 0.0%        | 1.6%        | 16.3%       | 13.1%       | 17.2%       | 8%18.       |
| Pérdidas del sistema                                     | 10.6%       | 10.5%       | 10.0%       | 9.7%        | 10.6%       | n.d         |
| Técnicas   |             |             |             |             | n.d.        |             |
| No técnicas  |             |             |             |             | n.d.        |             |

Fuente: CEPAL - Istmo Centroamericano. Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados a 2008) (Preliminar) Según comunicación verbal con funcionarios de la Unidad de Despacho del ICE, las pérdidas no técnicas no son significativas en Costa Rica.

Este capítulo inicia con un análisis del sector eléctrico costarricense, 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 Costa Rica.

El sector eléctrico costarricense se caracteriza por la presencia de un actor estatal dominante, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). En 1990, varios años antes de que se iniciaran las reformas del sector eléctrico en los demás países de Centroamérica, se promulgó la Ley 7200 que permitió la participación del sector privado en la generación eléctrica a base de fuentes renovables. Sin embargo, el alcance de esta legislación fue muy reducido. En un inicio, limitó la participación privada a una proporción no mayor del 15% de la po-

tencia del sistema eléctrico nacional. Además esa ley estableció un límite de 20 MW a las plantas privadas. Mediante la Ley 7508, que reformó en 1995 la Ley 7200, se amplió el espacio a la iniciativa privada, permitiendo su participación en proyectos de hasta 50 MW, bajo la modalidad de BOT, y nuevamente circunscribiendo su ámbito de participación a la energía renovable. A esta nueva modalidad se le impuso también un límite de 15% de la potencia del sistema eléctrico nacional. Aunque en teoría el sector privado podría representar hasta un 30% de la capacidad instalada total, diferentes obstáculos de índole legal han limitado su participación. En la actualidad la generación privada no sobrepasa el 21%.<sup>24</sup>

En el año 2000 se aprobó una ley que pretendía una reforma integral del sector. Sin embargo, su aprobación generó fuertes protestas populares que forzaron el retiro de la iniciativa.

A pesar de la rigidez del marco regulatorio, el país ha alcanzado un nivel de cobertura eléctrica superior al 99%, ha logrado incrementar la capacidad instalada y ha logrado mantener una proporción alta de generación a base de fuentes renovables. La energía geotérmica y eólica forman parte de la matriz de generación desde los años 90. Hoy en día el país cuenta con 66 centrales eléctricas, con una capacidad total de 2,446 MW (ver Tabla 3.1). 29 centrales son de propiedad estatal, 2 son de propiedad municipal, 2 de propiedad cooperativa y 33 de propiedad privada. Las cooperativas y municipales representan en conjunto un 3.6% de la capacidad instalada total, mientras que las privadas representan un 23.2%. Las plantas a base de fuentes renovables representan un 72.7% de la capacidad instalada. Sin embargo, en términos de generación, la energía renovable representa más del 92.8%.

El Sistema de Transmisión está conformado por 1,810 km de líneas a dos niveles de voltaje: 230 y 138 kV. En la transmisión de electricidad participa únicamente el ICE.

<sup>24</sup> Este porcentaje difiere del establecido por CEPAL en el tanto en que este organismo considera la generación correspondiente a las cooperativas como público, cuando en realidad son organizaciones privadas.



TABLA 2.1

## Costa Rica: Empresas eléctricas generadoras en operación, 2008

|  | Número de Centrales | Potencia Instalada (MW) | Generación Neta (GWH) |
|--|---------------------|-------------------------|-----------------------|
| <b>Total</b>                           | <b>66</b>           | <b>2,446.6</b>          | <b>9,412.9</b>        |
| <b>Sistema Nacional Interconectado</b> | <b>66</b>           | <b>2,446.6</b>          | <b>9,412.9</b>        |
| <b>Empresas públicas</b>               | <b>33</b>           | <b>1,878.2</b>          | <b>7,640.7</b>        |
| <b>Hidráulica</b>                      | <b>23</b>           | <b>1,295.9</b>          | <b>6,202.2</b>        |
| CNFL                                   | 1                   | 88.0                    | 408.2                 |
| Coopeguanacaste                        | 1                   | 17.5                    | 65.1                  |
| Coopelesca                             | 1                   | 25.5                    | 100.1                 |
| ESPH                                   | 1                   | 19.9                    | 100.3                 |
| ICE                                    | 18                  | 1,120.4                 | 5,388.7               |
| JASEC                                  | 1                   | 24.7                    | 139.8                 |
| <b>Geotérmica</b>                      | <b>1</b>            | <b>136.2</b>            | <b>910.9</b>          |
| ICE                                    | 1                   | 136.2                   | 910.9                 |
| <b>Eólica</b>                          | <b>1</b>            | <b>19.8</b>             | <b>53.0</b>           |
| ICE                                    | 1                   | 19.8                    | 53.0                  |
| <b>Térmica</b>                         | <b>8</b>            | <b>426.3</b>            | <b>474.7</b>          |
| ICE                                    | 7                   | 422.6                   | 473.5                 |
| Zaret-R.Azul                           | 1                   | 3.7                     | 1.1                   |
| <b>Empresas privadas</b>               | <b>33</b>           | <b>568.5</b>            | <b>1,772.2</b>        |
| <b>Hidráulica</b>                      | <b>25</b>           | <b>228.4</b>            | <b>1,181.4</b>        |
| C. Grande 3                            | 1                   | 3.4                     | 14.5                  |
| Caño Grande                            | 1                   | 2.9                     | 16.7                  |
| D. Julia                               | 1                   | 16.5                    | 102.2                 |
| Don Pedro                              | 1                   | 14.0                    | 65.3                  |
| El Angel                               | 1                   | 3.4                     | 21.7                  |
| El General                             | 1                   | 42.0                    | 198.1                 |
| Embalse                                | 1                   | 2.0                     | 8.7                   |
| Esperanza                              | 1                   | 5.5                     | 28.3                  |
| ESPH                                   | 1                   | 51.0                    | 281.4                 |
| Hidrozarca                             | 1                   | 14.2                    | 78.2                  |
| La Lucha                               | 1                   | 0.3                     | 1.9                   |
| Losko                                  | 2                   | 2.8                     | 13.7                  |
| Matamoros                              | 1                   | 3.8                     | 22.5                  |
| Montezuma                              | 1                   | 1.0                     | 0.0                   |
| Platanar                               | 1                   | 14.6                    | 91.5                  |
| Q. Azul                                | 1                   | 0.3                     | 1.2                   |
| Rebeca                                 | 1                   | 0.1                     | 0.3                   |
| Rio Lajas                              | 1                   | 11.0                    | 61.7                  |
| S. Lorenzo                             | 1                   | 17.3                    | 75.5                  |
| San Gabriel                            | 1                   | 0.4                     | 0.6                   |
| Suerkata                               | 1                   | 3.0                     | 17.4                  |
| Tapezco                                | 1                   | 0.1                     | 0.5                   |
| Tuis                                   | 1                   | 1.8                     | 10.7                  |
| Volcán                                 | 1                   | 17.0                    | 68.8                  |
| <b>Geotérmica</b>                      | <b>1</b>            | <b>29.6</b>             | <b>220.0</b>          |
| G.G.Ltd.                               | 1                   | 29.6                    | 220.0                 |
| <b>Eólica</b>                          | <b>3</b>            | <b>50.1</b>             | <b>145.2</b>          |
| Aeroenergía                            | 1                   | 6.8                     | 25.2                  |
| Movasa                                 | 1                   | 20.0                    | 47.5                  |
| P.E.S.A.                               | 1                   | 23.4                    | 72.4                  |
| <b>Térmica</b>                         | <b>4</b>            | <b>260.4</b>            | <b>225.7</b>          |
| Alston Power                           | 1                   | 99.5                    | 59.9                  |
| El Viejo                               | 1                   | 0.0                     | 7.2                   |
| Energy Int.                            | 1                   | 140.9                   | 143.4                 |
| Taboga                                 | 1                   | 20.0                    | 15.2                  |

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales. Notas : Cifras preliminares.

El sistema de distribución opera en tensiones iguales o menores a 34.5 kV. En la distribución participan mayoritariamente el ICE y su subsidiaria la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), responsables en 2007 de un 79.5% de las ventas de energía. A las 2 empresas municipales ESPH<sup>25</sup> y JASEC<sup>26</sup> les correspondieron en ese mismo año un 11.6% de energía vendida. A las 4 cooperativas de electrificación rural (Coopelesca, Coopeguanagaste, Coopesantos y Coope-Alfaro Ruiz) les correspondieron el restante 9%. Si bien en términos porcentuales el papel de estas cooperativas es reducido, han tenido un impacto muy importante en lograr un alto grado de electrificación en la zona rural. Éstas fueron constituidas en la década de los años 60, con el apoyo financiero de la Alianza para el Progreso y con la asistencia técnica de la Asociación Nacional de Cooperativas Eléctricas de los Estados Unidos de América, (NRECA).

La función de comercialización en Costa Rica no se separa de la de distribución. No hay tampoco grandes consumidores actuando como agentes de mercado.

No se publican estadísticas con respecto a las pérdidas no técnicas de energía. Sin embargo, según funcionarios de la Unidad de Despacho del ICE manifiestan que éstas no son significativas.

Al ICE le corresponde elaborar las proyecciones de demanda y los planes de expansión de la generación (PEG). Al MINAET<sup>27</sup> le corresponde avalarlos. La Tabla 2.2 presenta el PEG vigente, (2007 a 2021), el cual presenta tanto la demanda proyectada como los aumentos en capacidad proyectados. Dicho plan proyecta un incremento anual en la demanda del orden del 5.62%. Estas proyecciones contrastan con el crecimiento observado en la demanda máxima entre el año 2000 y el año 2008, el cual ha sido del 3.9%.

La expansión de generación posee la configuración de una serie de plantas térmicas y renovables que estarían supliendo la energía requerida por el sistema eléctrico. Para los próximos 3 años existe una fuerte participación térmica, y luego se da paso una serie de proyectos hidroeléctricos y renovables. Para el año 2021 se proyecta aumentar la capacidad instalada en 1,943 MW, lo que implica un incremento del 79% con relación a la capacidad registrada a finales del 2008. El crecimiento anual en capacidad sería de 2.82%, inferior al incremento proyectado en la demanda el cual, como se indicó en el párrafo anterior, será del orden del 5.62%.

Por otro lado, se quiso valorar la variación en el balance entre energías renovables y no renovables que presentaría el SIN en el año 2015, si se cumple el PEG en la forma en que está planteado. Para ese año, el participación de las no renovables, en términos de capacidad instalada, habría aumentado de un 72.7% en 2008 a un 78.5% en 2015.

<sup>25</sup> Empresa de Servicios Públicos de Heredia

<sup>26</sup> Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago

<sup>27</sup> Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2008-2021, Setiembre del 2007, CENPE-ICE.



TABLA .2.2

## Plan de Expansión de la generación

| PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACION |             |       |        |       |        |                              |        |             |                  |
|------------------------------------|-------------|-------|--------|-------|--------|------------------------------|--------|-------------|------------------|
| Año                                | DEMANDA     |       |        |       | OFERTA |                              |        |             |                  |
|                                    | Energía GWh | %crec | Pot MW | %crec | Mes    | Proyecto                     | Fuente | Potencia MW | Cap Instalada MW |
|                                    |             |       |        |       |        | (Capacidad instalada)        |        |             | 1 987            |
| 2007                               | 9 338       | 7.0%  | 1 551  | 9.3%  | 9      | Cariblanco                   | hidro  | 80          | 2 067            |
|                                    |             |       |        |       | 8      | Canalete                     | hidro  | 17.5        | 2 085            |
|                                    |             |       |        |       | 12     | Taboga Ampliación1           | biom   | 5           | 2 090            |
|                                    |             |       |        |       | 12     | El Viejo                     | biom   | 13          | 2 103            |
| 2008                               | 10 053      | 7.6%  | 1 643  | 5.9%  | 1      | Alquiler Barranca            | térm   | 90          | 2 193            |
|                                    |             |       |        |       | 1      | Alquiler San Antonio         | térm   | 110         | 2 303            |
|                                    |             |       |        |       | 6      | El Encanto                   | hidro  | 8.3         | 2 311            |
|                                    |             |       |        |       | 6      | Pocosol                      | hidro  | 26          | 2 337            |
|                                    |             |       |        |       | 12     | Taboga Ampliación2           | biom   | 7           | 2 344            |
|                                    |             |       |        |       | 12     | El Viejo Ampliación1         | biom   | 5           | 2 349            |
|                                    |             |       |        |       | 12     | Catsa                        | biom   | 8           | 2 357            |
| 2009                               | 10 786      | 7.3%  | 1 742  | 6.0%  | 4      | Habilitación Ingenios búnker | térm   |             | 2 357            |
|                                    |             |       |        |       | 4      | Alquiler Pujol               | térm   | -24         | 2 333            |
|                                    |             |       |        |       | 5      | Compra Pujol                 | térm   | 24          | 2 357            |
|                                    |             |       |        |       | 7      | Guanacaste                   | eólic  | 50          | 2 407            |
|                                    |             |       |        |       | 7      | Alquiler Barranca            | térm   | -90         | 2 317            |
|                                    |             |       |        |       | 7      | Alquiler San Antonio         | térm   | -110        | 2 207            |
| 2010                               | 11 386      | 5.6%  | 1 837  | 5.5%  | 1      | Garabito                     | térm   | 200         | 2 407            |
|                                    |             |       |        |       | 1      | Colima2                      | térm   | 30          | 2 437            |
|                                    |             |       |        |       | 1      | Moín Pistón2                 | térm   | 50          | 2 487            |
|                                    |             |       |        |       | 6      | Pirris                       | hidro  | 128         | 2 615            |
|                                    |             |       |        |       | 6      | Toro3                        | hidro  | 50          | 2 665            |
| 2011                               | 11 509      | 1.1%  | 1 932  | 5.2%  | 1      | Pallas                       | geot   | 35          | 2 700            |
| 2012                               | 12 106      | 5.2%  | 2 032  | 5.2%  | 1      | Retiro Colima                | térm   | -14         | 2 686            |
|                                    |             |       |        |       | 1      | Retiro Moín Pistón           | térm   | -26         | 2 660            |
|                                    |             |       |        |       | 1      | Colima3                      | térm   | 30          | 2 690            |
| 2013                               | 12 737      | 5.2%  | 2 138  | 5.2%  | 1      | BOT hidro                    | hidro  | 100         | 2 790            |
|                                    |             |       |        |       | 1      | Eólico1                      | eólic  | 50          | 2 840            |
| 2014                               | 13 402      | 5.2%  | 2 250  | 5.2%  | 1      | Reventazón                   | hidro  | 300         | 3 140            |
|                                    |             |       |        |       | 1      | Eólico2                      | eólic  | 50          | 3 190            |
| 2015                               | 14 105      | 5.2%  | 2 368  | 5.2%  | 1      | Retiro San Antonio           | térm   | -34         | 3 156            |
|                                    |             |       |        |       | 1      | San Antonio2                 | térm   | 34          | 3 190            |
|                                    |             |       |        |       | 1      | Hidro1                       | hidro  | 100         | 3 290            |
| 2016                               | 14 847      | 5.3%  | 2 492  | 5.2%  | 1      | Diquís                       | hidro  | 622         | 3 912            |
|                                    |             |       |        |       | 1      | Retiro Barranca              | térm   | -36         | 3 876            |
|                                    |             |       |        |       | 1      | Barranca2                    | térm   | 36          | 3 912            |
| 2017                               | 15 631      | 5.3%  | 2 624  | 5.3%  |        |                              |        |             | 3 912            |
| 2018                               | 16 458      | 5.3%  | 2 763  | 5.3%  |        |                              |        |             | 3 912            |
| 2019                               | 17 333      | 5.3%  | 2 910  | 5.3%  | 1      | Pacuare                      | hidro  | 158         | 4 070            |
| 2020                               | 18 257      | 5.3%  | 3 065  | 5.3%  | 1      | Savegre                      | hidro  | 200         | 4 270            |
| 2021                               | 19 221      | 5.3%  | 3 227  | 5.3%  | 1      | Geotérmico Proy1             | geot   | 70          | 4 340            |
|                                    |             |       |        |       | 1      | Eólico3                      | eólic  | 50          | 4 390            |

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

El sector eléctrico costarricense no posee una Ley General de Electricidad que establezca los fundamentos generales en esta materia para todos los actores del sector. En su lugar existe un buen número de leyes para actores particulares que interactúan según los principios de cada legislación. Para lograr un comportamiento sectorial es necesario efectuar una aplicación sistémica de los diversos cuerpos normativos. El marco legal con el cual se rige el subsector eléctrico se basa en la siguiente normativa.

- Ley N° 449: Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), de abril de 1949.<sup>28</sup>
- Ley N° 7593: Ley de Creación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, de agosto de 1996.<sup>29</sup>
- Decreto Ejecutivo # 25903- MINAE-MOPT, Reglamento a la Ley N° 7593: Reglamentación del poder ejecutivo a la ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, febrero 1997<sup>30</sup>
- Ley N° 7200: Ley de Generación Autónoma o Paralela, octubre 1990. Reformada por Ley N° 7508, de mayo de 1995.<sup>31</sup>
- Reglamento a la Ley N° 7,200. Reglamento del Poder Ejecutivo a la Ley de Generación Autónoma o Paralela, abril 1991.<sup>32</sup>
- Ley 8345: Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, marzo 2003.<sup>33</sup>
- Ley 7152: Ley Orgánica del Ministerio del Ambiente y Energía y Telecomunicaciones, junio 1990.<sup>34</sup>
- Ley 8723 Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica, mayo 2009.<sup>35</sup>
- Ley 5961: Declara interés público Recursos Geotérmicos, diciembre 1976.<sup>36</sup>

A continuación una breve reseña de los aspectos más importantes de algunas de las principales leyes:

Ley N° 449: Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), de abril de 1949. Esta Ley le encomienda al ICE el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos. La responsabilidad fundamental del Instituto ante los costarricenses será

encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo de Costa Rica.

Le otorga al Instituto la más completa autonomía, a fin de que esté en mejor posición para llenar sus objetivos. Señala además que, como institución autónoma, ejercerá su gestión administrativa y técnica con absoluta independencia del Poder Ejecutivo, guiándose exclusivamente por las decisiones de su Consejo Directivo. Si bien se considera de que el ICE ejerce sus funciones en forma monopólica, este monopolio es de hecho, y no de derecho. Esto por no haber referencia a este término en la ley.

Como una de las finalidades específicas que se le encomienda está la de conservar y defender los recursos hidráulicos del país, protegiendo las cuencas, fuentes y los cauces de los ríos y corrientes de agua, tarea en que deberán ayudar el Servicio Nacional de Electricidad (posteriormente transformado en Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, ARESEP) y los Ministerios de Agricultura y Obras Públicas, por medio de un programa de cooperación mutua.

Ley N° 7593: Ley de Creación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, de agosto de 1996. Mediante esta ley se transforma el Servicio Nacional de Electricidad en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). La Ley somete los servicios públicos a la regulación de esta institución, y le encomienda la responsabilidad de asegurarse que dichos servicios se presten bajo el principio de servicio al costo. La Ley incluye claramente dentro de los servicios públicos el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, y le encomienda a ARESEP la fijación de precios y tarifas. Para ser prestatario de los servicios públicos se señala la obligación de obtener una concesión por parte del ente público competente en la materia, que en el caso de la energía eléctrica se le asigna al Ministerio de Ambiente, Energía, Minas y Telecomunicaciones. Los prestatarios no tendrán ningún derecho monopólico sobre el servicio que exploten y estarán sujetos a las limitaciones y los cambios que les sean impuestos por ley. En virtud de lo dispuesto en el Artículo 9 de esta ley, las concesiones de servicio público para generación correspondientes a los administrados por la Ley 7200 serán otorgadas por la ARESEP.

<sup>28</sup> [http://www.grupoice.com/esp/ele/docum/ley\\_449.htm](http://www.grupoice.com/esp/ele/docum/ley_449.htm)

<sup>29</sup> [http://www.ariae.org/costa\\_rica/Archivos.htm](http://www.ariae.org/costa_rica/Archivos.htm)

<sup>30</sup> [http://www.ariae.org/costa\\_rica/Archivos.htm](http://www.ariae.org/costa_rica/Archivos.htm)

<sup>31</sup> <http://www.aresep.go.cr/docs/Ley%20Generacion%20Electrica%20Autonoma%20o%20Paralela.pdf>

<sup>32</sup> <http://www.aresep.go.cr/docs/Reglamento%20Ley%207508.pdf>

<sup>33</sup> <http://www.asamblea.go.cr/ley/leyes/8000/L-8345.doc>

<sup>34</sup> <http://196.40.23.180/ley/leyes/7000/7152.doc>

<sup>35</sup> [www.hacienda.go.cr/centro/datos/Ley/Ley%208723-Ley%20marco%20conseci%C3%B3n%20de%20Fuerzas%20hidr%C3%A1ulicas%20Generaci%C3%B3n%20Hidroel%C3%A9ctrica-La%20Gaceta%2087-7%20MAY-2009.doc](http://www.hacienda.go.cr/centro/datos/Ley/Ley%208723-Ley%20marco%20conseci%C3%B3n%20de%20Fuerzas%20hidr%C3%A1ulicas%20Generaci%C3%B3n%20Hidroel%C3%A9ctrica-La%20Gaceta%2087-7%20MAY-2009.doc)

<sup>36</sup> [http://www.grupoice.com/esp/ele/docum/energ/ley\\_5961.htm](http://www.grupoice.com/esp/ele/docum/energ/ley_5961.htm)



Ley N° 7200: Ley de Generación Autónoma o Paralela, octubre 1990. Reformada por Ley N° 7508. Esta ley establece los términos y condiciones en que participa el sector privado en la generación eléctrica con recursos renovables. Posee 2 capítulos, el segundo adicionado mediante la reforma promulgada con la Ley 7508.

- El primer capítulo permite el desarrollo y construcción de plantas hasta por un máximo individual de 20 MW. La capacidad sumada de todas estas plantas no debe superar el 15% de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El ICE está facultado para firmar contratos con estas empresas hasta por un plazo de 20 años. La tarifa es regulada por ARESEP. Como requisitos previos es necesario obtener una elegibilidad por parte del ICE, una concesión de fuerzas hidráulicas en el MINAET, y una concesión de servicio de generación en la ARESEP, y la evaluación de impacto ambiental en la Secretaría Técnica Nacional del Ambiente (SETENA). El capital social de estas empresas debe pertenecer al menos en un 35% a costarricenses.
- El segundo capítulo permite el desarrollo y construcción de plantas hasta por un máximo individual de 50 MW. La capacidad sumada de todas estas plantas no debe superar el 15% de la capacidad del SEN, pero debe entenderse que este 15% es adicional al establecido en el capítulo 1. El ICE está facultado para establecer licitaciones de bloques de energía para contratar estos proyectos bajo el esquema BOT (Build, Own, Transfer, que en español significa Construir, Operar y Transferir). El empresario desarrolla el proyecto bajo un contrato con un plazo máximo de 20 años, comprometiéndose a transferirlo al ICE sin costo y excelente estado de funcionamiento al final de ese plazo. La tarifa se define en la competencia que establecen los oferentes para ganar la licitación. Una vez adjudicado el contrato los oferentes deben cumplir con los requisitos de concesión de fuerzas hidráulicas en el MINAET, concesión de servicio público en la ARESEP, y la evaluación de impacto ambiental en SETENA. El capital social de estas empresas debe pertenecer al menos en un 35% a costarricenses.

Actualmente, el tamaño del SEN es de 2,447 MW, lo cual el límite de 15% para ambos capítulos es de 367 MW. Siendo que la limitación es un porcentaje de la capacidad del SEN, los incrementos en capacidad de este irán abriendo espacios (limitados) bajo cualquiera de los dos capítulos de la Ley 7,200.

- Con base en los contratos firmados por el ICE, para el capítulo 1 de la Ley 7200, los contratos existentes alcanzan un nivel de 206 MW, por lo que el espacio

para nuevos proyectos es de 161 MW.

- Con base en los contratos firmados por el ICE, para el capítulo 2, hay 173 MW contratados (123 MW en operación y 50 MW concluyendo construcción). Además, bajo capítulo 2, se otorgaron 150 MW adjudicados, en 3 proyectos hidroeléctricos de 50 MW cada uno. Por lo tanto, el espacio para nuevos proyectos es de 44 MW.

Es importante destacar que bajo capítulo 1 de la Ley 7200 se construyeron más de 200 MW, todos ellos en la década de los 90's. El último de este grupo inició operaciones en febrero del 2000. Desde el año 1998 se ha dado un problema de interpretación sobre la potestad del Ejecutivo para otorgar concesiones de fuerza hidráulica, lo cual impidió el otorgamiento de nuevas concesiones de fuerza hidráulica. Esta situación se vino a resolver en mayo de 2009 con la promulgación de la Ley 8723 (Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica). A esto hay que añadir la incertidumbre que se ha dado en relación con las tarifas, debido a que la última fijación tarifaria se resolvió en el año 2002. Esta incertidumbre no se ha resuelto todavía, y mantiene frenadas las inversiones bajo capítulo 1. Finalmente, hay una indefinición en los trámites para la selección por parte del ICE de los proyectos con los que se firmará contrato. Hasta tanto no se resuelva la incertidumbre con respecto a las tarifas, y la selección de contratos es improbable que se den nuevos desarrollos bajo capítulo 1.

Se ha considerado que el vacío jurídico con respecto a concesiones de fuerza hidráulica no alcanza a los proyectos del capítulo 2 (BOT), según la interpretación de la Procuraduría General de la República. Además, la tarifa está definida en el proceso licitatorio, y no depende de la ARESEP y finalmente, las condiciones de participación y la estructura del contrato a firmar se definen de previo en el cartel de licitación.

En este momento, hay dos proyectos de ley en trámite en la Asamblea Legislativa. El primero de estos proyectos es una reforma a la Ley 8345 (Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional). El segundo es la aprobación del segundo protocolo al tratado marco del mercado eléctrico regional.

Además, el Poder Ejecutivo ha anunciado que en corto plazo enviará un proyecto de Ley General de Electricidad para regular el sector. Este proyecto, entre otras cosas, elimina los límites de participación que actualmente impone la Ley 7,200 y otras leyes.



La Figura 2.1 ilustra la estructura básica y las funciones de las principales instituciones o actores presentes en el Sub-sector Eléctrico de Costa Rica<sup>37</sup>:



El MINAET es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, y programas relativos al subsector eléctrico. Asimismo le corresponde atender lo relativo al sector ambiental, hídrico, hidrocarburos, minas y telecomunicaciones. Sus principales funciones son:

- Formular, planificar y ejecutar las políticas de recursos naturales, energéticas, mineras y de protección ambiental del Gobierno de la República, así como la dirección, el control, la fiscalización, la promoción y el desarrollo en los campos mencionados. Asimismo, deberá realizar y supervisar las investigaciones, las exploraciones técnicas y los estudios económicos de los recursos del sector.
- Fomentar el desarrollo de los recursos naturales, energéticos y mineros.
- Promover y administrar la legislación sobre conservación y uso racional de los recursos naturales, a efecto de obtener un desarrollo sostenido de ellos, y velar por su cumplimiento.
- Dictar, mediante decreto ejecutivo, normas y regulaciones, con carácter obligatorio, relativas al uso racional y a la protección de los recursos naturales, la energía y las minas.
- Promover la investigación científica y tecnológica relacionada con las materias de su competencia, en coordinación con el Ministerio de Ciencia y Tecnología.
- Promover y administrar la legislación sobre exploración, explotación, distribución, protección, manejo y procesamiento de los recursos naturales relacionados con el área de su competencia, y velar por su cumplimiento.
- Tramitar y otorgar los permisos y concesiones referentes a la materia de su competencia.
- Propiciar, conforme con la legislación vigente, la suscripción de tratados, convenios y acuerdos internacionales, así como representar al Gobierno de la República en los actos de su competencia, de carácter nacional e internacional. Todo lo anterior en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto.
- Fomentar y desarrollar programas de formación ambiental en todos los niveles educativos y hacia el público en general.
- Realizar inventarios de los recursos naturales con que cuenta el país.
- Asesorar a instituciones públicas y privadas en relación con la planificación ambiental y el desarrollo de áreas naturales.
- Las demás que le asigne el ordenamiento jurídico.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es el ente regulador del sector eléctrico. Regula todos los segmentos desde generación hasta distribución, y establece los precios, peajes y tarifas correspondientes con la excepción antes mencionada

<sup>37</sup> MINAET con actualización propia

de los financiamientos no tradicionales. También regula otros servicios públicos como el agua, el transporte remunerado de personas, los hidrocarburos, puertos y aeropuertos y otros. La función principal que se le encomienda es la fijación de precios y tarifas; así como velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los siguientes servicios públicos. En el cumplimiento de sus funciones, debe observar los siguientes objetivos fundamentales:

- Armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestatarios de los servicios públicos.
- Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestatarios de los servicios públicos.
- Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con el concepto de servicio al costo, entendido este como *el principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad.*
- Coadyuvar con los entes del Estado, competentes en la protección del ambiente, cuando se trate de la prestación de los servicios regulados o del otorgamiento de concesiones.
- Ejercer, conforme lo dispuesto en esta ley, la regulación de los servicios públicos definidos en ella.

### 2.3 Funcionamiento del mercado eléctrico de Costa Rica.

El mercado eléctrico de Costa Rica es regulado en todas sus etapas. La seguridad en el suministro es responsabilidad del ICE. Los actores tienen definidos sus derechos y obligaciones por norma. Los precios son establecidos por la Autoridad Reguladora (ARESEP).

La ley de Creación del ICE le encomienda a esa institución el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos.

En la distribución participan 8 actores que tienen concesiones de acuerdo a su zona geográfica de trabajo. El ICE y su subsidiaria la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), 2 empresas municipales y cuatro cooperativas de electrificación rural. Las municipales son la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC). Las cooperativas son Coopesantos, Coopelesca, Coopeguanacaste, y Coopealfaroruiz. Las leyes de

las empresas municipales y cooperativas les permiten el desarrollo de proyectos de generación eléctrica tanto de naturaleza renovable como de energía convencional (proyectos térmicos).

La importante participación de energía renovable en Costa Rica obedece antes que nada a una decisión de política pública, cuya manifestación más clara se encuentra en la ley constitutiva del ICE, donde se le asigna a éste como responsabilidad fundamental ante los costarricenses el encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica. Además, se ha limitado la participación de la empresa privada en proyectos de energía renovable.

El mercado mayorista no existe en Costa Rica, y el nivel de apertura es bajo pues el sector eléctrico costarricense se basa en un modelo de mercado no competitivo con la presencia de un actor dominante en todos sus segmentos (generación, transmisión y distribución). Prácticamente todos los precios son fijados por el ente regulador, excepto los casos conocidos como Financiamiento No Tradicional, el utilizado en el desarrollo de los proyectos tipo BOT que se contratan con base en una licitación pública (Capítulo 2 de la Ley 7,200). También pertenecen a este grupo los proyectos desarrollados bajo el esquema de fideicomiso, en el que el ICE estructura esa figura para un proyecto que coloca títulos en el mercado financiero con base en sus flujos futuros. Una vez construido el proyecto lo arrienda el ICE por un plazo al final de cual puede comprar el proyecto por un valor de rescate. No existe un mercado de contratos entre agentes. Incluso a nivel regional el ICE es el único agente de mercado, lo que implica que es el único actor del mercado eléctrico costarricense facultado para importar o exportar energía.

Costa Rica tiene un esquema de mercado que se sitúa entre monopolio y comprador único.

No hay participación de los comercializadores o los grandes consumidores. Sus particularidades son:

- El ICE es la única empresa que puede comprar energía de otros productores (ya sean los excedentes de los productores privados o de las empresas municipales y de servicio público)
- Existe un espacio, en la ley 8345 para que las cooperativas de electrificación rural y las empresas de servicio eléctrico municipal, auto consuman y se vendan energía entre ellas a un precio regulado por la Autoridad Reguladora, pero esta venta no se ha producido hasta la fecha.



- No hay libre acceso a sistemas de Transmisión y Distribución, incluso en este último caso no existe una tarifa definida por la Autoridad Reguladora. El peaje de transmisión se aplica a las ventas efectuadas por el ICE a sus grandes consumidores (cooperativas de electrificación rural, empresas de servicio eléctrico municipal y grandes consumidores pegados a su red de alta tensión)
- Los grandes consumidores no son agentes de mercado, pero por su volumen de compra tiene acceso a tarifas de alto consumo (Tarifa de Alta Tensión).
- El despacho obedece a una disponibilidad de plantas sujeta al criterio técnico del ICE
- La expansión de la red de transporte la establece el ICE.
- Los servicios complementarios los ofrece el ICE.

La actividad de generación está sujeta a diversas regulaciones, pues en Costa Rica esta actividad se considera como un servicio público (Artículo 5 de la Ley 7592). En la ley 7200 de Generación Eléctrica Autónoma o Paralela (y su reforma la Ley 7508) se establece que las empresas privadas que participen a través de ese marco legal solo pueden desarrollar proyectos renovables, de energía no convencional e hidroeléctricos de escala limitada. En este caso el incentivo previsto en esa ley para la promoción de proyectos consiste en otorgar a las empresas desarrolladoras las mismas exoneraciones que el ICE, en la importación de maquinaria y equipo para conducción de agua, así como para generar, controlar, regular, transformar y transmitir energía eléctrica.

En ausencia de un mercado competitivo, el mercado eléctrico costarricense no requiere de la figura de un administrador que coteje la oferta con la demanda y establezca las liquidaciones eléctricas.

La operación del despacho la ejerce el Centro de Control de Energía de (CENCE), una dependencia administrativa del ICE, que coordina el despacho tanto con las plantas de la entidad como con las otras plantas del país.

Sus principales funciones son:

- Pronóstico de demanda en el corto plazo
- Inventario de recursos (generación y transmisión) en el corto plazo
- El establecimiento del orden de mérito del despacho de carga según la disponibilidad de las plantas y los criterios técnicos del CENCE (capacidad de regulación de voltaje y frecuencia, costos con base en la sustitución futura de térmico).
- Comercialización de los excedentes del SEN en el mercado regional.
- La coordinación de la operación de centrales generadoras, líneas de transporte e interconexiones internacionales

- La maximización de la seguridad del SEN, garantizando el suministro y el abastecimiento de energía eléctrica.

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

En Costa Rica para la implantación de proyectos de energía renovable se debe fundar la compañía proyecto, la misma se debe registrar ante el Ministerio de Hacienda y cumplir con los porcentajes de mínimo capital social perteneciente a costarricenses (35 %).

Existe un trámite optativo que es la definición de no conflicto, es decir, que el ICE manifiesta que el proyecto propuesto no presenta conflicto con ningún proyecto del ICE ni de terceros. Para esto el interesado debe presentar un perfil indicando coordenadas y elevaciones de las principales obras, así como los nombre de los ríos que se pretende usar.

De no haber conflicto el interesado presentará un estudio de prefactibilidad ante el ICE con el propósito de obtener la declaratoria de elegibilidad.

Se debe elaborar un perfil ambiental para ser sometido a la SETENA, institución que proporcionará el alcance del estudio de impacto ambiental (EIA). Una vez realizado el EIA deberá ser sometido a la SETENA para su análisis, la cual normalmente hace solicitud de aclaraciones y ampliaciones antes de aprobarlo o rechazarlo. Con la aprobación se define al profesional responsable ambiental (regente) y se obtiene la viabilidad ambiental.

Optativamente se puede solicitar la declaratoria de interés público ante el MINAET que es importante ya que esto facilita algunos trámites.

Paralelamente al EIA se realiza el estudio de factibilidad donde se definen las principales variables del proyecto y se hace diseños funcionales del proyecto, el estudio de factibilidad debe ser aprobado por el ICE como requisito previo a la firma del contrato de compra venta de energía, además se debe acceder las tierras necesarias para la implementación del proyecto.

Con la factibilidad y el estudio de impacto ambiental aprobados, en caso de ser un proyecto hidroeléctrico, se solicita una concesión de fuerza hidráulica en el Departamento de Aguas del MINAET.

Posteriormente se debe obtener de la ARESEP la concesión de servicio público de generación.



Para la negociación y firma del contrato de compra venta de energía se debe contar, por lo menos, con la viabilidad ambiental aprobada por SETENA, el estudio de factibilidad aprobado por el ICE (esto incluye la definición del sitio de interconexión), la concesión de generación aprobada por ARESEP, la concesión de fuerza hidráulica aprobada por MINAET, si aplica, la garantía ambiental del 4% del valor del proyecto obra durante construcción y la propuesta de financiamiento.

En el caso de que el promotor no desee usar la tarifa de la industria eléctrica definida por la ARESEP para los contratos de compra venta de energía eléctrica del capítulo 1 de la ley 7200, debe solicitar una tarifa basada en el principio de servicio al costo al ente regulador antes de firmar en contrato respectivo.

Finalmente el contrato debe ser refrendado por el ente regulador. A partir de la firma del contrato se debe certificar anualmente la composición societaria de la compañía ante el ICE durante toda la vida del contrato. El detalle de los requisitos en cada caso se puede ver en el reglamento a la ley 7200<sup>38</sup>

Antes de la entrada en operación el ICE debe aprobar la interconexión y puesta en operación, se deben obtener permisos municipales y del Ministerio de Salud, además de presentar una garantía ambiental del 1% del valor del proyecto durante operación.

En opinión de personas relacionadas al sector de generación, el trámite de licencias y permisos para proyectos de pequeña escala en Costa Rica debería tomar de 3 a 5 años. Sin embargo, este estimado se hace con base a los plazos que requirieron los proyectos que se desarrollaron en los años 90. No hay certeza con respecto a los tiempos que se requerirá bajo los procedimientos que resulten de la normativa en proceso.

## 2.5 Conclusiones.

A pesar de que el país no ha tramitado una reforma al sector eléctrico, el nivel de cobertura eléctrica es actualmente superior al 99 %, y la generación con fuentes térmicas se mantuvo por debajo del 8% en el año 2008. Sin embargo hace varios años se discute la necesidad de una ley general de electricidad que ordene y le de rumbo al sector, especialmente después del período de racionamiento vivido en el verano del 2007, y la necesidad de alquilar, por cuatro años, plantas térmicas de emergencia (aproximadamente 230 MW) con un costo muy alto para los usuarios eléctricos.

Como lo reflejan las estadísticas de CEPAL, la participación de proyectos renovables menores a 20 MW (límite establecido por la Ley 7,200) ha sido importante en Costa Rica. Casi 30 plantas, la mayoría hidroeléctricas, pero también 3 eólicas (incluyendo las primeras instaladas en América Latina) y dos ingenios conforman ese grupo. Sin embargo todas ellas son previas a la interpretación que se dio en este país sobre el vacío de concesiones de fuerza hidráulica, llamativamente afectó a otros recursos, lográndose únicamente después del 2005 los incrementos de potencia de los ingenios.

En Costa Rica, desde agosto de 1996 con la promulgación de la ley de la ARESEP (No. 7593) existió una barrera de ingreso al mercado ligada a las concesiones de fuerzas hidráulicas. Quedó como vacío jurídico la designación del ente responsable de otorgarlas. Esto se resolvió a nivel legal en el mes de mayo del 2009 con la promulgación de la ley 8723 que crea el marco jurídico para el otorgamiento de concesiones de fuerza hidráulica. Los desarrolladores están a la espera de la reglamentación de esta ley. El efecto concreto de esta limitación es que, en el capítulo primero de la ley 7200 no se han logrado contratos nuevos por más de 10 años.

Desde el punto de vista de trámite existe gran incertidumbre en la forma en que el ICE asignará la prioridad de compra para los proyectos que soliciten elegibilidad amparados en la ley 7200. Anteriormente la forma de asignar prioridad era por al fecha de inicio del trámite, definiéndose un orden de primero en tiempo, primero en derecho. Este esquema fue eliminado por la Procuraduría General de la República de Costa Rica a través de un dictamen de carácter vinculante para la institución. Hasta la fecha no se ha propuesto una reglamentación a este aspecto del trámite, lo que introduce incertidumbre en cuanto a la forma en que se dará prioridad a los proyectos para negociar y firmar un contrato de compra venta.

Los aspectos tarifarios también son motivo de preocupación, pues de nuevo la Procuraduría General de la República de Costa Rica ha indicado que, al ser la actividad de generación un servicio público, los precios no pueden formar parte del contrato de compra venta de energía. Esto causa la imposibilidad de analizar los flujos financieros durante el plazo contractual pues no se puede efectuar proyecciones sobre el valor de la tarifa. Adicionalmente todavía se espera la resolución de la ARESEP sobre el modelo tarifario para la industria, que tendrá una primera indicación para las plantas

<sup>38</sup> Decreto No. 20346-MIRENEM, Reglamento a Ley de la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, <http://www.aresp.go.cr/docs/Reglamento%20Ley%207508.pdf>

existentes que están renegociando contratos. Aún no se ha definido el procedimiento mediante el cual la ARESEP resolverá las tarifas basado en un modelo tarifario para la industria eléctrica en el caso de nuevos aprovechamientos renovables. Sus funcionarios han indicado que existe la posibilidad de una fijación individual que resuelven como una tarifa tope basada en los costos individuales y una utilidad razonable a consideración del ente regulador, para que vaya a negociar ese nivel hacia abajo con el comprador único.

Las servidumbres y derechos de paso presentan barreras importantes en el desarrollo de proyectos renovables, asociados a reclamos sociales y ambientales de las comunidades aledañas a los proyectos. Este fenómeno no es exclusivo de un sector o una institución, sino que se ha convertido en un problema de índole general.

Existen otros espacios en donde ha sido posible la contratación de plantas de energía renovable, bajo el esquema denominado BOT, en donde el inversionista participa en una licitación, y si es adjudicado, desarrolla, construye y opera el proyecto con un contrato de 20 años, traspasando el bien al ICE al final del contrato. Además existe la modalidad de fideicomisos, en donde el inversionista participa de manera pasiva comprando títulos. Igualmente las empresas municipales y cooperativas de electrificación rural desarrollan proyectos renovables. En la gran mayoría de los casos se promueven proyectos de capacidad instalada superior a los 10 MW.

Los incentivos para los proyectos renovables con participación privada en Costa Rica son exiguos, limitándose a las mismas exoneraciones que el Instituto Costarricense de Electricidad, en la importación de maquinaria y equipo para conducción de agua, así como para “turbinar”, generar, controlar, regular, transformar y transmitir energía eléctrica (art. 7 de la ley 7200). Sin embargo los empresarios han indicado que eso no es de tanta trascendencia como la claridad en las reglas de participación.

Los desarrolladores de proyectos han vivido experiencias complicadas en la promoción de la energía renovable, tanto a nivel legislativo como institucional. Ha sido necesario en el caso de Costa Rica trabajar en la restauración de un régimen de concesiones de fuerza hidráulica, procurar una propuesta tarifaria satisfactoria para todos los actores, negociar contratos con el comprador único y destrabar los numerosos trámites administrativos de esta actividad. La promo-

ción 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 Costa Rica este papel de apoyo lo efectúa la Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE).

El plan de expansión de la generación, elaborado por el ICE, deja espacios para la participación de algunos bloques de energía, por lo que se plantea como necesario una revisión de la política pública para incorporar mayores aportes del sector privado a la generación. Por ahora los desarrolladores esperan la aclaración de los temas asociados a la tarifa y a los trámites de selección de proyectos y negociación de contrato con el ICE. Igualmente hay expectativa por una posible presentación de un texto de Ley General de Electricidad que el Ejecutivo envíe a la Asamblea Legislativa en los próximos meses.



### 3. COSTOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS DE LA ENERGÍA EN COSTA RICA

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>39</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.

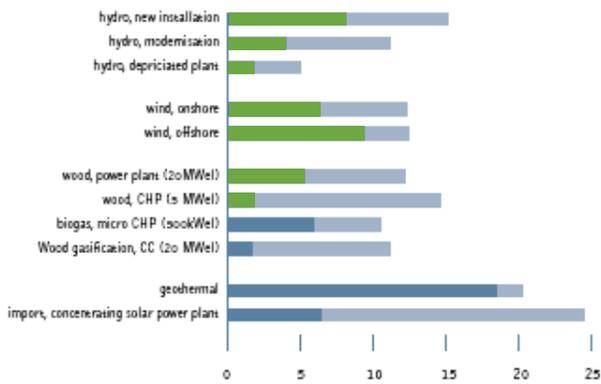
En relación a tecnologías de generación fósil, a nivel internacional se manejan diversas tendencias tecnológicas que se presentan en la Tabla 3.1. La tabla incluye tendencias de información sobre generadores a base de carbón, combustible petrolero líquido y ciclos combinados de gas.

**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  |
|  | Emisiones 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 |
|  | Emisiones 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 |
|  | Emisiones de CO2 (g/KWh)  | 348   | 336  | 325  |

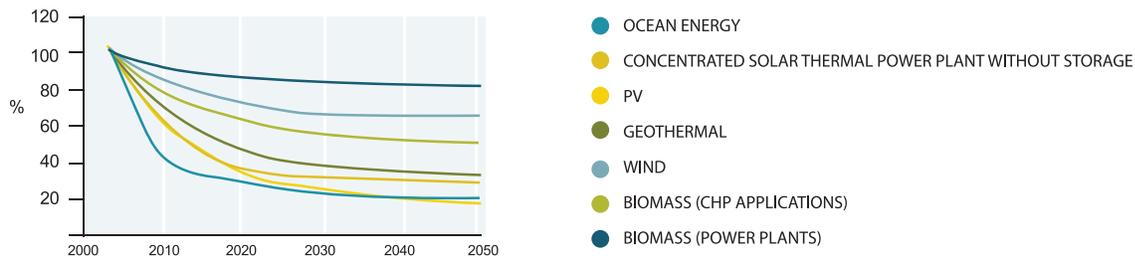
<sup>39</sup> Fuente: EREC/Greenpeace. Energy evolution: a Sustainable Energy Outlook. Enero, 2007.

**FIG. 3.1 Rangos de costos de generación eléctrica de tecnologías renovables a nivel internacional** <sup>40</sup>



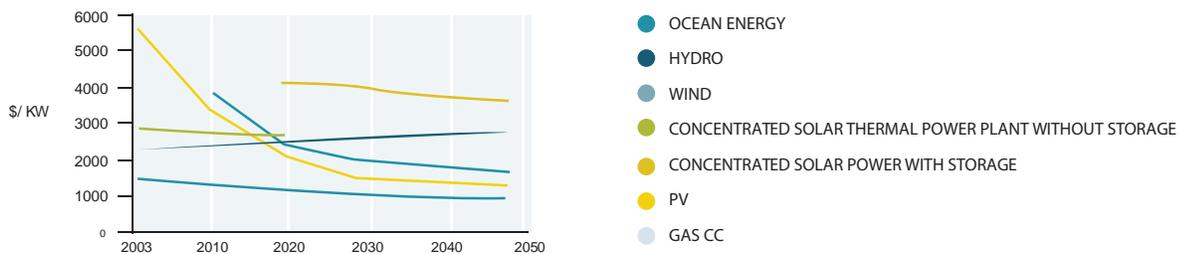
La Figura 3.1 presenta las tendencias actuales observadas para distintas tecnologías de generación renovable observadas en Europa, mostrándose en el diagrama el rango que puede llegar a tener el costo de generación eléctrica tomando en cuenta las diversas condiciones de recursos disponibles para la generación 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>41</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 (normalizado a costos actuales)** <sup>42</sup>



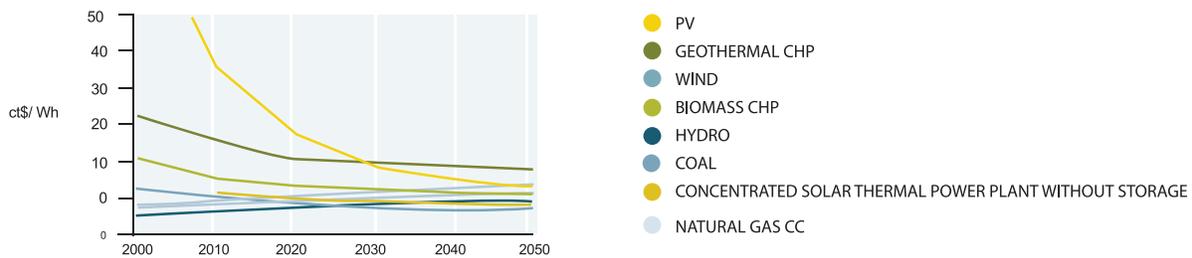
La Figura 3.3 presenta curvas previstas de aprendizaje de costos de inversión en US\$/KW instalado para diversas tecnologías renovables en el mundo.

<sup>40</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>41</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>42</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>43</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 Costa Rica

El objetivo de este análisis es presentar las tendencias actuales de los costos de producción de energía para diferentes tecnologías “viables” en Costa Rica.

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 Costa Rica.

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 Costa Rica 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 Costa Rica.
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.

<sup>43</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.

Las premisas comunes del análisis en Costa Rica son:

1. Los diversos niveles de costos de inversión por tipo de tecnología, administración, seguros, operación y mantenimiento, se especifican con nivel de precios 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.
2. 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).
3. 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).
4. 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).
5. La tasa de interés del préstamo se valora en 10% anual (basada en tendencias recientemente observadas en la región centroamericana).
6. El costo de inversión incluye estudios, terrenos, intereses de construcción, impuesto de construcción, gastos legales, supervisión, entre otros.
7. 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.
8. El impuesto de la renta es 30%, según el artículo 15 de la Ley 7092.
9. El impuesto a los dividendos 15%, según al artículo 18 de la Ley 7092, este impuesto puede bajar al 5% para empresa cuyas acciones se inscriban en Bolsa reconocida, para efectos de este estudio esto no se consideró debido a que el tamaño del proyecto hace poco atractivo inscribir las acciones.
10. El efecto combinado de los impuestos anteriores es 40.5%.
11. Para las centrales que utilizan combustibles fósiles y la geotérmica existe limitaciones legales que no permiten que el sector privado pueda hacer desarrollos, por lo que para estas tecnologías se usó como tasa de descuento el costo social del dinero, para Costa Rica este valor se estima en 12%.
12. Para las centrales hidroeléctricas, eólicas y de bio-

masa 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:

$$K_e = K_L + \beta_d * (K_M - K_L) + R_P + R_{Proy}$$

Donde:

$K_e$ : Costo de capital del inversionista.

$K_L$ : Tasa libre de riesgo.

$\beta_d$ : Beta desapalancada de la inversión como medida del riesgo sistemático.

$(K_M - K_L)$ : Premium por riesgo

$R_P$ : Riesgo país.

$R_{Proy}$ : 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 el dólar, se usaron 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/rankingsRankCC-MaGlobal09/globalRanking.asp~startIdx--10>

Para Costa Rica 52,1, fuente:

<http://www.iimagazine.com/Rankings/RankingsCountryCredit.aspx?src=http://www.iimagazinerankings.com/rankingsRankCC-MaGlobal09/globalRanking.asp~startIdx--60>

$$R_p = (E_{UU} / -CRC - 1) * K_L$$

$$R_p = (88,0 / 52,1 - 1) * 4,22\%$$

$$R_p = 2.91\%$$



- Para el riesgo proyecto (RProy) 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 Costa Rica podría estar alrededor del 13.8%.

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

**TABLA 3.2 Premisas de análisis de plantas de generación en base a combustibles fósiles**

| Atributo de la tecnología de generación / Tecnología de generación | Turbina de gas | Ciclo combinado | Motor de media velocidad | Carbón       |
|--|----------------|-----------------|--------------------------|--------------|
| 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.

**TABLA 3.3 Premisas de análisis de plantas de generación renovables**

| Atributo de la tecnología de generación / Tecnología de generación | Geotermia | Hidroelectricidad | Eólica | Biomasa |
|--|-----------|-------------------|--------|---------|
| 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 Costa Rica:

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 con turbinas de gas en Costa Rica**

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
CASO TURBINA DE 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 \$/l | IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/l | TOTAL COMBUSTIBLE \$/l | EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/l | COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh | COSTO VARIABLE OYM \$/kWh | COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh | COSTO TOTAL \$/kWh |
| 50%              | 4,380                | 1,100           | 147                | 13                   |                         | 160                 | 0.0365                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 2.99                         | 0.1945                   | 0.0063                    | 0.2008                      | 0.2372             |
| 70%              | 6,132                | 1,100           | 147                | 13                   |                         | 160                 | 0.0261                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 2.99                         | 0.1945                   | 0.0063                    | 0.2008                      | 0.2268             |
| 90%              | 7,884                | 1,100           | 147                | 13                   |                         | 160                 | 0.0203                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 2.99                         | 0.1945                   | 0.0063                    | 0.2008                      | 0.2210             |
| 50%              | 4,380                | 1,200           | 161                | 13                   |                         | 173                 | 0.0395                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 2.99                         | 0.1945                   | 0.0063                    | 0.2008                      | 0.2403             |
| 70%              | 6,132                | 1,200           | 161                | 13                   |                         | 173                 | 0.0282                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 2.99                         | 0.1945                   | 0.0063                    | 0.2008                      | 0.2290             |
| 90%              | 7,884                | 1,200           | 161                | 13                   |                         | 173                 | 0.0220                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 2.99                         | 0.1945                   | 0.0063                    | 0.2008                      | 0.2227             |
| 50%              | 4,380                | 1,300           | 174                | 13                   |                         | 187                 | 0.0426                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 2.99                         | 0.1945                   | 0.0063                    | 0.2008                      | 0.2433             |
| 70%              | 6,132                | 1,300           | 174                | 13                   |                         | 187                 | 0.0304                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 2.99                         | 0.1945                   | 0.0063                    | 0.2008                      | 0.2312             |
| 90%              | 7,884                | 1,300           | 174                | 13                   |                         | 187                 | 0.0237                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 2.99                         | 0.1945                   | 0.0063                    | 0.2008                      | 0.2244             |
| 50%              | 4,380                | 1,100           | 147                | 13                   |                         | 160                 | 0.0365                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 2.99                         | 0.2112                   | 0.0063                    | 0.2175                      | 0.2540             |
| 70%              | 6,132                | 1,100           | 147                | 13                   |                         | 160                 | 0.0261                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 2.99                         | 0.2112                   | 0.0063                    | 0.2175                      | 0.2435             |
| 90%              | 7,884                | 1,100           | 147                | 13                   |                         | 160                 | 0.0203                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 2.99                         | 0.2112                   | 0.0063                    | 0.2175                      | 0.2377             |
| 50%              | 4,380                | 1,200           | 161                | 13                   |                         | 173                 | 0.0395                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 2.99                         | 0.2112                   | 0.0063                    | 0.2175                      | 0.2570             |
| 70%              | 6,132                | 1,200           | 161                | 13                   |                         | 173                 | 0.0282                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 2.99                         | 0.2112                   | 0.0063                    | 0.2175                      | 0.2457             |
| 90%              | 7,884                | 1,200           | 161                | 13                   |                         | 173                 | 0.0220                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 2.99                         | 0.2112                   | 0.0063                    | 0.2175                      | 0.2394             |
| 50%              | 4,380                | 1,300           | 174                | 13                   |                         | 187                 | 0.0426                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 2.99                         | 0.2112                   | 0.0063                    | 0.2175                      | 0.2601             |
| 70%              | 6,132                | 1,300           | 174                | 13                   |                         | 187                 | 0.0304                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 2.99                         | 0.2112                   | 0.0063                    | 0.2175                      | 0.2479             |
| 90%              | 7,884                | 1,300           | 174                | 13                   |                         | 187                 | 0.0237                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 2.99                         | 0.2112                   | 0.0063                    | 0.2175                      | 0.2411             |
| 50%              | 4,380                | 1,100           | 147                | 13                   |                         | 160                 | 0.0365                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 2.99                         | 0.2280                   | 0.0063                    | 0.2342                      | 0.2707             |
| 70%              | 6,132                | 1,100           | 147                | 13                   |                         | 160                 | 0.0261                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 2.99                         | 0.2280                   | 0.0063                    | 0.2342                      | 0.2603             |
| 90%              | 7,884                | 1,100           | 147                | 13                   |                         | 160                 | 0.0203                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 2.99                         | 0.2280                   | 0.0063                    | 0.2342                      | 0.2545             |
| 50%              | 4,380                | 1,200           | 161                | 13                   |                         | 173                 | 0.0395                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 2.99                         | 0.2280                   | 0.0063                    | 0.2342                      | 0.2737             |
| 70%              | 6,132                | 1,200           | 161                | 13                   |                         | 173                 | 0.0282                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 2.99                         | 0.2280                   | 0.0063                    | 0.2342                      | 0.2624             |
| 90%              | 7,884                | 1,200           | 161                | 13                   |                         | 173                 | 0.0220                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 2.99                         | 0.2280                   | 0.0063                    | 0.2342                      | 0.2562             |
| 50%              | 4,380                | 1,300           | 174                | 13                   |                         | 187                 | 0.0426                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 2.99                         | 0.2280                   | 0.0063                    | 0.2342                      | 0.2768             |
| 70%              | 6,132                | 1,300           | 174                | 13                   |                         | 187                 | 0.0304                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 2.99                         | 0.2280                   | 0.0063                    | 0.2342                      | 0.2646             |
| 90%              | 7,884                | 1,300           | 174                | 13                   |                         | 187                 | 0.0237                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 2.99                         | 0.2280                   | 0.0063                    | 0.2342                      | 0.2579             |



Tabla 3.5

## Costos de generación con planta de ciclo combinado en Costa Rica

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 | EFEECTO IMPUESTOS \$/kW | COSTO FIJO TOTAL \$ | COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh | COSTO COMBUSTIBLE \$/t | IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/t | TOTAL COMBUSTIBLE \$/t | EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/t | COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh | COSTO VARIABLE OYM \$/kWh | COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh | COSTO TOTAL \$/kWh |
| 80%              | 7,008                | 1,400           | 187                | 25                   |                         | 212                 | 0.0303                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 4.61                         | 0.1262                   | 0.0063                    | 0.1324                      | 0.1627             |
| 85%              | 7,446                | 1,400           | 187                | 25                   |                         | 212                 | 0.0285                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 4.61                         | 0.1262                   | 0.0063                    | 0.1324                      | 0.1609             |
| 90%              | 7,884                | 1,400           | 187                | 25                   |                         | 212                 | 0.0269                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 4.61                         | 0.1262                   | 0.0063                    | 0.1324                      | 0.1594             |
| 80%              | 7,008                | 1,500           | 201                | 25                   |                         | 226                 | 0.0322                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 4.61                         | 0.1262                   | 0.0063                    | 0.1324                      | 0.1646             |
| 85%              | 7,446                | 1,500           | 201                | 25                   |                         | 226                 | 0.0303                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 4.61                         | 0.1262                   | 0.0063                    | 0.1324                      | 0.1627             |
| 90%              | 7,884                | 1,500           | 201                | 25                   |                         | 226                 | 0.0286                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 4.61                         | 0.1262                   | 0.0063                    | 0.1324                      | 0.1610             |
| 80%              | 7,008                | 1,600           | 214                | 25                   |                         | 239                 | 0.0341                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 4.61                         | 0.1262                   | 0.0063                    | 0.1324                      | 0.1665             |
| 85%              | 7,446                | 1,600           | 214                | 25                   |                         | 239                 | 0.0321                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 4.61                         | 0.1262                   | 0.0063                    | 0.1324                      | 0.1645             |
| 90%              | 7,884                | 1,600           | 214                | 25                   |                         | 239                 | 0.0303                     | 0.40                   | 0.18                      | 0.58                   | 4.61                         | 0.1262                   | 0.0063                    | 0.1324                      | 0.1627             |
| 80%              | 7,008                | 1,400           | 187                | 25                   |                         | 212                 | 0.0303                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 4.61                         | 0.1370                   | 0.0063                    | 0.1433                      | 0.1736             |
| 85%              | 7,446                | 1,400           | 187                | 25                   |                         | 212                 | 0.0285                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 4.61                         | 0.1370                   | 0.0063                    | 0.1433                      | 0.1718             |
| 90%              | 7,884                | 1,400           | 187                | 25                   |                         | 212                 | 0.0269                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 4.61                         | 0.1370                   | 0.0063                    | 0.1433                      | 0.1702             |
| 80%              | 7,008                | 1,500           | 201                | 25                   |                         | 226                 | 0.0322                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 4.61                         | 0.1370                   | 0.0063                    | 0.1433                      | 0.1755             |
| 85%              | 7,446                | 1,500           | 201                | 25                   |                         | 226                 | 0.0303                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 4.61                         | 0.1370                   | 0.0063                    | 0.1433                      | 0.1736             |
| 90%              | 7,884                | 1,500           | 201                | 25                   |                         | 226                 | 0.0286                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 4.61                         | 0.1370                   | 0.0063                    | 0.1433                      | 0.1719             |
| 80%              | 7,008                | 1,600           | 214                | 25                   |                         | 239                 | 0.0341                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 4.61                         | 0.1370                   | 0.0063                    | 0.1433                      | 0.1774             |
| 85%              | 7,446                | 1,600           | 214                | 25                   |                         | 239                 | 0.0321                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 4.61                         | 0.1370                   | 0.0063                    | 0.1433                      | 0.1754             |
| 90%              | 7,884                | 1,600           | 214                | 25                   |                         | 239                 | 0.0303                     | 0.45                   | 0.18                      | 0.63                   | 4.61                         | 0.1370                   | 0.0063                    | 0.1433                      | 0.1736             |
| 80%              | 7,008                | 1,400           | 187                | 25                   |                         | 212                 | 0.0303                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 4.61                         | 0.1478                   | 0.0063                    | 0.1541                      | 0.1844             |
| 85%              | 7,446                | 1,400           | 187                | 25                   |                         | 212                 | 0.0285                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 4.61                         | 0.1478                   | 0.0063                    | 0.1541                      | 0.1826             |
| 90%              | 7,884                | 1,400           | 187                | 25                   |                         | 212                 | 0.0269                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 4.61                         | 0.1478                   | 0.0063                    | 0.1541                      | 0.1810             |
| 80%              | 7,008                | 1,500           | 201                | 25                   |                         | 226                 | 0.0322                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 4.61                         | 0.1478                   | 0.0063                    | 0.1541                      | 0.1863             |
| 85%              | 7,446                | 1,500           | 201                | 25                   |                         | 226                 | 0.0303                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 4.61                         | 0.1478                   | 0.0063                    | 0.1541                      | 0.1844             |
| 90%              | 7,884                | 1,500           | 201                | 25                   |                         | 226                 | 0.0286                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 4.61                         | 0.1478                   | 0.0063                    | 0.1541                      | 0.1827             |
| 80%              | 7,008                | 1,600           | 214                | 25                   |                         | 239                 | 0.0341                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 4.61                         | 0.1478                   | 0.0063                    | 0.1541                      | 0.1882             |
| 85%              | 7,446                | 1,600           | 214                | 25                   |                         | 239                 | 0.0321                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 4.61                         | 0.1478                   | 0.0063                    | 0.1541                      | 0.1862             |
| 90%              | 7,884                | 1,600           | 214                | 25                   |                         | 239                 | 0.0303                     | 0.50                   | 0.18                      | 0.68                   | 4.61                         | 0.1478                   | 0.0063                    | 0.1541                      | 0.1844             |

**Tabla 3.6**

**Costos de generación con motores térmicos de media velocidad en Costa Rica**

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 | EFEECTO 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                | 1,500           | 191                | 48                   |                         | 239                 | 0.0546                     | 0.30                    | 0.03                       | 0.33                    | 4.48                          | 0.0738                   | 0.0094                    | 0.0832                      | 0.1378             |
| 70%              | 6,132                | 1,500           | 191                | 48                   |                         | 239                 | 0.0390                     | 0.30                    | 0.03                       | 0.33                    | 4.48                          | 0.0738                   | 0.0094                    | 0.0832                      | 0.1222             |
| 90%              | 7,884                | 1,500           | 191                | 48                   |                         | 239                 | 0.0303                     | 0.30                    | 0.03                       | 0.33                    | 4.48                          | 0.0738                   | 0.0094                    | 0.0832                      | 0.1135             |
| 50%              | 4,380                | 1,600           | 204                | 48                   |                         | 252                 | 0.0575                     | 0.30                    | 0.03                       | 0.33                    | 4.48                          | 0.0738                   | 0.0094                    | 0.0832                      | 0.1407             |
| 70%              | 6,132                | 1,600           | 204                | 48                   |                         | 252                 | 0.0411                     | 0.30                    | 0.03                       | 0.33                    | 4.48                          | 0.0738                   | 0.0094                    | 0.0832                      | 0.1243             |
| 90%              | 7,884                | 1,600           | 204                | 48                   |                         | 252                 | 0.0320                     | 0.30                    | 0.03                       | 0.33                    | 4.48                          | 0.0738                   | 0.0094                    | 0.0832                      | 0.1152             |
| 50%              | 4,380                | 1,700           | 217                | 48                   |                         | 265                 | 0.0604                     | 0.30                    | 0.03                       | 0.33                    | 4.48                          | 0.0738                   | 0.0094                    | 0.0832                      | 0.1436             |
| 70%              | 6,132                | 1,700           | 217                | 48                   |                         | 265                 | 0.0432                     | 0.30                    | 0.03                       | 0.33                    | 4.48                          | 0.0738                   | 0.0094                    | 0.0832                      | 0.1264             |
| 90%              | 7,884                | 1,700           | 217                | 48                   |                         | 265                 | 0.0336                     | 0.30                    | 0.03                       | 0.33                    | 4.48                          | 0.0738                   | 0.0094                    | 0.0832                      | 0.1168             |
| 50%              | 4,380                | 1,500           | 191                | 48                   |                         | 239                 | 0.0546                     | 0.35                    | 0.03                       | 0.38                    | 4.48                          | 0.0850                   | 0.0094                    | 0.0944                      | 0.1490             |
| 70%              | 6,132                | 1,500           | 191                | 48                   |                         | 239                 | 0.0390                     | 0.35                    | 0.03                       | 0.38                    | 4.48                          | 0.0850                   | 0.0094                    | 0.0944                      | 0.1334             |
| 90%              | 7,884                | 1,500           | 191                | 48                   |                         | 239                 | 0.0303                     | 0.35                    | 0.03                       | 0.38                    | 4.48                          | 0.0850                   | 0.0094                    | 0.0944                      | 0.1247             |
| 50%              | 4,380                | 1,600           | 204                | 48                   |                         | 252                 | 0.0575                     | 0.35                    | 0.03                       | 0.38                    | 4.48                          | 0.0850                   | 0.0094                    | 0.0944                      | 0.1519             |
| 70%              | 6,132                | 1,600           | 204                | 48                   |                         | 252                 | 0.0411                     | 0.35                    | 0.03                       | 0.38                    | 4.48                          | 0.0850                   | 0.0094                    | 0.0944                      | 0.1354             |
| 90%              | 7,884                | 1,600           | 204                | 48                   |                         | 252                 | 0.0320                     | 0.35                    | 0.03                       | 0.38                    | 4.48                          | 0.0850                   | 0.0094                    | 0.0944                      | 0.1263             |
| 50%              | 4,380                | 1,700           | 217                | 48                   |                         | 265                 | 0.0604                     | 0.35                    | 0.03                       | 0.38                    | 4.48                          | 0.0850                   | 0.0094                    | 0.0944                      | 0.1548             |
| 70%              | 6,132                | 1,700           | 217                | 48                   |                         | 265                 | 0.0432                     | 0.35                    | 0.03                       | 0.38                    | 4.48                          | 0.0850                   | 0.0094                    | 0.0944                      | 0.1375             |
| 90%              | 7,884                | 1,700           | 217                | 48                   |                         | 265                 | 0.0336                     | 0.35                    | 0.03                       | 0.38                    | 4.48                          | 0.0850                   | 0.0094                    | 0.0944                      | 0.1279             |
| 50%              | 4,380                | 1,500           | 191                | 48                   |                         | 239                 | 0.0546                     | 0.40                    | 0.03                       | 0.43                    | 4.48                          | 0.0961                   | 0.0094                    | 0.1055                      | 0.1601             |
| 70%              | 6,132                | 1,500           | 191                | 48                   |                         | 239                 | 0.0390                     | 0.40                    | 0.03                       | 0.43                    | 4.48                          | 0.0961                   | 0.0094                    | 0.1055                      | 0.1445             |
| 90%              | 7,884                | 1,500           | 191                | 48                   |                         | 239                 | 0.0303                     | 0.40                    | 0.03                       | 0.43                    | 4.48                          | 0.0961                   | 0.0094                    | 0.1055                      | 0.1359             |
| 50%              | 4,380                | 1,600           | 204                | 48                   |                         | 252                 | 0.0575                     | 0.40                    | 0.03                       | 0.43                    | 4.48                          | 0.0961                   | 0.0094                    | 0.1055                      | 0.1630             |
| 70%              | 6,132                | 1,600           | 204                | 48                   |                         | 252                 | 0.0411                     | 0.40                    | 0.03                       | 0.43                    | 4.48                          | 0.0961                   | 0.0094                    | 0.1055                      | 0.1466             |
| 90%              | 7,884                | 1,600           | 204                | 48                   |                         | 252                 | 0.0320                     | 0.40                    | 0.03                       | 0.43                    | 4.48                          | 0.0961                   | 0.0094                    | 0.1055                      | 0.1375             |
| 50%              | 4,380                | 1,700           | 217                | 48                   |                         | 265                 | 0.0604                     | 0.40                    | 0.03                       | 0.43                    | 4.48                          | 0.0961                   | 0.0094                    | 0.1055                      | 0.1660             |
| 70%              | 6,132                | 1,700           | 217                | 48                   |                         | 265                 | 0.0432                     | 0.40                    | 0.03                       | 0.43                    | 4.48                          | 0.0961                   | 0.0094                    | 0.1055                      | 0.1487             |
| 90%              | 7,884                | 1,700           | 217                | 48                   |                         | 265                 | 0.0336                     | 0.40                    | 0.03                       | 0.43                    | 4.48                          | 0.0961                   | 0.0094                    | 0.1055                      | 0.1391             |



**Tabla 3.7 Costos de generación con carbón en Costa Rica**

 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
**CASO CARBON**  
 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 | EFEECTO IMPUESTOS \$/kW | COSTO FIJO TOTAL \$ | COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh | COSTO COMBUSTIBLE \$/t | IMPUESTO COMBUSTIBLE \$/t | TOTAL COMBUSTIBLE \$/t | EFICIENCIA COMBUSTIBLE kWh/t | COSTO COMBUSTIBLE \$/kWh | COSTO VARIABLE OYM \$/kWh | COSTO VARIABLE TOTAL \$/kWh | COSTO TOTAL \$/kWh |
| 70%              | 6,132                | 2,500           | 319                | 80                   |                         | 399                 | 0.0650                     | 0.10                   |                           | 0.10                   | 2.53                         | 0.0395                   | 0.0094                    | 0.0489                      | 0.1139             |
| 80%              | 7,008                | 2,500           | 319                | 80                   |                         | 399                 | 0.0569                     | 0.10                   |                           | 0.10                   | 2.53                         | 0.0395                   | 0.0094                    | 0.0489                      | 0.1058             |
| 90%              | 7,884                | 2,500           | 319                | 80                   |                         | 399                 | 0.0506                     | 0.10                   |                           | 0.10                   | 2.53                         | 0.0395                   | 0.0094                    | 0.0489                      | 0.0995             |
| 70%              | 6,132                | 2,700           | 344                | 80                   |                         | 424                 | 0.0692                     | 0.10                   |                           | 0.10                   | 2.53                         | 0.0395                   | 0.0094                    | 0.0489                      | 0.1181             |
| 80%              | 7,008                | 2,700           | 344                | 80                   |                         | 424                 | 0.0605                     | 0.10                   |                           | 0.10                   | 2.53                         | 0.0395                   | 0.0094                    | 0.0489                      | 0.1094             |
| 90%              | 7,884                | 2,700           | 344                | 80                   |                         | 424                 | 0.0538                     | 0.10                   |                           | 0.10                   | 2.53                         | 0.0395                   | 0.0094                    | 0.0489                      | 0.1027             |
| 70%              | 6,132                | 2,900           | 370                | 80                   |                         | 450                 | 0.0733                     | 0.10                   |                           | 0.10                   | 2.53                         | 0.0395                   | 0.0094                    | 0.0489                      | 0.1222             |
| 80%              | 7,008                | 2,900           | 370                | 80                   |                         | 450                 | 0.0642                     | 0.10                   |                           | 0.10                   | 2.53                         | 0.0395                   | 0.0094                    | 0.0489                      | 0.1131             |
| 90%              | 7,884                | 2,900           | 370                | 80                   |                         | 450                 | 0.0570                     | 0.10                   |                           | 0.10                   | 2.53                         | 0.0395                   | 0.0094                    | 0.0489                      | 0.1059             |
| 70%              | 6,132                | 2,500           | 319                | 80                   |                         | 399                 | 0.0650                     | 0.12                   |                           | 0.12                   | 2.53                         | 0.0474                   | 0.0094                    | 0.0568                      | 0.1218             |
| 80%              | 7,008                | 2,500           | 319                | 80                   |                         | 399                 | 0.0569                     | 0.12                   |                           | 0.12                   | 2.53                         | 0.0474                   | 0.0094                    | 0.0568                      | 0.1137             |
| 90%              | 7,884                | 2,500           | 319                | 80                   |                         | 399                 | 0.0506                     | 0.12                   |                           | 0.12                   | 2.53                         | 0.0474                   | 0.0094                    | 0.0568                      | 0.1074             |
| 70%              | 6,132                | 2,700           | 344                | 80                   |                         | 424                 | 0.0692                     | 0.12                   |                           | 0.12                   | 2.53                         | 0.0474                   | 0.0094                    | 0.0568                      | 0.1260             |
| 80%              | 7,008                | 2,700           | 344                | 80                   |                         | 424                 | 0.0605                     | 0.12                   |                           | 0.12                   | 2.53                         | 0.0474                   | 0.0094                    | 0.0568                      | 0.1173             |
| 90%              | 7,884                | 2,700           | 344                | 80                   |                         | 424                 | 0.0538                     | 0.12                   |                           | 0.12                   | 2.53                         | 0.0474                   | 0.0094                    | 0.0568                      | 0.1106             |
| 70%              | 6,132                | 2,900           | 370                | 80                   |                         | 450                 | 0.0733                     | 0.12                   |                           | 0.12                   | 2.53                         | 0.0474                   | 0.0094                    | 0.0568                      | 0.1302             |
| 80%              | 7,008                | 2,900           | 370                | 80                   |                         | 450                 | 0.0642                     | 0.12                   |                           | 0.12                   | 2.53                         | 0.0474                   | 0.0094                    | 0.0568                      | 0.1210             |
| 90%              | 7,884                | 2,900           | 370                | 80                   |                         | 450                 | 0.0570                     | 0.12                   |                           | 0.12                   | 2.53                         | 0.0474                   | 0.0094                    | 0.0568                      | 0.1139             |
| 70%              | 6,132                | 2,500           | 319                | 80                   |                         | 399                 | 0.0650                     | 0.14                   |                           | 0.14                   | 2.53                         | 0.0553                   | 0.0094                    | 0.0647                      | 0.1297             |
| 80%              | 7,008                | 2,500           | 319                | 80                   |                         | 399                 | 0.0569                     | 0.14                   |                           | 0.14                   | 2.53                         | 0.0553                   | 0.0094                    | 0.0647                      | 0.1216             |
| 90%              | 7,884                | 2,500           | 319                | 80                   |                         | 399                 | 0.0506                     | 0.14                   |                           | 0.14                   | 2.53                         | 0.0553                   | 0.0094                    | 0.0647                      | 0.1153             |
| 70%              | 6,132                | 2,700           | 344                | 80                   |                         | 424                 | 0.0692                     | 0.14                   |                           | 0.14                   | 2.53                         | 0.0553                   | 0.0094                    | 0.0647                      | 0.1339             |
| 80%              | 7,008                | 2,700           | 344                | 80                   |                         | 424                 | 0.0605                     | 0.14                   |                           | 0.14                   | 2.53                         | 0.0553                   | 0.0094                    | 0.0647                      | 0.1252             |
| 90%              | 7,884                | 2,700           | 344                | 80                   |                         | 424                 | 0.0538                     | 0.14                   |                           | 0.14                   | 2.53                         | 0.0553                   | 0.0094                    | 0.0647                      | 0.1185             |
| 70%              | 6,132                | 2,900           | 370                | 80                   |                         | 450                 | 0.0733                     | 0.14                   |                           | 0.14                   | 2.53                         | 0.0553                   | 0.0094                    | 0.0647                      | 0.1381             |
| 80%              | 7,008                | 2,900           | 370                | 80                   |                         | 450                 | 0.0642                     | 0.14                   |                           | 0.14                   | 2.53                         | 0.0553                   | 0.0094                    | 0.0647                      | 0.1289             |
| 90%              | 7,884                | 2,900           | 370                | 80                   |                         | 450                 | 0.0570                     | 0.14                   |                           | 0.14                   | 2.53                         | 0.0553                   | 0.0094                    | 0.0647                      | 0.1218             |

**TABLA 3.8**
**Costos de generación para geotermia en Costa Rica**

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 | EFECTO IMPUESTOS \$/kW | COSTO FIJO TOTAL \$ | COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh | COSTO TOTAL \$/kWh |
| 85%              | 7,446                | 4,000           | 510                | 50                   |                        | 560                 | 0.0752                     | 0.0752             |
| 90%              | 7,884                | 4,000           | 510                | 50                   |                        | 560                 | 0.0710                     | 0.0710             |
| 95%              | 8,322                | 4,000           | 510                | 50                   |                        | 560                 | 0.0673                     | 0.0673             |
| 85%              | 7,446                | 4,100           | 523                | 50                   |                        | 573                 | 0.0769                     | 0.0769             |
| 90%              | 7,884                | 4,100           | 523                | 50                   |                        | 573                 | 0.0726                     | 0.0726             |
| 95%              | 8,322                | 4,100           | 523                | 50                   |                        | 573                 | 0.0688                     | 0.0688             |
| 85%              | 7,446                | 4,200           | 535                | 50                   |                        | 585                 | 0.0786                     | 0.0786             |
| 90%              | 7,884                | 4,200           | 535                | 50                   |                        | 585                 | 0.0743                     | 0.0743             |
| 95%              | 8,322                | 4,200           | 535                | 50                   |                        | 585                 | 0.0704                     | 0.0704             |
| 85%              | 7,446                | 4,300           | 548                | 50                   |                        | 598                 | 0.0803                     | 0.0803             |
| 90%              | 7,884                | 4,300           | 548                | 50                   |                        | 598                 | 0.0759                     | 0.0759             |
| 95%              | 8,322                | 4,300           | 548                | 50                   |                        | 598                 | 0.0719                     | 0.0719             |
| 85%              | 7,446                | 4,400           | 561                | 50                   |                        | 611                 | 0.0821                     | 0.0821             |
| 90%              | 7,884                | 4,400           | 561                | 50                   |                        | 611                 | 0.0775                     | 0.0775             |
| 95%              | 8,322                | 4,400           | 561                | 50                   |                        | 611                 | 0.0734                     | 0.0734             |
| 85%              | 7,446                | 4,500           | 574                | 50                   |                        | 624                 | 0.0838                     | 0.0838             |
| 90%              | 7,884                | 4,500           | 574                | 50                   |                        | 624                 | 0.0791                     | 0.0791             |
| 95%              | 8,322                | 4,500           | 574                | 50                   |                        | 624                 | 0.0750                     | 0.0750             |

**TABLA 3.9**
**Costos de generación para energía Hidroeléctrica en Costa Rica**

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 | EFECTO IMPUESTOS \$/kW | COSTO FIJO TOTAL \$ | COSTO FIJO UNITARIO \$/kWh | COSTO TOTAL \$/kWh |
| 50%              | 4,380                | 2,000           | 282                | 102                  | 76                     | 460                 | 0.1050                     | 0.1050             |
| 60%              | 5,256                | 2,000           | 282                | 102                  | 76                     | 460                 | 0.0875                     | 0.0875             |
| 70%              | 6,132                | 2,000           | 282                | 102                  | 76                     | 460                 | 0.0750                     | 0.0750             |
| 50%              | 4,380                | 2,200           | 311                | 103                  | 84                     | 498                 | 0.1137                     | 0.1137             |
| 60%              | 5,256                | 2,200           | 311                | 103                  | 84                     | 498                 | 0.0947                     | 0.0947             |
| 70%              | 6,132                | 2,200           | 311                | 103                  | 84                     | 498                 | 0.0812                     | 0.0812             |
| 50%              | 4,380                | 2,400           | 339                | 105                  | 91                     | 535                 | 0.1221                     | 0.1221             |
| 60%              | 5,256                | 2,400           | 339                | 105                  | 91                     | 535                 | 0.1018                     | 0.1018             |
| 70%              | 6,132                | 2,400           | 339                | 105                  | 91                     | 535                 | 0.0872                     | 0.0872             |
| 50%              | 4,380                | 2,600           | 366                | 106                  | 100                    | 572                 | 0.1306                     | 0.1306             |
| 60%              | 5,256                | 2,600           | 366                | 106                  | 100                    | 572                 | 0.1088                     | 0.1088             |
| 70%              | 6,132                | 2,600           | 366                | 106                  | 100                    | 572                 | 0.0933                     | 0.0933             |
| 50%              | 4,380                | 2,800           | 394                | 107                  | 108                    | 609                 | 0.1390                     | 0.1390             |
| 60%              | 5,256                | 2,800           | 394                | 107                  | 108                    | 609                 | 0.1159                     | 0.1159             |
| 70%              | 6,132                | 2,800           | 394                | 107                  | 108                    | 609                 | 0.0993                     | 0.0993             |
| 50%              | 4,380                | 3,000           | 423                | 108                  | 115                    | 646                 | 0.1475                     | 0.1475             |
| 60%              | 5,256                | 3,000           | 423                | 108                  | 115                    | 646                 | 0.1229                     | 0.1229             |
| 70%              | 6,132                | 3,000           | 423                | 108                  | 115                    | 646                 | 0.1053                     | 0.1053             |



TABLA 3.10

## Costos de generación para energía eólica en Costa Rica

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

| GENERACIÓN       |                      | COSTO FIJO               |                    |                      |                         |                     |                            |                    |
|------------------|----------------------|--------------------------|--------------------|----------------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|--------------------|
| FACTOR DE PLANTA | GENERACIÓN ANUAL kWh | INVERSIÓN \$/kW ON \$/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                    | 282                | 110                  | 82                      | 474                 | 0.2164                     | 0.2164             |
| 30%              | 2,628                | 2,000                    | 282                | 110                  | 82                      | 474                 | 0.1804                     | 0.1804             |
| 35%              | 3,066                | 2,000                    | 282                | 110                  | 82                      | 474                 | 0.1546                     | 0.1546             |
| 25%              | 2,190                | 2,100                    | 297                | 111                  | 84                      | 492                 | 0.2247                     | 0.2247             |
| 30%              | 2,628                | 2,100                    | 297                | 111                  | 84                      | 492                 | 0.1872                     | 0.1872             |
| 35%              | 3,066                | 2,100                    | 297                | 111                  | 84                      | 492                 | 0.1605                     | 0.1605             |
| 25%              | 2,190                | 2,200                    | 310                | 112                  | 89                      | 511                 | 0.2333                     | 0.2333             |
| 30%              | 2,628                | 2,200                    | 310                | 112                  | 89                      | 511                 | 0.1944                     | 0.1944             |
| 35%              | 3,066                | 2,200                    | 310                | 112                  | 89                      | 511                 | 0.1667                     | 0.1667             |
| 25%              | 2,190                | 2,300                    | 324                | 112                  | 93                      | 529                 | 0.2416                     | 0.2416             |
| 30%              | 2,628                | 2,300                    | 324                | 112                  | 93                      | 529                 | 0.2013                     | 0.2013             |
| 35%              | 3,066                | 2,300                    | 324                | 112                  | 93                      | 529                 | 0.1725                     | 0.1725             |
| 25%              | 2,190                | 2,400                    | 339                | 113                  | 98                      | 550                 | 0.2511                     | 0.2511             |
| 30%              | 2,628                | 2,400                    | 339                | 113                  | 98                      | 550                 | 0.2093                     | 0.2093             |
| 35%              | 3,066                | 2,400                    | 339                | 113                  | 98                      | 550                 | 0.1794                     | 0.1794             |
| 25%              | 2,190                | 2,500                    | 352                | 113                  | 104                     | 569                 | 0.2598                     | 0.2598             |
| 30%              | 2,628                | 2,500                    | 352                | 113                  | 104                     | 569                 | 0.2165                     | 0.2165             |
| 35%              | 3,066                | 2,500                    | 352                | 113                  | 104                     | 569                 | 0.1856                     | 0.1856             |

TABLA 3.11

## Costos de generación para biomasa en Costa Rica

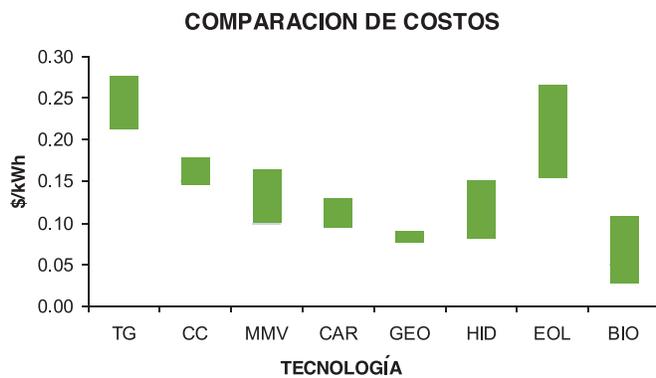
ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN  
CASO BIOMASA  
PRECIOS A ENERO DE 2009

| 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             | 23                 | 183                  | 7                       | 213                 | 0.0693                     | 0.0693             |
| 45%              | 3,942                | 200             | 23                 | 183                  | 7                       | 213                 | 0.0539                     | 0.0539             |
| 55%              | 4,818                | 200             | 23                 | 183                  | 7                       | 213                 | 0.0441                     | 0.0441             |
| 35%              | 3,066                | 400             | 51                 | 184                  | 14                      | 249                 | 0.0811                     | 0.0811             |
| 45%              | 3,942                | 400             | 51                 | 184                  | 14                      | 249                 | 0.0631                     | 0.0631             |
| 55%              | 4,818                | 400             | 51                 | 184                  | 14                      | 249                 | 0.0516                     | 0.0516             |
| 35%              | 3,066                | 600             | 80                 | 185                  | 20                      | 285                 | 0.0929                     | 0.0929             |
| 45%              | 3,942                | 600             | 80                 | 185                  | 20                      | 285                 | 0.0722                     | 0.0722             |
| 55%              | 4,818                | 600             | 80                 | 185                  | 20                      | 285                 | 0.0591                     | 0.0591             |
| 35%              | 3,066                | 800             | 108                | 186                  | 27                      | 321                 | 0.1047                     | 0.1047             |
| 45%              | 3,942                | 800             | 108                | 186                  | 27                      | 321                 | 0.0814                     | 0.0814             |
| 55%              | 4,818                | 800             | 108                | 186                  | 27                      | 321                 | 0.0666                     | 0.0666             |
| 35%              | 3,066                | 1,000           | 136                | 188                  | 35                      | 359                 | 0.1171                     | 0.1171             |
| 45%              | 3,942                | 1,000           | 136                | 188                  | 35                      | 359                 | 0.0911                     | 0.0911             |
| 55%              | 4,818                | 1,000           | 136                | 188                  | 35                      | 359                 | 0.0745                     | 0.0745             |
| 35%              | 3,066                | 1,200           | 164                | 189                  | 41                      | 394                 | 0.1285                     | 0.1285             |
| 45%              | 3,942                | 1,200           | 164                | 189                  | 41                      | 394                 | 0.0999                     | 0.0999             |
| 55%              | 4,818                | 1,200           | 164                | 189                  | 41                      | 394                 | 0.0818                     | 0.0818             |

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

| Tipo de tecnología de generación eléctrica | Rango simulado de costos actuales de generación (US\$/KWh) |
|--|--|
| Turbina de gas                             | 0,2210 – 0,2768  |
| Ciclo combinado                            | 0,1594 – 0,1882  |
| Motor de media velocidad                   | 0,1135– 0,1660   |
| Carbón                                     | 0,0995– 0,1381   |
| Geotermia                                  | 0,0673 – 0,0838  |
| Hidroelectricidad                          | 0,0750- 0,1475   |
| Eólica                                     | 0,1546 – 0,2598  |
| Biomasa                                    | 0,0441 – 0,1285  |

**FIG. 3.5** Comparación de rangos de costos de generación en Costa Rica



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 costarricense 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 efectiva a mayor duración de esta, por lo que en Costa Rica que solo tiene una zafra de 4 meses los proyectos podrían tener costos de generación en el rango alto de lo mostrado.
- 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 Costa Rica

Las tarifas eléctricas en sus distintas componentes son fijadas por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). El ente regulador es responsable en el sector eléctrico entre otras responsabilidades de regular y fijar:

1. Las tarifas de generación eléctrica tanto para la generación de ICE Generación, la generación privada que vende energía al ICE (como comprador único en el país), excepto los casos conocidos como Financiamiento No Tradicional. Se considera Financiamiento No Tradicional, el utilizado en el desarrollo de los proyectos tipo BOT que se contratan con base en una licitación pública (Capítulo 2 de la Ley 7,200). También pertenecen a este grupo los proyectos desarrollados bajo el esquema de fideicomiso, en el que el ICE estructura esa figura para un proyecto que coloca títulos en el mercado financiero con base en sus flujos futuros. Una vez construido el proyecto lo arrienda el ICE por un plazo al final de cual puede comprar el proyecto por un valor de rescate.
2. Las tarifas de servicio de transmisión y distribución de energía eléctrica.
3. Las tarifas a los usuarios finales en sus distintas categorías para cada una de las empresas de dis-

tribución que existen en el país.

4. La tarifa de generación de las distribuidoras municipales y cooperativas que tienen activos de generación si está regulada por la ARESEP. Es el ente regulador el que aprueba los gastos por generación para autoconsumo que estas empresas desean que se les reconozca como parte los costos que serán cobrados a los usuarios finales de energía, y es ARESEP la que aprueba la tarifa de generación para distribución, que es el valor al que las distribuidoras pueden entregar su energía al ICE o entre ellas.

Tradicionalmente y con anterioridad al establecimiento del ente regulador, la fijación de tarifas se dio en relación a la historia y mantenimiento del esquema monopolístico del mercado eléctrico que ha tenido el país, y estuvo basado en los costos marginales de largo plazo que acompañaban la selección de planes de expansión de la empresa pública.

Una vez establecida ARESEP, y de acuerdo a la Ley #7593, las tarifas se deben basar en el principio del servicio al costo, definido como el "principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad".

En los últimos años, la ARESEP se ha dedicado a implementar una serie de transformaciones importantes en relación al tema tarifario, notándose entre otras las siguientes convergencias:

1. En promedio, las tarifas de cada sistema (/generación, transmisión, distribución y alumbrado público) cubren sus propios gastos y generan rentabilidad adecuada.
2. Se han disminuido las categorías de tarifas existentes.
3. Se ha disminuido el número de bloques de consumo en cada categoría de tarifa.
4. Se ha procurado que las tarifas de distribución cubran como mínimo los costos de compra de energía del bloque de generación.
5. Se han dado avances en el establecimiento de tarifas por niveles de tensión.

El principio de servicio al costo es implementado para los generadores en donde se detectan esquemas específicos para generadores privados así como para el mismo ICE, y para cada una de las empresas distribuidoras (ICE, CNFL, las cooperativas y las empresas de servicios públicos municipales).

Las tarifas son ordinariamente establecidas una vez al año, pero pueden haber pliegos establecidos en forma extraordinaria durante el año, pudiéndose solicitar su establecimiento al ente regulador por cualquier actor en el país.

### 3.2.1. Precios pagados a los generadores

El modelo del sector eléctrico en Costa Rica presenta la figura de comprador único y por lo tanto cualquier generador debe entrar en relaciones contractuales con ICE. De tal manera al no existir la operación del mercado mayorista tampoco existe un mercado de ocasión y por tanto este tema no aplica a este estudio en el caso costarricense. ARESEP al regular la generación debe articular su regulación alrededor del mismo principio de suministro al costo.

#### Comportamiento del precio de generación en los contratos a término

Costa Rica presenta singularidades y particularidades importantes en relación a la abierta participación de actores en el segmento de la generación eléctrica. Los espacios de apertura a dicha participación han sido objeto de mucha discusión nacional y aún cuando existen leyes de participación, la política institucional contribuye a que se den muchas situaciones particulares.

Actualmente las regulaciones tarifarias de generación están centradas en los siguientes caminos:

**ICE Generación:** se le aplica el principio de suministro al costo que indica que ARESEP debe valorar en forma anual las presentaciones que la empresa haga en relación a sus proyecciones de ingresos y costos así como las consideraciones de impuestos a las cuales se les asigna un rédito de desarrollo que debe resultar en un balance igual a cero, y que significará la tarifa de generación.

**Generador Privado vendiendo al comprador único:** para un generador privado existen actualmente tres espacios de desarrollo, notándose que cualquier generador privado solo puede vender energía a ICE y que antes de establecer relaciones con el comprador único debe recibir fijación de una tarifa tope por parte de ARESEP. El precio al que el mismo ICE se autocompra la electricidad generada o comprada (para ICE distribución y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz), vende al servicio de distribución o vende a usuarios directos de la energía generada oscila entre US\$ 60-87/MWh a mayo 2009<sup>44</sup>, dependiendo de los arreglos de compra en bloque del usuario al cual se le vende la energía y del momento del día en que se despache (valle, pico o noche). Esta información se presenta

como referencia de un gran productor-comprador con una oferta de generación renovable muy significativa.

#### **Alternativa A: Generador privado con contrato existente de compra venta bajo la Ley 7200.**

A partir de 1990 se firmaron en Costa Rica una serie de contratos de compra-venta de energía entre generadores privados y el ICE, muchos de los cuales están expirando o están prontos a expirar.

La Tabla 3.13 presenta información sobre pagos a contratos bajo la Ley 7200 en Costa Rica para el 2007.

<sup>44</sup> <http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=9598&sub=1523>



Tabla 3.13

Precios pagados a generación privada bajo Ley 7200 durante el 2007

| tarifa fija  | Proyecto                    | Tarifa promedio en US\$/kWh |
|--------------|-----------------------------|-----------------------------|
|              | 1. CAÑO GRANDE              | 0,08060                     |
|              | 2. SAN GABRIEL              | 0,07854                     |
|              | 3. DON PEDRO                | 0,08722                     |
|              | 4. HIDROZARCAS              | 0,08127                     |
|              | 5. LA LUCHA                 | 0,09079                     |
|              | 6. LOSKO                    | 0,08917                     |
|              | 7. MOLINOS DE VIENTO ARENAL | 0,08916                     |
|              | 8. PLATANAR                 | 0,09133                     |
|              | 9. PLANTAS EOLICAS          | 0,08724                     |
|              | 10. RIO VOLCAN              | 0,08722                     |
|              | 11. SUERKATA                | 0,09075                     |
|              | 12. RIO LAJAS               | 0,08956                     |
|              | 13. CONELECTRICAS           | 0,09197                     |
|              | 14. DOÑA JULIA              | 0,08619                     |
|              | 15. RÍO SEGUNDO II          | 0,06001                     |
|              | 16. TUIS                    | 0,06001                     |
|              | 17. MATAMOROS               | 0,06001                     |
|              | 18. QUEBRADA AZUL           | 0,06001                     |
|              | 19. REBECA                  | 0,06001                     |
|              | 20. LA MANGUERA             | 0,06001                     |
|              | 21. EL EMBALSE              | 0,06001                     |
|              | 22. CAÑO GRANDE III         | 0,06001                     |
|              | 23. AEROENERGIA             | 0,06001                     |
| 24. EL ANGEL | 0,06001                     |                             |

Se debe aclarar que los contratos denominados con tarifa fija se refieren a plantas que firmaron contrato previo a la promulgación de la ley 7593 (Ley de la ARESEP) en el año 1996. Los contratos denominados a tarifa anual se refieren a generadores que firmaron contrato posteriormente a la promulgación de la ley 7593, y que su tarifa se ajusta periódicamente. En el año 2002 se realizó la última fijación tarifaria en este espacio, pasando la fijación en colones con una fórmula de indexación a una tarifa en dólares. El valor de la tarifa en el año 2002 alcanzó un nivel de US\$ 0,061 /KWh.

Actualmente el ICE ofrece prórrogas de entre 2-3 años para generadores renovables privados a quienes se les acaba el periodo original de contrato, pero a los precios de esa última fijación tarifaria del 2002 es decir los US\$ 61/MWh. De otra forma, el ICE está considerando ofrecer a ese segmento de generadores privados nuevos contratos (no renovaciones de los existentes) con periodos de hasta 15 años pero solicitando que ARESEP deberá fijar una nueva tarifa tope y requiriendo que

los generadores incorporen nuevas consideraciones a la entrega de su energía que encarecen el costo de suministro a los mismos.

### **Alternativa B: Generador privado con interés en establecer un contrato nuevo bajo la Ley 7200**

Tomando en cuenta que dicha ley permite a la generación renovable privada ocupar un 15 % de participación en el total de potencia del sistema interconectado y de que existen espacios no llenados, puede haber nuevos generadores privados que se pueden interesar en desarrollar estos espacios. La situación tarifaria para estos desarrolladores es actualmente muy compleja pues se pueden presentar diversas opciones en esta fijación tarifaria. La mayoría de los pequeños proyectos en Costa Rica han caído dentro de esta alternativa y principalmente en la primera opción a continuación.

**Opción # 1:** Desarrollador de proyecto que renueva su contrato va a ARESEP, y puede decidir aceptar la tarifa de más reciente fijación en el 2002 que es de US\$ 61/MWh y un contrato hasta por 3 años.

**Opción # 2:** En caso de que el desarrollador de proyecto no considere adecuada la propuesta tarifaria de generación del 2002, se presentan algunas alternativas que se basan en el principio de servicio al costo. La primera de ellas y que está en desarrollo dentro de ARESEP sería la de acogerse a una fijación tarifaria basada en lo que se denomina un "modelo de industria" que generaría en base a características tipo y a criterios de regulación una fijación tarifaria a la cual el desarrollador puede acogerse por decirlo así en una forma de "vía rápida" para obtener su tarifa y de ahí poder continuar en una negociación contractual con el ICE. Sin embargo la aprobación de este modelo y la subsecuente tarifa aún no han sido dadas por la ARESEP. Cuando este valor sea establecido es posible que algún desarrollador considere que no refleja los costos de su proyecto. Es este caso al generador privado le queda la oportunidad de plantear en forma detallada al regulador las condiciones y características particulares de su proyecto que ameriten una fijación tarifaria específica (haciéndose la salvedad que para eso el proyecto debe abrir todos sus libros contables puesto que el análisis de servicio al costo va a ser realizado para su caso concreto). Actualmente este camino solo ha dado como resultados 3 proyectos que han entrado en proceso de fijación tarifaria con ARESEP, ninguno en la opción de "modelo de industria" y más bien bajo la vía detallada de valoración específica de su "servicio al costo". Se trata de un proyecto eólico y dos cogeneradores azucareros que actualmente se encuentran en este laberinto regulatorio. La ARESEP aprueba para estos casos una tarifa que establece como tope, con lo que el desarrollador

tiene que ir al comprador único (el ICE) y “negociar” un contrato con el comprador, notándose que al ser una fijación tope no se obliga al ICE a cerrar contrato en ese precio, sino más bien en un precio negociado de acuerdo a los intereses del comprador (que generalmente tendería a ser menor).

### **Alternativa C: Generador privado interesado en participar en licitaciones BOT**

Las reformas de las leyes de participación del sector privado en la generación eléctrica en Costa Rica crearon espacios de participación en denominados modelos de “build-operate-transfer” (BOT) por medio de los cuales ICE puede abrir licitaciones de compra de paquetes de potencia y energía a proyectos desarrollados por el sector privado. Esta modificación ha sido utilizada en el pasado para cubrir necesidades proyectadas en los planes de expansión, generalmente en potencias cercanas a los 40-50 MW. De tal forma se han desarrollado algunos proyectos hidroeléctricos y geotérmicos (que están en operación) así como en la actualidad un proyecto eólico (en construcción) y una nueva generación de hidroeléctricas (que ya fueron adjudicadas y están en desarrollo). Bajo este esquema, un interesado debe participar y licitar su precio de oferta de energía eléctrica, basado en su concepción de diseño y estrategia de operación del proyecto y de resultar seleccionado entonces deberá entrar en negociaciones con ICE para su contrato. El proceso de fijación tarifaria en este caso se realiza en forma de que ICE presenta a ARESEP el resultado y méritos de la selección de la licitación y el regulador refrenda el precio como tarifa fijada para el proyecto, sin poder cambiarlo. La información disponible de precios pagados a generadores privados en contratos de tipo BOT para el 2007 son de acuerdo a CEPAL:

|                            |             |
|----------------------------|-------------|
| Hidroeléctrica El General: | US\$ 77/MWh |
| Hidroeléctrica la Joya:    | US\$ 79/MWh |
| Geotérmica Miravalles III: | US\$ 85/MWh |

**Generador privado estableciendo alianza de desarrollo con empresa municipal o cooperativa:** Es factible desarrollar una alianza de desarrollo de proyecto con alguna de las empresas municipales de servicios públicos y / o cooperativas. Este esquema no es directamente regulado en el precio de una transacción de venta de energía por ARESEP, más sin embargo la señal que se obtiene para decidir la realización de una inversión en generación de este tipo proviene del hecho de que dicha generación debe ser incorporada de alguna manera en la fijación de la tarifa eléctrica de esa compañía distribuidora que tendría ese activo de generación. ARESEP actualmente reconoce como costo en la

aprobación de la tarifa de distribución el equivalente de costo evitado a la tarifa de compra de energía de esa empresa con respecto a la energía que le compraría al valor de venta del ICE a esa empresa, con lo cual de facto se pone a competir el costo de generación del proyecto propuesto con el costo de venta de ICE hacia la empresa de la energía por Kilowatt-hora.

### **El mercado de oportunidad**

El mercado “spot” o de ocasión no se aplica o existe en Costa Rica, por lo que este tema no es relevante para costa rica en este estudio de mercado.

### **3.2.2. Niveles de cargos por transmisión eléctrica**

Los cargos por transmisión eléctrica que puede cobrar el ICE como propietario de la infraestructura de transmisión están regulados por la ARESEP y son definidos por KWh y estándar para todos los usuarios. El valor publicado en el pliego tarifario a mayo 2009 es de US\$0,012/kWh.

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

Se utiliza la figura de cargo de distribución que está integrado en la metodología de fijación de tarifas dentro del principio de servicio al costo y para eso se define el rédito de desarrollo que contribuye a definir un margen de rentabilidad para la distribución, siendo actualmente de entre un 2-3% del precio de la energía eléctrica para la comercialización<sup>45</sup> y entre 4-6% del precio de la energía eléctrica para la distribución.<sup>46</sup>

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

En Costa Rica hay un mercado regulado para todos los usuarios, segregado por clientes de baja tensión en los cuales se destaca residencial, general y preferencial y clientes en media tensión (principalmente industriales), segregados además por banda horaria y potencia demandada.

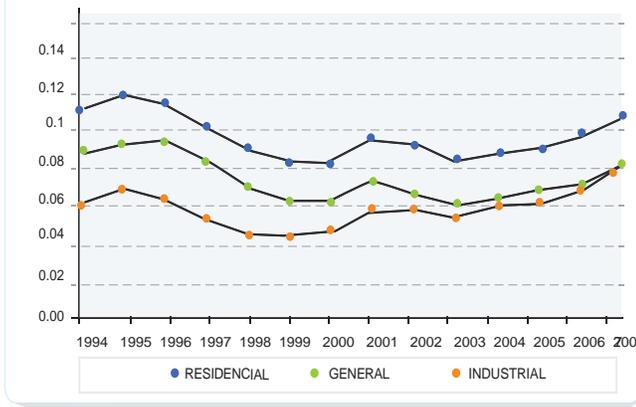
La Figura 3.6 presenta los comportamientos históricos promedio de las tarifas a usuarios finales de electricidad en Costa Rica.

<sup>45</sup> Experto en tarifas costarricense.

<sup>46</sup> Resoluciones varias, ARESEP. <http://www.aresp.go.cr>



**FIG. 3.6** Precios Promedio a Usuarios Finales por tipo de usuario (2007).<sup>47</sup>



La Tabla 3.14 presenta los precios promedio de electricidad a usuarios finales para el año 2008 en el país.

**Tabla 3.14** Precios promedio a usuarios finales o por tipo de tarifa eléctrica y promedio general en Costa Rica (2008)

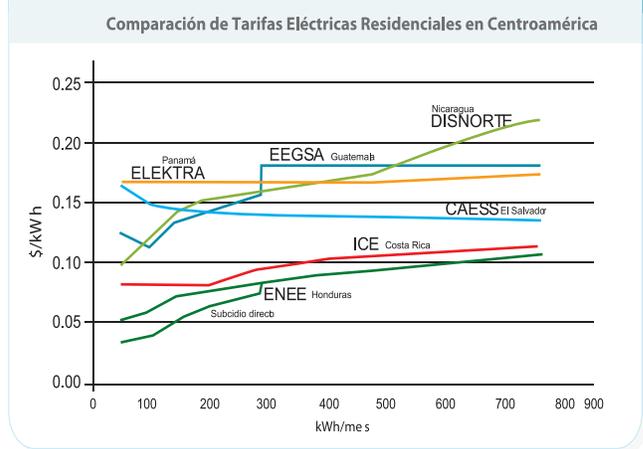
| Tipo de usuario | Residencial | General | Industrial | Alumbrado | Promedio |
|-----------------|-------------|---------|------------|-----------|----------|
| US\$/kWh        | 0,097       | 0,123   | 0,094      | 0,117     | 0,105    |

Las tarifas actuales son similares en dólares a las de 1995. Desde 2003 las tarifas han crecido sistemáticamente en cerca de un 40%, lo que las ubica en valores promedio a US\$0.10 por kWh.

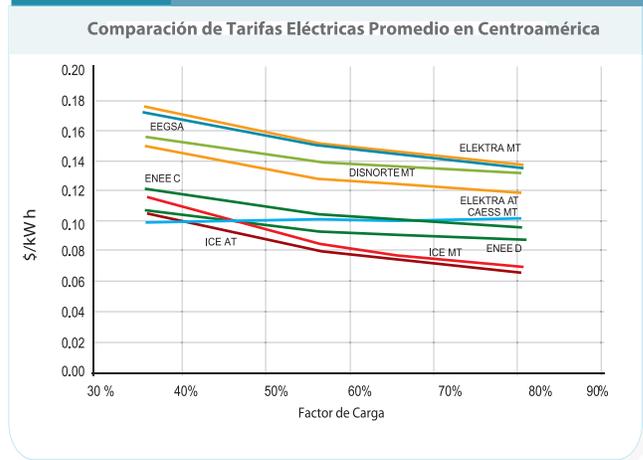
En el sitio web de la ARESEP (<http://www.aresp.go.cr>) pueden encontrarse los pliegos tarifarios en colones vigentes para cada una de las 8 empresas distribuidoras; incluyéndose en este estudio solo el pliego tarifario de ICE como la compañía más relevante y que se presenta a continuación en la Tabla 3.15.

La Figura 3.7 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 Costa Rica se sitúan entre los rangos más bajos de la región.

**FIG. 3.7** Comparación de tarifas eléctricas en Centroamérica al 2007<sup>49</sup>



**FIG. 3.7** Comparación de tarifas eléctricas en Centroamérica al 2007



<sup>47</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>

<sup>48</sup> <http://www.aresp.go.cr/cgi-bin/index.fwx?area=09&cmd=servicios&id=9707&sub=1523>

<sup>49</sup> Banco Mundial. Honduras: Temas y Opciones del Sector Energía. Informe Final 10 Julio, 2007

**Tabla 3.15 Pliego tarifario vigente para el ICE en Costa Rica**

| Servicio de generación   |                         |     |       |
|--|-------------------------|-----|-------|
| <b>T-CB Ventas a ICE distribución y a la CNFL</b>                  |                         |     |       |
| Cargos por Potencia  |                         |     |       |
| Período punta  | Por cada kW             |     | 2.641 |
| Período valle  | Por cada kW             |     | 2.641 |
| Cargos por energía   |                         |     |       |
| Período punta  | Por cada kWh            |     | 50    |
| Período valle  | Por cada kWh            |     | 41    |
| Período nocturno   | Por cada kWh            |     | 35    |
| <b>T-SD VENTAS AL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN</b>                     |                         |     |       |
| Cargos por Potencia  |                         |     |       |
| Período punta  | Por cada kW             |     | 2641  |
| Período valle  | Por cada kW             |     | 2641  |
| Cargos por energía   |                         |     |       |
| Período punta  | Por cada kWh            |     | 49    |
| Período valle  | Por cada kWh            |     | 40    |
| Período nocturno   | Por cada kWh            |     | 34    |
| <b>T-UD USUARIOS DIRECTOS DEL SERVICIO DE GENERACIÓN DEL I.C.E</b> |                         |     |       |
| Cargos por Potencia  |                         |     |       |
| Período punta  | Por cada kW             |     | 2475  |
| Período valle  | Por cada kW             |     | 2475  |
| Cargos por energía   |                         |     |       |
| Período punta  | Por cada kWh            |     | 46    |
| Período valle  | Por cada kWh            |     | 38    |
| Período nocturno   | Por cada kWh            |     | 32    |
| Servicio de transmisión  |                         |     |       |
| <b>T-TE TRANSMISIÓN</b>  |                         |     |       |
|  | energía                 | KWh | 6,84  |
| Servicio de distribución   |                         |     |       |
| <b>T-RE RESIDENCIAL</b>  |                         |     |       |
|  | Primeros 200            | KWh | 61    |
|  | De 201 a 300            | kWh | 110   |
|  | Por cada kWh adicional. |     | 151   |
| <b>T-GE GENERAL</b>  |                         |     |       |
| Menos de 3 000 KWh   |                         |     |       |
|  | Por cada kWh            |     | 104   |
| Más de 3 000 KWh   |                         |     |       |
|  | Por cada kWh            |     | 63    |
|  | Por cada kW             |     | 9871  |
| <b>T-CS PREFERENCIAL</b>   |                         |     |       |
| Menos de 3 000 KWh   |                         |     |       |
|  | Por cada kWh            |     | 61    |
| Más de 3 000 KWh   |                         |     |       |
|  | Por cada kWh            |     | 31    |
|  | Por cada kW             |     | 7250  |
| <b>T-MT MEDIA TENSIÓN</b>  |                         |     |       |
| Cargos por Potencia  |                         |     |       |
| Período punta  | Por cada kW             |     | 8668  |
| Período valle  | Por cada kW             |     | 6192  |
| Período nocturno   | Por cada kW             |     | 3965  |
| Cargos por energía   |                         |     |       |
| Período punta  | Por cada kWh            |     | 55    |
| Período valle  | Por cada kWh            |     | 21    |
| Período nocturno   | Por cada kWh            |     | 12    |
| <b>T-AP ALUMBRADO PÚBLICO</b>                                      |                         |     | ₡3,06 |

Se puede notar que comparativamente Costa Rica ha mantenido rangos tarifarios entre los más bajos de la región centroamericana.

### 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 tendencias observadas en Costa Rica, y por lo tanto representan una adecuada visión actual sobre la realidad esperable en el país. Los rangos de costos de generación estimados para tecnologías renovables se encuentran en rangos entre los US\$ 0,044 y 0,26/KWh y los rangos estimados de tecnologías de generación fósil se encuentran entre los US\$ 0,113-0,277/KWh; lo que quiere decir que en la banda estudiada la energía renovable tiende a ser competitiva con respecto a la generación térmica, con la inclusión de niveles de rentabilidad adecuados para el desarrollador renovable.

Obviamente el comportamiento de costos de las energías renovables va a depender de las condiciones específicas de proyecto y de inversión, haciéndose la salvedad de que posiblemente la energía hidroeléctrica será muy competitiva en el rango analizado, a la vez que el viento cuando se desarrolle en zonas que aseguren factores de planta superiores al 40% (caso ya ampliamente probado en Costa Rica). La energía geotérmica se incluyó como comparación, aún cuando no se incluyeron costos de prospección de recursos y es anticipable que su desarrollo se dé por esfuerzos de tipo BOT como los ya realizados en el país en el caso de la planta Miravalles III.

De la misma forma la energía a partir de residuos de biomasa parece ser muy efectiva en términos de costo, aún cuando su uso dependerá en mucha medida de la capacidad de desarrollo de la agroindustria originadora, es decir los ingenios azucareros y su situación coyuntural como agroindustria. En el presente trabajo no se desarrolló análisis de generación dendroenergética específica de plantaciones dedicadas.

El contexto regulatorio del país es consistente con los principios normativos de la regulación tarifaria es decir el cálculo de tarifas en base a costo del suministro. Sin embargo, la



política institucional del sector eléctrico es muy compleja y aun cuando existe un regulador relativamente independiente, la presencia de actores monopolísticos en los segmentos de la organización industrial complica la situación para dar señales de inversión a pequeños desarrolladores renovables en las escalas de interés. Aún cuando en los años 90, Costa Rica desarrolló una ola de proyectos renovables de pequeña escala, a través de una ley de participación controlada del sector privado; mucho de ese esfuerzo se encuentra detenido regulatoriamente; no obstante el interés y emprendimiento del sector desarrollador.

Existen algunos canales de desarrollo y fijación de tarifas que son presentados en el estudio, sin embargo las señales obtenidas son contradictorias para un país que anhela y aspira a democratizar la participación en el sector a la vez que quiere conducir un sector eléctrico con transparencia y eficiencia económica.

El complejo proceso de fijaciones tarifarias de generación, acompañado con los atrasos en lograr transparencia para nuevos y mejores sistemas de fijación de tarifas, contribuye a que se estén dando incertidumbre y señales confusas y poco adecuadas para el desarrollo de las renovables de pequeña escala. Esto contradice el anhelo de aprovechar la oportunidad única ante la que se encuentra el país de lograr generar el 100% de su energía a base de fuentes renovable. Este es un anhelo realista, ya que tiempo atrás se logró, en algunos años, alcanzar niveles de producción eléctrica con energía renovable cercanos al 98 %.

Una conclusión importante es que Costa Rica debe actuar pronto en el análisis de su estructura sectorial, para potenciar la base de recursos naturales energéticos con que cuenta, realizando los ajustes necesarios para dar espacio a la generación renovable de pequeña escala en mayor profundidad para así asegurar el logro de "resiliencia" ante el embate de cualquier crisis energética mundial que puede venir en el futuro.



## 4. PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y MERCADOS DE CARBONO EN COSTA RICA

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>50</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>51</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 dar respuestas y sendas de acción a la sociedad humana.

<sup>50</sup> Mediante la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC), y el Protocolo de Kioto del mismo órgano.

<sup>51</sup> Dado que el Protocolo de Kioto busca controlar la emisión de 6 GEI, cada uno con un potencial de calentamiento global.



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 Periodo 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>52</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>52</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 continua 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 recientes e 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 Costa Rica: 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 Costa Rica, 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 Costa Rica**

Costa Rica suscribió y ratificó la Convención Marco de Cambio Climático de Naciones Unidas desde la década pasada. El Protocolo de Kioto fue firmado por Costa Rica el 27/04/98 y se ratificó el 09/08/02<sup>53</sup>, y cuenta con una DNA designada oficialmente, acreditada, notificada y comunicada<sup>54</sup>, contando el país con proyectos registrados.

#### **4.2.2. Autoridad Nacional Designada MDL de Costa Rica: procedimientos de aprobación nacional de proyectos MDL**

La Autoridad Nacional Designada del MDL en Costa Rica es el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET). Según el Decreto Ejecutivo 31676-MINAE del 17 de marzo del 2004, la Oficina Costarricense de Implementación Conjunta procede como punto focal de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático y actúa como Autoridad Nacional Designada en materia de Mecanismo de Desarrollo Limpio ante la Secretaría de dicha Convención, ambas en representación del Ministerio y como oficina de gestión.

La Tabla 4.2 presenta la información de contacto relevante de la DNA del país.

<sup>53</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>54</sup> www.lariocc.net



| Tabla 4.2  |  | Información oficial de contacto de la DNA de Costa Rica   |
|------------|--|---|
| Costa Rica | Autoridad Nacional Designada   | Contacto y coordenadas (Teléfono, fax, correo electrónico, sitio web)   |
|            | Ministerio del Ambiente, Energía y Telecomunicación (MINAET), Instituto Meteorológico Nacional (IMN)     | Sr. William Alpizar Zúñiga<br>walpizar@imn.ac.cr<br>Apartado postal 5583-1000, San José, Costa Rica<br>Tel.: (506) 2222- 4290/7426, Fax: (506) 22223-1837 |
|            | Otras fuentes de información relacionadas y entidad u oficinas responsable de actividades operativas MDL | Oficina Costarricense de Implementación Conjunta (OCIC), Sitio Web: <a href="http://ocic.imn.ac.cr">http://ocic.imn.ac.cr</a>                             |

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

Para la realización de esta sección una revisión de información adicional disponible en documentaciones oficiales y otras algunas otras fuentes fueron utilizadas.

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 Costa Rica 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.

La información disponible sobre el proceso de Aprobación Nacional en Costa Rica es escasa y escueta, resaltando que lo publicado en el sitio web de la OCIC parece no ser suficiente para que un desarrollador claramente arranque el proceso.

Los requisitos de No Objeción y Aprobación Nacional y por lo tanto el proceso en Costa Rica se presenta como simple, aunque no se conoce como la información solicitada como requisito es utilizada para confrontar con los criterios, ya que no se cuenta con indicadores. No se requiere seguimiento adicional a la verificación y certificación para los proyectos en la búsqueda de asegurar su aporte al desarrollo sostenible.

Los elementos adicionales a destacar en el caso del proceso de Costa Rica son:

- La declaración de la regencia o de SETENA parece ser suficiente para la confirmación de la legalidad de cumplimiento ambiental.
- El trabajo realizado por la DOE respalda lo requerido por la DNA, de allí el reporte de validación positivo. El reporte de validación positivo obviamente se refiere a un borrador de informe de validación en el cual la única acción correctiva remanente de cumplir sea el no contar con dicha carta de aprobación nacional.

Costa Rica cuenta con un proceso bastante simplificado y expedito que permite la gestión de las aprobaciones nacionales relevantes para el MDL a los desarrolladores de proyectos. Para dicho proceso existen las salvaguardas necesarias y suficientes para realizar la tramitación en plazos 67 adecuados, y con certeza de resultados del proceso; siéndole claro que el peso del proceso queda sobre los hombros del proponente del proyecto ya que debe haber básicamente cumplido con el ciclo de validación del proyecto ante el MDL antes de solicitar la aprobación nacional.

**Tabla 4.3** Requisitos y Procedimientos necesarios para el otorgamiento de las Cartas de No Objeción y Aprobación Nacional en Costa Rica

| 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                                 |
| No especificado   | Solicitud a la OCIC y no hay más requisitos                                 |
| Aprobación Nacional   |   |
| 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. 1 mes calendario posterior a la entrega de la documentación. Firmada por el Ministro y se aplica el "silencio administrativo" luego de un mes | Solicitud dirigida a OCIC y firmada por el representante legal del proyecto |



### Requisitos y Procedimientos necesarios para el otorgamiento de las Cartas de No Objeción y Aprobación Nacional en Costa Rica

| Requisitos ambientales para los proyectos MDL (**) |                      |   |   |
|--|----------------------|---|---|
| Licencia ambiental                                 | Concesión de recurso | Licencia operación  | Estudio de Impacto Ambiental                    |
| X  | X                    | cumplimiento con patentes, permisos, regulaciones laborales, Certificación o nota del Regente Ambiental o en su defecto de SETENA (***) del estado del proyecto MDL | Certificación de SETENA o del regente ambiental |

| 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   |
| -  | X en digital y en físico | Borrador en inglés y resumen en español donde solo reste como una CAR las Cartas Aprobación Nacional. Repote en formato digital. |

| 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   |
|  |                                       | Conjunto de criterios que el proyecto debe cumplir, entre ellos consistencia con el Plan Nacional de Desarrollo. Los indicadores sugeridos no indican parámetro de cumplimiento, parece ser comparativo o incremental. La OCIC los aplica y se desconoce el proceso interno de valoración. |

#### 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 debe ser presentados completos y habrá una respuesta en el plazo establecido.

## Requisitos y Procedimientos necesarios para el otorgamiento de las Cartas de No Objeción y Aprobación Nacional en Costa Rica

### Criterios que se utilizan en Costa Rica para evaluar la contribución de un proyecto al desarrollo sostenible

Teniendo claro que los beneficios de un proyecto nunca pueden estar por sobre el beneficio social y económico del entorno en el cual se ubica, la DNA de Costa Rica extiende la Carta de Aprobación Nacional con base a una evaluación según cuatro criterios generales y conductores:

#### Criterios Ambientales

- Reducción de emisiones de GEI: Algunos indicadores sería el nivel de reducción de emisiones asociado con el desempeño del proyecto y como dichos niveles de reducción repercuten en otros elementos como agua, suelo, etc.
- Impacto del proyecto en cuanto a la reducción de presión sobre los recursos naturales del entorno. Algunos indicadores son alivio de presión sobre suelo, agua, reducción de riesgos de desastres, alivio sobre biodiversidad, incremento de capacidad adaptativa del entorno, etc.
- Uso sostenible de los recursos locales. Algunos indicadores serían disminución del consumo de leña no sostenible (donde aplique, incremento de poblaciones animales, mejora en el manejo de los suelos, incrementos en la productividad de los ecosistemas
- Salud de la población. Algunos criterios serán la incidencia de enfermedades respiratorias, etc.

#### Criterios Sociales

- Mejoramiento en la calidad de vida local. Algunos indicadores serían el nivel de empleo atribuible al proyecto, propuestas de colaboración comunal con afectación sobre salud, vivienda y educación.
- Disparador de la participación. Algunos indicadores serían las iniciativas del proyecto con enfoque de género, procesos de consulta estimulados por el proyecto, participación de la comunidad en la toma de decisiones

#### Criterios económicos

- Nivel de inversión local. Algunos criterios podrían ser el nivel de compras locales, contratación de mano de obra local permanente y temporal, inversión en obras comunales permanentes, pago de tasas municipales y su impacto en las finanzas del gobierno local
- Transferencia tecnológica. Algunos indicadores podrían ser el uso de nuevas tecnología con impacto mínimo en el medio ambiente y procesos de capacitación a nivel local para su apropiación, así como su replicabilidad a otros proyectos.

#### Criterio legales

- Cumplimiento de la legislación nacional y municipal en áreas como salud, educación, medio ambiente y laboral. Algunos indicadores sería las propuestas para dar cumplimiento con las regulaciones de salud sobre vertidos y emisiones al ambiente, cumplimiento con las regulaciones laborales y migratorias, ejecución de estudios de impacto ambiental o cualquier otro requerimiento establecido por SETENA, patentes municipales en regla donde aplique
- Cumplimiento con el Plan Nacional de Desarrollo

\* Mucha de la información se obtuvo en consulta directa con William Alpizar de la OCIC

\*\* 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.

\*\*\* SETENA es la Secretaría Técnica Nacional Ambiental como unidad encargada de ver temas de impacto ambiental.

\*\*\*\* <http://ocic.imn.ac.cr/proyectos/index.html> consultada el 06-03-09



### 4.3. Actividades de Proyecto MDL: elementos del ciclo de desarrollo y capacidades locales/regionales presentes para proyectos de energía en Centro América<sup>55</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.

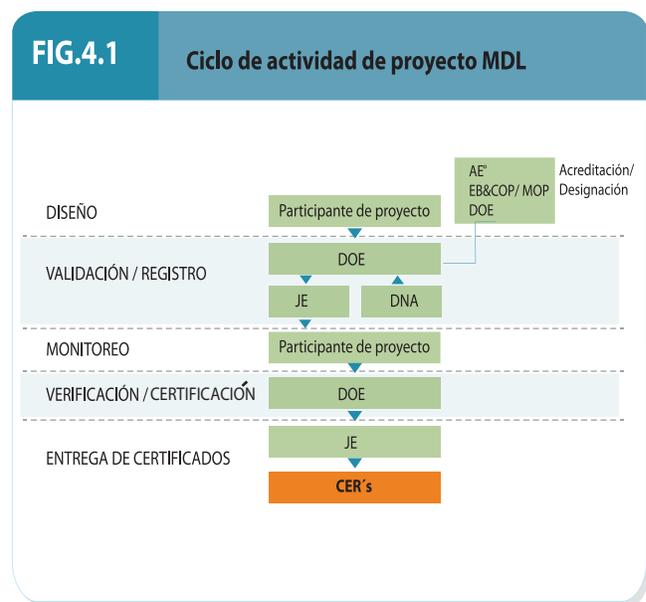
#### 4.3.1. Ciclo de proyecto MDL y descripción de sus etapas

Un proyecto MDL inicia su desarrollo cuando el propietario 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 ca-

pacitarse 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.

**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 del MDL (modalidades y procedimientos), por ejemplo:

<sup>55</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.

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 previo 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 subcontratados. 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 EcoSecurities, 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). 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.
2. Los recursos financieros de la empresa desarrolladora, para cubrir los costos de transacción.
3. 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.

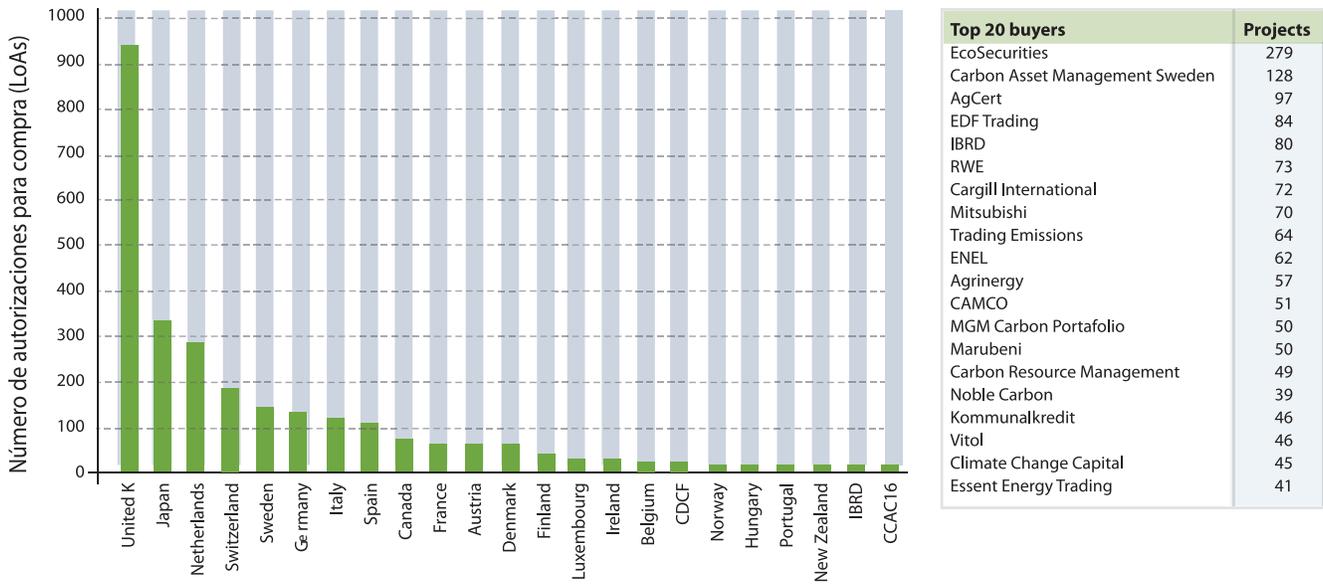
A finales de febrero 2009, en el MDL a nivel mundial había 201 compradores de 34 países, 265 intermediarios/vendedores (oferentes) de CER's de 57 países y un total de 548 proveedores de servicios al ciclo requerido del MDL provenientes de 61 países según estaba listado en CDM Bazaar, <http://www.cdmbazaar.net/>. 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 Centro América, han sido los Brasileños y los Europeos los que más han estado activos en el mercado de la región<sup>56</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>56</sup> CDM Highlights GTZ, Abril del 2009.

**FIG.4.2**

**Principales destinos de compras de CER's así como compradores en el mundo**

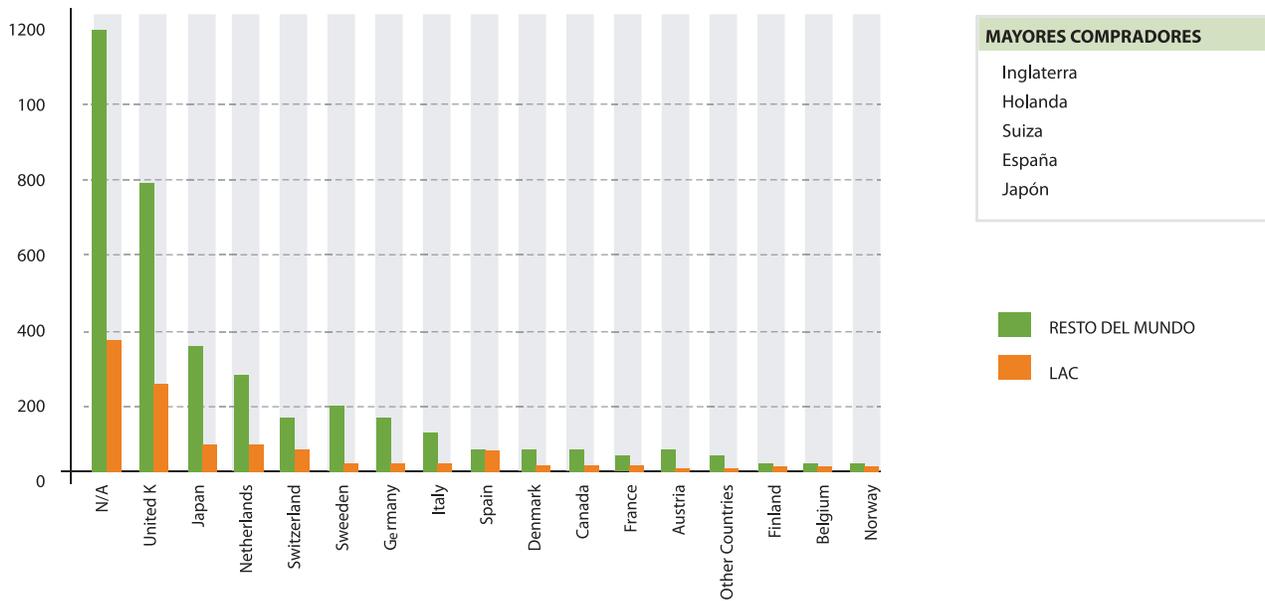


Nota: Los nombres de países aparecen en inglés en vista de que la fuente original de esta figura copiada textualmente está en dicho idioma. Top 20 buyers significa "Veinte compradores principales".

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**

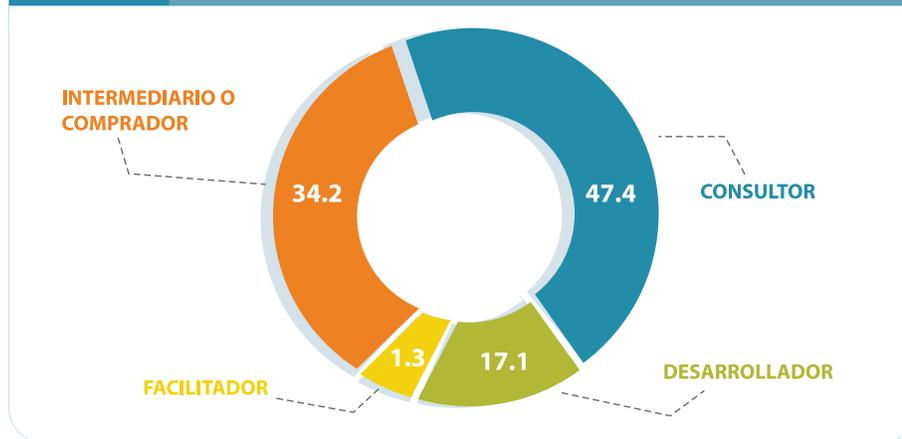


La Tabla 4.4 derivada del [www.cdmpipeline.org](http://www.cdmpipeline.org) del 01 de marzo 2009, así como la Figura 4.4 presentan información sobre la participación de actores y los esquemas elegidos por los desarrolladores en proyectos de energía en Centroamérica.

**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 CERs, mientras que un poco más de una tercera parte de proyectos MDL se han vinculado al esquema de compradorintermediario, 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 Centro América, 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   | Nº proyectos | Nº 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                   |
|   | Isthmus 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.

| <b>TABLA 4.6</b>                      |                                    | <b>Líderes en el número de proyectos de energía gestionados o en los que han participado en Centroamérica</b> |
|---------------------------------------|------------------------------------|---|
| <b>Líderes</b>                        | <b>Nº de proyectos presentados</b> |   |
| Ecoinvest                             | 13                                 |   |
| Ecosegurites                          | 6                                  |   |
| Energía y Medio Ambiente              | 4                                  |   |
| Unión Fenosa                          | 4                                  |   |
| IMCLAM                                | 4                                  |   |
| 2E Carbon Access (Ecosegurites/E&Co)  | 4                                  |   |
| Geo Ingeniería Ingenieros Consultores | 4                                  |   |

Destacan Ecoinvest y Ecosegurites (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 la 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](http://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.

| <b>TABLA 4.7</b>       |  | <b>Proyectos de energía realizados por las empresas locales centroamericanas en el MDL</b> |                             |
|------------------------|--|--|-----------------------------|
| <b>Tipo de esquema</b> | <b>Empresa</b>                                     | <b># proyectos</b>   | <b># proyectos por país</b> |
| <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                           |
|                        | Istmus 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 capacidades 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<br>(Promedio) US\$ | Pequeña escala<br>(Promedio) US\$ |
|---|--------------------------------|-----------------------------------|
| ECN, IT Power & IT Power India. <i>Realising the Potential of Small-scale CDM Projects in India</i> (www.cdmpool.com)<br>ECN, Netherlands, November 2004  | 203.000<br>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 Actividades 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 Pilot 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 (Ecosecurityes)           |

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  |

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

**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                                     | Eléctricidad con Biogás  |
| AMS -I.D.+AMS -III.H.           | 1                                     | Eléctricidad con Biogás  |
| AMS -I.A.+AMS -I.D.+AMS -III.H. | 1                                     | Eléctricidad con Biogás  |
| AMS -I.A.+AMS -III.H.           | 1                                     | Eléctricidad con Biogás  |
| AMS -I.C.                       | 2                                     | Generación a partir de residuos de palma y aserraderos                               |
| AMS -I.C.+AMS -III.D.           | 1                                     | Eléctricidad con Biogás  |
| AMS -I.C.+AMS -III.H.           | 2                                     | Eléctricidad 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 Costa Rica 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.

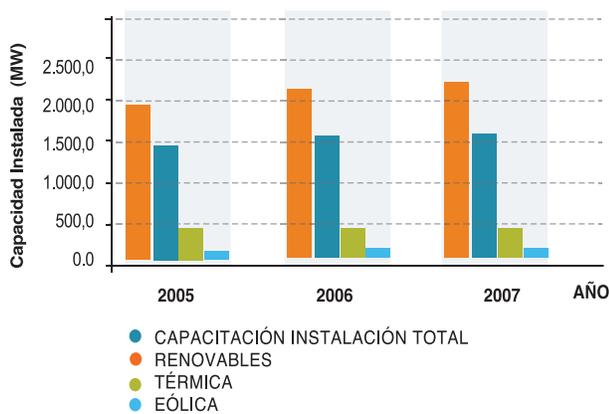


Este es un tema complejo de analizar y se aborda de manera detallada conociendo las tendencias de lo que ha está pasando con la red nacional y la entrada de nuevas capacidades, asociado al Plan Nacional de Expansión o las tendencias de desarrollo del sector en cada país, considerando la situación del 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 Costa Rica para los años 2005 – 2007, de acuerdo a CEPAL.

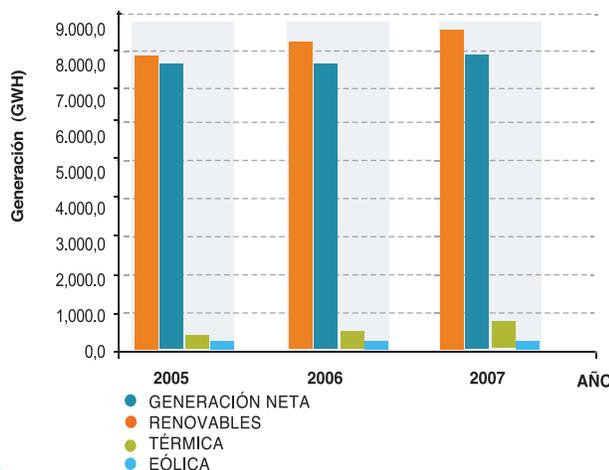
**FIG. 4.7** Tendencias recientes de la capacidad instalada y generación neta de energía eléctrica en Costa Rica

**CAPACIDAD INSTALADA DE POTENCIA EN COSTA RICA**



**Tendencias recientes de la capacidad instalada y generación neta de energía eléctrica en Costa Rica**

**GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA EN COSTA RICA**



*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 Costa Rica:

- 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 Costa Rica.
- 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 Costa Rica.
- 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 Costa Rica, la revisión de PDD's en el MDL indica que el factor de emisiones del país más reciente es:

- Proyecto de Granja de Viento Guanacaste: 0,37 ton CO<sub>2</sub>/MWh.
- Proyecto Hidroeléctrico El General: 0,277 ton CO<sub>2</sub>/MWh.

Se debe mencionar que la diferencia se explica tomando en cuenta que la metodologías del MDL reconocen una ponderación diferente para prorratear el margen de operación con el margen de adición de capacidades, notando que la energía eólica tiende a aportar más componente de energía y no tanto potencia fija al sistema (como se explicó en una sección anterior).

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 Costa Rica se sitúa en el valor más bajo de factor de emisión de la región y eso ha permanecido en valores bajos desde el inicio de la participación de Costa Rica en el MDL.

**TABLA 4.12 Rangos de factor de emisión calculados durante los últimos 4 años por país**

| País        | Rango de factor de emisión (tCO <sub>2</sub> /MWh) |
|-------------|--|
| 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  |

térmica) 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.

Tomando en cuenta que el despacho térmico ha crecido un poco durante los últimos años, Costa Rica cuenta con un factor de emisiones de carbono en su red eléctrica creciente, 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

**4.6. Desarrollo de Proyectos MDL: ambiente global, regional y de Costa Rica**

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-4CDM<sup>58</sup>. En este análisis se valoran primordialmente los tipos de proyectos que utilizan fuentes renovables<sup>59</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 geo-

<sup>58</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>59</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>



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

| Tipo de proyecto  | Definición   |
|-------------------|--|
| 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)  |

**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

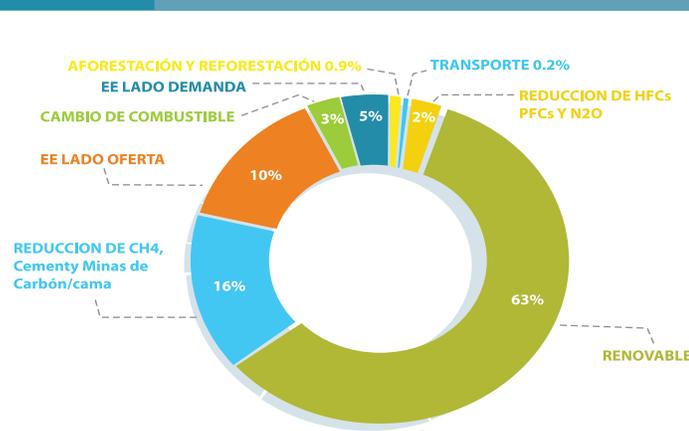
| Tipo   | Sub-tipo   | Número de proyectos |                      |            | Total      | Total MW |
|--|--|---------------------|----------------------|------------|------------|----------|
|  |  | En Validación       | Solicitando Registro | Registrado |            |          |
| Proyectos de Energía Biomásica:<br><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:<br><b>333</b> | Generación eléctrica en rellenos                                   | 62                  | 7                    | 42         | <b>111</b> | 583      |
|  | Compostaje   | 82                  | 3                    | 15         | <b>100</b> |          |
|  | Quemado en rellenos<br>Combustión de RSM<br>(incluye incineración) | 37                  | 5                    | 55         | <b>97</b>  | 270      |
|  | Gasificación de RSM  | 22                  | 0                    | 0          | <b>22</b>  | 270      |
|  |  | 2                   | 0                    | 1          | <b>3</b>   | 6        |

|   |   |                   |     |     |            |            |        |
|---|---|-------------------|-----|-----|------------|------------|--------|
| Proyectos de Biogás(aguas y excretas animales):<br><b>288</b> | Energía eléctrica a partir de biogás      | 190               | 22  | 76  | <b>288</b> | 418        |        |
|   | Proyectos Hidroeléctricos<br><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:<br><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:<br><b>15</b>                           | Electricidad                              | 7                 | 0   | 7   | <b>14</b>  | 661        |        |
|   | Calentamiento                             | 1                 | 0   | 0   | <b>1</b>   |            |        |
| <b>Proyectos Eólicos</b><br><b>661</b>                        |   | 409               | 42  | 210 | 661        | 25,866     |        |
| <b>Proyecto Marea - Motrices</b><br><b>1</b>                  |   | 0                 | 0   | 1   | 1          | 254        |        |
| <b>Total</b>  |   | 1,996             | 229 | 985 | 3,210      | 79,902     |        |

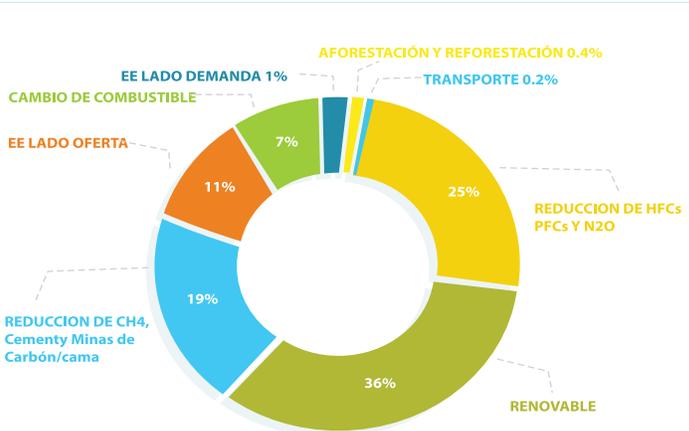
Fuente: Basado en información del "CDM Pipeline Overview" para marzo del 2009. Las celdas resaltadas en gris indican que no hay generación eléctrica en esos sub-tipos de proyectos.

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.

**FIG.4.8** Distribución de proyectos en el MDL a nivel mundial por sectores (%)



**FIG. 4.9** Figura 4.9. Distribución de la expectativa de CER's al 2012 por sectores (%)



\*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.

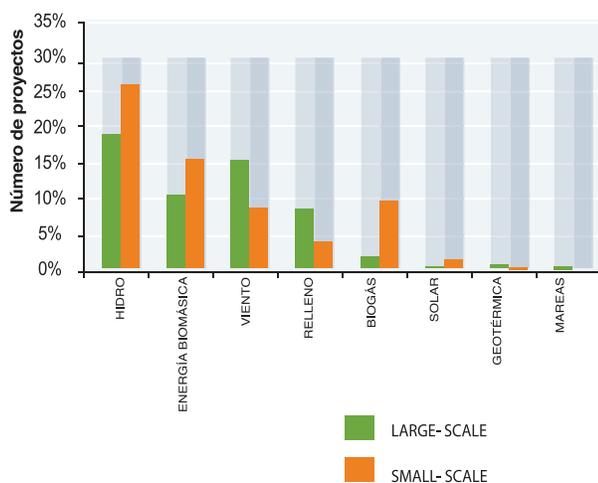


Del análisis del “pipeline” de proyectos totales a nivel mundial presentados ante el MDL y basado en la información del cuadro y gráficos anteriores, se destaca que los proyectos renovables son uno de los “ganadores” del MDL, pues representan un 63% de los 4,541 proyectos totales presentados ante el 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 |
|--------------------------|---------------------|
| <b>Hidroeléctrico</b>    | <b>89%</b>          |
| <b>Energía Biomásica</b> |                     |
| <b>Viento</b>            | <b>87%</b>          |
| <b>Biogás</b>            | <b>78%</b>          |
| <b>Geotérmico</b>        |                     |
| <b>Solar</b>             | <b>18%</b>          |
| <b>Mareas</b>            |                     |

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>60</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.

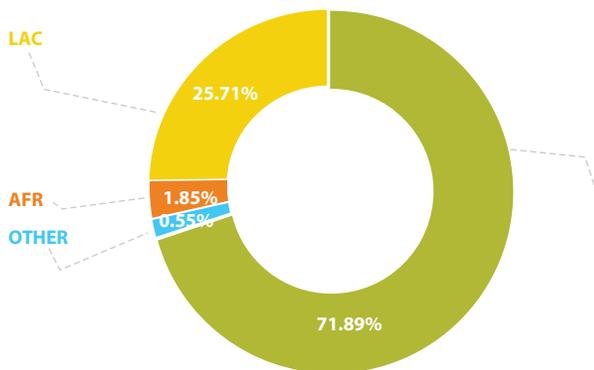
Respecto al total de los proyectos registrados, Latinoamérica cuenta con cerca del 26% de los proyectos MDL y 18% de los CER's esperados de entregar al 2012, lo que muestra un rezago respecto a Asia, a pesar del liderazgo particular de Brasil principalmente y de México como países "bandera" en el MDL.

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

<sup>60</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



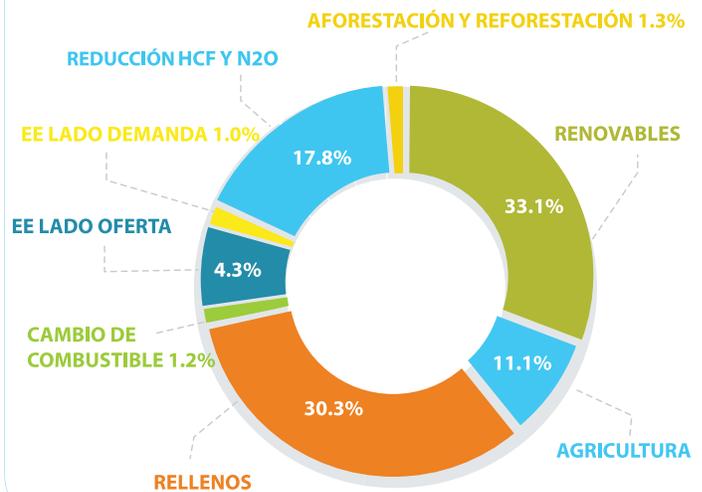
**FIG. 4.11** Participación relativa de los proyectos MDL registrados por región del mundo



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

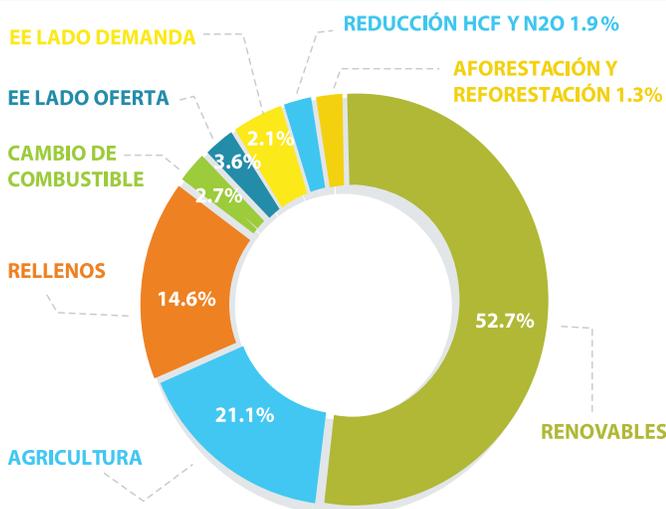


Los proyectos de energía renovable de todo el "pipeline" de la región latinoamericana representan el 53% de los proyectos presentados y representan el 33% de los CER's que se estima entregar al 2012, concentrado en 15.0% hidroelectricidad y 10.3% biomasa. El total representa cerca de 13,700 MW de capacidad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

#### 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.

**FIG. 4.12** Participación relativa en el número de proyectos por categoría en Latinoamérica y el Caribe



**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        | %           |              |
| <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/<br>Agricultura/Cemento/<br>Carbón/Distribución<br>de energía/EE/ | Biogás    | Energía<br>biomásica | Captura de<br>CO <sub>2</sub> /Cambio de<br>combustible /Otros<br>gases difa CH <sub>4</sub> y<br>CO <sub>2</sub> /Solar/ Mareas/<br>transporte | EE<br>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.

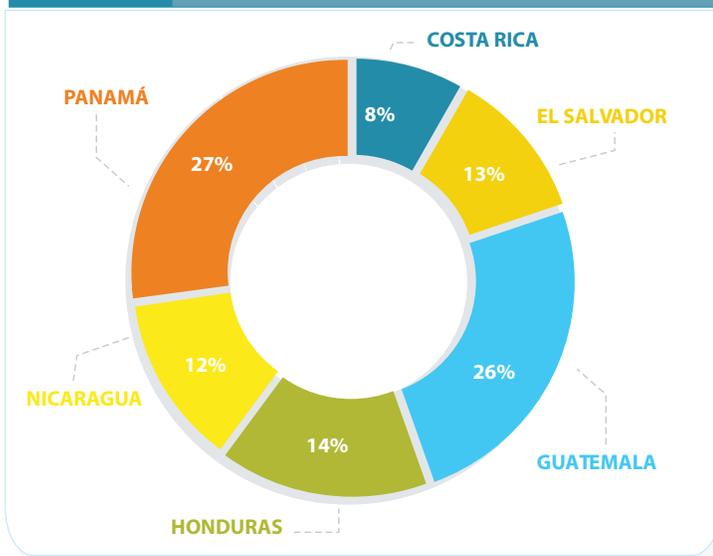
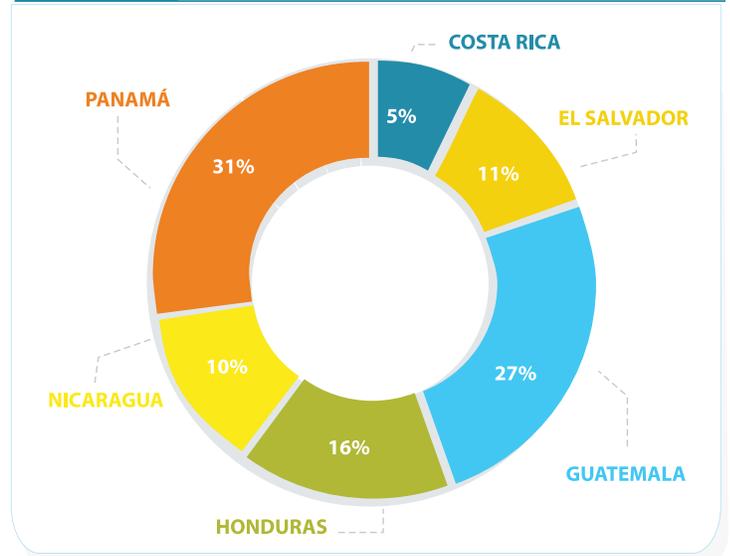
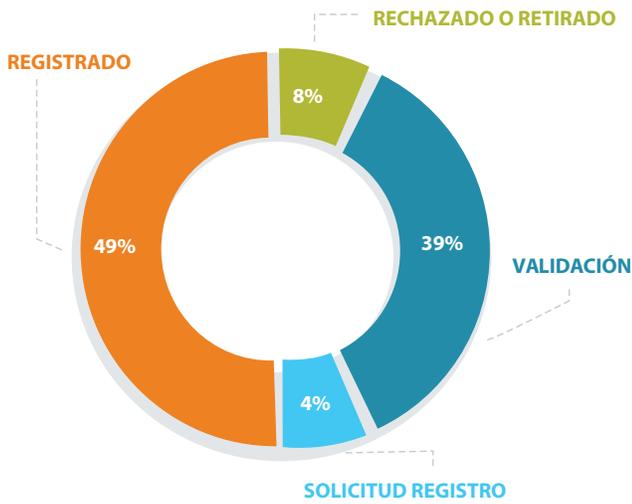


FIG. 4.15

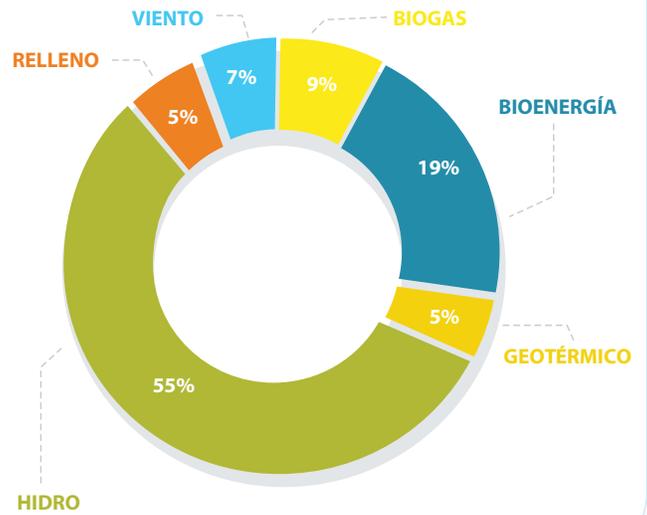
Distribución por país de la potencia propuesta por los proyectos MDL renovables de Centroamérica.



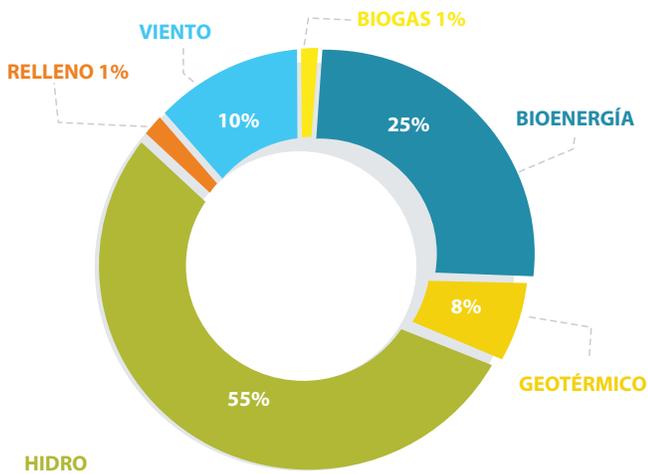
**FIG. 4.16** Distribución por estado de los proyectos renovables de Centroamérica.



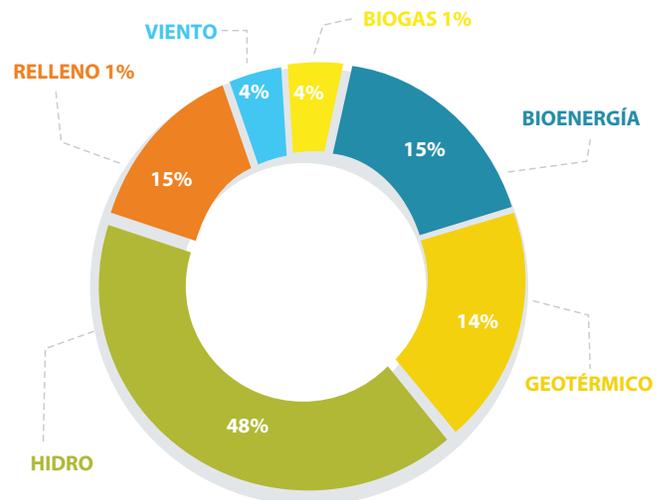
**FIG. 4.17** Distribución de proyectos renovables de Centroamérica por tipo.



**FIG. 4.18** Distribución por tipo de proyecto MDL renovable de Centroamérica respecto a la potencia.



**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 Costa Rica

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 Costa Rica

| Nombre                                  | Estado     | Tipo    | Sub-Tipo     | 2012<br>ktCo <sub>2</sub> | 2020<br>ktCo <sub>2</sub> | kCERs<br>"issue" | Potencia<br>MW |
|---|------------|---------|--------------|---------------------------|---------------------------|------------------|----------------|
| Relleno Río Azul Proyecto Gas a Energía | Registrado | Relleno |              | 1449                      | 1561                      |                  | 3.7            |
| PH Cote Pequeña escala                  | Registrado | Hidro   | Existente    | 63                        | 114                       |                  | 6.8            |
| PH La Joya                              | Registrado | Hidro   | Existente    | 239                       | 546                       |                  | 50.0           |
| Proyecto de Viento TEjona               | Registrado | Viento  |              | 126                       | 126                       |                  | 19.8           |
| Granja de Viento Guanacaste             | Validación | Viento  |              | 364                       | 911                       |                  | 49.5           |
| PH El General                           | Validación | Hidro   | Filo de agua | 192                       | 632                       |                  | 40.0           |

Costa Rica ha presentado 6 proyectos a abril 2009, de los cuales más del 66% ya se encuentran registrados y todos representan un valor de cerca de 170 MW de potencia instalada, no habiendo entregado CER's todavía. En Costa Rica, la distribución de proyectos por tipo esta diversificada entre viento, relleno sanitario y proyectos hidroeléctricos.

La situación reguladora interna en el país que plantea limitaciones de expansión de generación en manos del sector privado hace que lógicamente el desarrollo MDL en este sector sea limitado a los proyectos que son parte de los esquemas BOT de licitaciones públicas que conduce el instituto Costarricense de Electricidad (ICE) así como a otros emprendimientos cooperativos o de empresas regionales de electricidad. Aún cuando los proyectos incluidos por el ICE en sus planes de expansión no están regulatoriamente excluidos por el MDL, si es factible pensar que algunas de esas plantas hidroeléctricas o de tipo geotérmico podrían enfren-

tar dilemas de aceptación en el MDL desde la perspectiva de adicionalidad (debido a que para ser parte del plan de expansión deben mostrar internamente como proyectos que son la mejor decisión de inversión para la empresa pública).

Dada la carencia de información de portafolios en Costa Rica, el grupo consultor no presenta información sobre proyectos de generación de energía renovable que han manifestado su interés en el MDL.

#### 4.6.5. Clima de desarrollo de proyectos MDL de energía renovable Cista Rica

Aún cuando Costa Rica fue uno de los países a nivel mundial que impulsó el desarrollo del MDL, la confluencia de contar con un sector energía bastante limpio desde el punto de emisiones de GEI, así como la complejidad interna de su sector eléctrico ha hecho que el rédito de participación en el MDL haya sido relativamente bajo hasta este momento.



El factor de emisiones de la red eléctrica es bajo comparado con otros países de la región y por tanto el impacto que puede llegar a tener este servicio ambiental global (en su dinámica actual) representa una contribución pequeña a las estructuras financieras a nivel proyecto). Algunas conclusiones nacionales son:

- La institucionalidad así como el esquema aprobatorio mínimo pero necesario para la otorgación de las cartas de aprobación nacional ante el MDL, que son otorgadas por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, como DNA ante la UNFCCC y el Mecanismo de Desarrollo Limpio; es adecuado para el desarrollo de proyectos MDL y no se convierte en una barrera.
- Los procedimientos de aprobación nacional dan un rol importante a la proactividad de los desarrolladores y proponentes de actividades de proyecto MDL, y reduce cualquier riesgo para el país por cuanto solicita un PDD en formato final así como un informe borrador positivo de la DOE encargada de la 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 no está explícitamente descrita en los procedimientos nacionales, pero la práctica local se apoya en las consideraciones de los planes nacionales de desarrollo y es muy semejante a la observada en otros países en vías de desarrollo, es decir a través de la existencia de una lista positiva de aprobación, en la que generalmente se coloca con alta prioridad a los proyectos de energía renovable.
- La consideración de consultas específicas a actores locales no es parte explícita del proceso de aprobación nacional y no se detalla ningún requerimiento específico en este sentido, más allá de lo establecido para consultas públicas en el contexto de los estudios de impacto ambiental del proyecto.
- Costa Rica es claramente un país cuya propia línea de base tan renovable contribuye a que los réditos del MDL tengan una menor contribución a los proyectos de energía. El esquema actual del MDL, basado en actividades de proyectos no es el mejor para un país cuyo esfuerzo principal se refleja en la existencia de políticas medio ambientalmente amigables, por lo que el país debe mirar con mucho interés el desarrollo de las negociaciones internacionales para saber diferenciar sus propias políticas como las de la aspiración a la carbono neutralidad, con el objeto de impulsar una renovada transferencia tecnológica e inversión en nuevos esquemas

sectoriales en los cuales nuevas formas de organización eléctrica continúen reflejando y profundizando la eficiencia energética así como la energía renovable.



## 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 Costa Rica. Se presentan 3 grupos de proyectos:

- Centrales eléctricas en operación
- Proyectos con elegibilidad
- Proyectos con solicitud de elegibilidad presentada

La lista de proyectos en operación fue tomada de las estadísticas de CEPAL. Los proyectos que aparecen bajo la categoría „con elegibilidad son aquellos que en obtuvieron ese rango (la mayoría de ellos en 1999) por parte del ICE, pero que no se construyeron por los vacíos legales en materia de concesión de agua y tarifas. Los proyectos que aparecen bajo la categoría de “elegibilidad” presentada son aquellos que presentaron solicitud para obtener ese rango, pero que el trámite de la misma no concluyó.

La fuente de información para la elaboración de las listas de proyectos en estas dos últimas categorías provienen del ICE.

La muestra de proyectos presentados permite concluir que Costa Rica tiene experiencia en el desarrollo de pequeñas centrales de energía renovable. Se puede concluir también que el país cuenta con un importante potencial para el desarrollo de nuevos proyectos de esa categoría, principalmente a partir de recursos hidráulicos, y que una vez que se superen los escollos legales, se reactivará este sector.

Es importante destacar que las listas de proyectos que se presentan en esta sección no pretenden ser exhaustivas, sino más bien ilustrativas.

**TABLA 5.1** Proyectos de energía renovable < 10 MW de potencia

| Nombre proyecto         | Tipo              | Cap. MW | Empresa                                   |
|-------------------------|-------------------|---------|---|
| <b>EN OPERACIÓN</b>     |                   |         |   |
| Aeroenergía             | Eólico            | 6.8     |   |
| Esperanza               | Hidro             | 5.5     |   |
| Matamoros               | Hidro             | 3.8     |   |
| Río Azul                | Relleno sanitario | 3.7     |   |
| El Angel                | Hidro             | 3.4     |   |
| C. Grande 3             | Hidro             | 3.4     |   |
| Suerkata                | Hidro             | 3.0     |   |
| Caño Grande             | Hidro             | 2.9     |   |
| Losko                   | Hidro             | 2.8     |   |
| Embalse                 | Hidro             | 2.0     |   |
| Tuis                    | Hidro             | 1.8     |   |
| Montezuma               | Hidro             | 1.0     |   |
| San Gabriel             | Hidro             | 0.4     |   |
| La Lucha                | Hidro             | 0.3     |   |
| Q. Azul                 | Hidro             | 0.3     |   |
| Tapezco                 | Hidro             | 0.1     |   |
| Rebeca                  | Hidro             | 0.1     |   |
| SUMA                    | 17                | 41.29   |   |
| <b>CON ELEGIBILIDAD</b> |                   |         |   |
| Cerro Azul              | Hidro             | 10.0    | DESARROLLOS HIDROELÉCTRICA SAN PEDRO S.A. |
| Río Blanco              | Hidro             | 10.0    | PROENERGÍA, S.A.                          |
| Atirro                  | Hidro             | 9.3     | D. ELÉCTRICOS VEREH S.A.                  |
|                         | Hidro             | 5.0     | INVERSIONES LA MANGUERA S.A.              |
| San Vito                | Hidro             | 8.3     | AGUA Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A.      |
| Sereno                  | Hidro             | 7.0     | AGUA Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A.      |
| El Porvenir             | Hidro             | 5.0     | DAGOBERTO BARBOZA NÚÑEZ                   |
| Baral Balca             | Hidro             | 5.0     | EDUARDO YGLESIAS                          |

**TABLA 5.1** Proyectos de energía renovable < 10 MW de potencia

| Nombre proyecto                | Tipo  | Cap. MW | Empresa                                     |
|--------------------------------|-------|---------|---|
| <b>CON ELEGIBILIDAD</b>        |       |         |   |
| Don Eladio                     | Hidro | 4.0     | HIDROELÉCTRICA MORPHO, S.A.                 |
| Río Blanquito                  | Hidro | 3.8     | S Y M ALIMENTOS TROPICALES S.A.             |
| Río Jabonal                    | Hidro | 3.2     | PROYECTOS RUME, S.A.                        |
| Destierro                      | Hidro | 2.5     | HIDROELÉCTRICA DEL CARIBE, S.A.             |
| Vara Blanca                    | Hidro | 2.2     | CENTRAL HIDROELÉCTRICA VARA BLANCA S.A.     |
| Río Colorado                   | Hidro | 1.7     | SOC PROYECTO AGROPECUARIO B.N. CARACOL S.A. |
| Guacimal                       | Hidro | 1.5     | HIDRO POTENCIA S.A.                         |
| Providencia                    | Hidro | 1.5     | PROVIDENCIA GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.      |
| Río Peje                       | Hidro | 1.5     | TOKOL INTERNACIONAL, S.A.                   |
| Río Negro                      | Hidro | 0.8     | SOC PROYECTO AGROPECUARIO B.N. CARACOL      |
| Suerkata                       | Hidro | 0.7     | SUERKATA S.R.L.                             |
| Piedras Negras                 | Hidro | 0.6     | PIEDRAS NEGRAS S.A.                         |
| San Vicente                    | Hidro | 0.1     | ASOC. HOGAR DE ANCIANOS SVICENTE DE PAUL    |
| SUMA                           | 21    | 83.56   |   |
| <b>ELEGIBILIDAD PRESENTADA</b> |       |         |   |
| Santa Clara                    | Hidro | 9.0     | HIDROELÉCTRICA RÍO SAN CARLOS S.A.          |
| Sábalo                         | Hidro | 7.7     | MARGOTH OSES RODRÍGUEZ                      |
| Parismina                      | Hidro | 7.5     | DESARROLLOS HIDROELÉCTRICOS PARISMINA       |
| Doña Rebeca                    | Hidro | 6.8     | CIA. HIDROELÉCTRICA DOÑA REBECA S.R.L.      |
| Noble                          | Hidro | 6.0     | HIDROELÉCTRICA NOBLE, S.A.                  |
| Mena                           | Hidro | 5.6     | MARGOTH OSES RODRÍGUEZ                      |
| La Misión                      | Hidro | 4.6     | HIDROELÉCTRICA LA MISIÓN                    |
| Poas el Angel                  | Hidro | 4.5     | EL ÁNGEL, S.A.                              |
| Orosí                          | Hidro | 4.5     | MARGOTH OSES RODRÍGUEZ                      |
| Corinto                        | Hidro | 4.2     | HIDROCORINTO S.A.                           |
| Chachagua                      | Hidro | 4.1     | HIDROELÉCTRICA CHACHAGUA, S.A.              |
| Río Hule                       | Hidro | 3.3     | HIDROELÉCTRICA RÍO HULE S.A.                |
| Río Esquinas                   | Hidro | 2.7     | APALA                                       |
| Los Negritos 2                 | Hidro | 1.9     | EMPRESA CENTRAL HIDROELÉC LOS NEGRITOS      |
| El Futuro                      | Hidro | 1.5     | HID. AGRICULTORES UNIDOS EL FUTURO          |
| Caño Grande II (ampliación)    | Hidro | 1.5     | HIDRO-VENECIA S.A.                          |
| La Angelita                    | Hidro | 1.0     | EL ÁNGEL, S.A.                              |
| Chuta                          | Hidro | 0.8     | HIDROMEGA NÚMERO UNO, S.A.                  |
| Las Juntas de Abangares        | Hidro | 0.7     | PROYECTOS RUME, S.A.                        |
| El Embalse (ampliación)        | Hidro | 0.5     | EL EMBALSE S.A.                             |
| SUMA                           | 20    | 78.32   |   |



## 6. LA BANCA COSTARRICENSE Y LA ENERGÍA RENOVABLE

La primera sección de este capítulo inicia con un análisis del sistema bancario costarricense, 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 costarricense 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 los meses de mayo y junio de 2009 con representantes de cinco de los principales bancos costarricenses. 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, 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

La banca estatal ha tenido un peso preponderante en el mercado bancario costarricense, resultado de la nacionalización que se decretó en el año 1948. A partir de ese año, pasaron 33 años, antes de que el Banco Central de Costa Rica, en 1981, autorizara a las pocas instituciones privadas existentes en ese momento a captar recursos del público mediante certificados de depósito. Y no es sino hasta en el año 1995, en que se le permitió a los bancos privados la apertura de cuentas corrientes. Hoy en día el mercado bancario del país es mixto, contando con 3 bancos comerciales del Estado, 10 bancos comerciales privados y 2 bancos creados por ley especial. Dentro de esa última categoría caen el Banco Popular y de Desarrollo Comunal (un banco propiedad de los trabajadores, y el cual administra los ahorros que por deducción obligatoria aportan todos los asalariados del país), y el Banco Hipotecario de la Vivienda.

El fenómeno de la banca “fuera de plaza” o banca “off-shore” en Costa Rica ha jugado un papel importante a lo largo de los años. Estos bancos forman parte de grupos financieros locales, y son un complemento al negocio bancario que se realiza a través de los bancos locales. Sin embargo, en Costa Rica, a pesar de que este tipo de banco está contemplado dentro del marco regulatorio, se han presentado situaciones particulares alrededor de ellos. Antes que nada, la supervisión que ha tenido la Superintendencia General de Entidades Financieras (SUGEF) ha sido restringida, tal y como se aclara en la página principal de Internet del ente supervisor.<sup>61</sup> Por otro lado, es importante destacar que el peso relativo de estos bancos ha decrecido rápidamente a partir del 2008. En diciembre de 2007 operaban 6 bancos “off-shore” con activos totales por US\$ 2.398 millones. Ya en diciembre de 2008 operaban sólo 4, y sus activos habían

<sup>61</sup> Superintendencia General de Entidades Financieras (<http://www.sugef.fi.cr/>).



descendido a US\$ 1.110 millones. Según publicaciones recientes<sup>62</sup>, ha habido un traslado de activos de los bancos "off-shore" a los bancos locales del su grupo financiero. Y según manifestaciones publicadas por el Superintendente en febrero de 2009, sólo una de estas instituciones seguirá con operaciones en el país<sup>63</sup>.

La Tabla 6.1 presenta en forma resumida la conformación del sistema bancario costarricense.

Presenta el número de entidades en cada categoría, así como el total de activos que, según datos de la Superintendencia General de Entidades Financieras (SUGEF) reflejaba cada categoría al cierre de diciembre de 2008. Las cifras están expresadas en millones colones y en millones de dólares.

**Tabla 6.1**
**Costa Rica - Sistema bancario, dic-2008**
**Total de activos, millones**

|   | Nº entidades | Moneda local        | US \$           | %             |
|---|--------------|---------------------|-----------------|---------------|
| Bancos comerciales privados             | 10           | 4,264,576.0         | 7,752.6         | 37.1%         |
| Bancos comerciales del estado           | 3            | 5,301,886.3         | 9,638.4         | 46.1%         |
| Bancos creados por ley especial         | 2            | 1,326,073.1         | 2,410.7         | 11.5%         |
| Bancos 'off-shore'                      | 4            | 610,724.8           | 1,110.2         | 5.3%          |
| <b>TOTAL</b>                            |              | <b>11,503,260.2</b> | <b>20,912.0</b> | <b>100.0%</b> |
| Bancos de capital extranjero            | 8            | 3,890,213.5         | 7,072.1         |               |
| Banco más grande del país (por activos) | BNCR         | 3,012,230.9         | 5,476.0         |               |

\*1 Elaboración propia con datos de la Superintendencia General de Entidades Financieras (SUGEF)

En la Tabla 6.2 se presenta el escalafón ("ranking") de los bancos que conforman el sistema bancario (no incluye los bancos "off-shore"). El orden en que aparecen los bancos obedece al tamaño de su activo (dic-08). Se presentan además las cifras de patrimonio.

Los 3 bancos comerciales del estado representan un 49% de los activos totales del sistema, mientras que los 10 bancos privados, representan un 39%. A los 2 bancos creados por ley especial les corresponde el 12% restante. De los 10 bancos privados, sólo 3 son de capital costarricense. Estos 3 representan apenas un 3% de los activos totales del sistema bancario.

<sup>62</sup> Periódico La Nación, 27 de febrero de 2009. Sólo una "off-shore" seguirá con operaciones en el país. [http://www.nacion.com/ln\\_ee/2009/febrero/27/economia.html](http://www.nacion.com/ln_ee/2009/febrero/27/economia.html)

<sup>63</sup> Idem



Tabla 6.2

## Bancos de Costa Rica Tamaño por activos y patrimonio

| Bancos                                | Activos \$      | Activos %     | Patrimonio \$  | Exp.máx. \$ |
|---------------------------------------|-----------------|---------------|----------------|-------------|
| Banco Nacional de Costa Rica          | 5,476.0         | 27.7%         | 518.5          | 103.7       |
| Banco de Costa Rica                   | 3,624.3         | 18.3%         | 432.6          | 86.5        |
| Banco Popular y de Desarrollo Comunal | 2,270.6         | 11.5%         | 386.6          | 77.3        |
| Banco BAC San José                    | 1,915.5         | 9.7%          | 164.5          | 32.9        |
| Scotiabank de Costa Rica              | 1,893.8         | 9.6%          | 167.5          | 33.5        |
| Banco HSBC                            | 1,536.9         | 7.8%          | 127.7          | 25.5        |
| Citibank de Costa Rica                | 1,041.3         | 5.3%          | 124.4          | 24.9        |
| Banco Crédito Agrícola de Cartago     | 538.1           | 2.7%          | 59.5           | 11.9        |
| Banco Improsa                         | 416.6           | 2.1%          | 38.8           | 7.8         |
| Banca Promérica                       | 411.5           | 2.1%          | 32.7           | 6.5         |
| Banco Lafise                          | 241.7           | 1.2%          | 18.7           | 3.7         |
| Banco BCT                             | 193.4           | 1.0%          | 18.6           | 3.7         |
| Banco Hipotecario de la Vivienda      | 140.1           | 0.7%          | 72.2           | 14.4        |
| Banco Cathay                          | 70.6            | 0.4%          | 12.9           | 2.6         |
| Banco General                         | 31.4            | 0.2%          | 30.6           | 6.1         |
| <b>TOTAL</b>                          | <b>19,801.7</b> | <b>100.0%</b> | <b>2,205.7</b> |             |

\*1. Ordenados de acuerdo a activos totales, de mayor a menor. No incluye bancos fuera de plaza.

\*2. Exposición máxima es el monto máximo que un banco puede prestar a una sola persona física o jurídica, según Artículo 135 de la Ley Orgánica del Banco Central de Costa Rica.

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

\*4. Las cifras consignadas para Citibank de Costa Rica incluye los activos y el patrimonio de Banco CMB (Costa Rica).

El sistema bancario costarricense presenta un alto grado de concentración. Los tres bancos más grandes representan el 57.4% de los activos totales del sistema bancario. Los dos bancos más grandes son estatales. Los activos del Banco Nacional de Costa Rica, el más grande del país, representan más el 27.7% de ese total.

La exposición máxima, que también se muestra en el cuadro, estima el monto total que un banco le puede otorgar a una persona física o jurídica. Esto según lo dice el Artículo 135 de la Ley Orgánica del Banco Central de Costa Rica<sup>64</sup>, el cual establece los límites de las operaciones activas que los intermediarios financieros podrán realizar con cada persona natural o jurídica, o a un grupo de interés económico. El límite máximo será de una suma equivalente al 20% del capital suscrito y pagado, así como de las reservas patrimoniales no redimibles de la entidad financiera. 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 en la fecha indicada, y no al „capital suscrito y pagado.

En el marco regulatorio costarricense se da un fenómeno particular en cuanto al alcance del concepto de

grupo de interés económico, que es relevante destacar en este documento por sus implicaciones sobre el crédito que los bancos del país pueden otorgar al sector eléctrico. La Superintendencia mediante la norma SUGEF 5-04<sup>65</sup>, de noviembre de 2004, establece tres criterios para la conformación de dichos grupos: la relación patrimonial significativa, la relación administrativa significativa y la relación financiera significativa. Dentro de la definición de relación financiera significativa establece que dos personas mantienen una relación financiera significativa cuando “el 40% o más del monto de las ventas o de las compras de productos y servicios de una persona se origina en transacciones con la otra persona”. Siendo que el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) ejerce un papel monopólico en la compra de energía de todos los generadores del país<sup>66</sup>, la norma 5-04 antes mencionada obliga a los bancos a considerar que entre los generadores y el ICE se da una relación financiera significativa, por lo cual se debe considerar que el ICE y todos los generadores del país conforman un grupo de interés económico. En consecuencia, el máximo que cada banco, en forma individual, puede otorgar a las empresas del sector eléctrico (consideradas como grupo) está limitado a un 20% de su capital suscrito y pagado.

<sup>64</sup> Ley Orgánica del Banco Central de Costa Rica, No. 7558, del 3 de noviembre de 1995 (y sus reformas). ([http://www.bccr.fi.cr/flat/bccr\\_flat.htm](http://www.bccr.fi.cr/flat/bccr_flat.htm))

<sup>65</sup> <http://www.sugef.fi.cr/pagina.asp?pagina=servicios/documentos/Normativa/normativaprudencial/Reglamento%205-04/SUGEF%205-04.doc>

<sup>66</sup> En el capítulo 3 se explicará el marco regulatorio del mercado eléctrico costarricense, y las competencias que le corresponden al Instituto Costarricense de Electricidad.

Este lineamiento ya ha llegado a imponer una limitación real al financiamiento que los principales bancos pueden otorgar al sector eléctrico.

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 costarricense en años anteriores.

La Tabla 6.3 muestra la evolución en activos y carteras del sistema bancario costarricense. Sin embargo, es importante aclarar que las cifras de crecimiento correspondientes a 2008 se ven incrementadas por el traslado de activos que se dio de los bancos “off-shore” a los bancos locales anteriormente indicado. Se estima <sup>67</sup> que, de no haberse dado ese traslado de activos, los crecimientos mostrados para 2008 hubieran sido aproximadamente la mitad de lo que refleja el cuadro.

| <b>Tabla 6.3 Bancos de Costa Rica Evolución de activos y carteras de crédito</b> |          |          |          |
|--|----------|----------|----------|
|  | dic-06   | dic-07   | dic-08   |
| Activos totales  | 13,804.8 | 17,339.8 | 19,801.7 |
| Cartera de créditos  | 7,264.4  | 10,503.4 | 12,607.3 |
| <b>Crecimiento</b>   |          |          |          |
| Activos totales  |          | 25.6%    | 14.2%    |
| Cartera de crédito   |          | 44.6%    | 20.0%    |

\* 1 Cifras en millones de US\$

Cerca de la mitad de los créditos otorgados por los bancos costarricense están denominados en moneda extranjera, tal y como se observa en la Tabla 6.4<sup>68</sup>.

| <b>Tabla 6.4 Bancos de Costa Rica Cartera de crédito, por moneda (\$)</b> |        |        |
|---|--------|--------|
|   | dic-07 | dic-08 |
| <b>Moneda local</b>   | 50.5%  | 47.3%  |
| <b>Moneda extranjera</b>  | 49.5%  | 52.7%  |

La Figura 6.1<sup>69</sup> muestra el comportamiento (promedios ponderados) de las tasas activas, tanto en moneda nacional como en moneda extranjera, para los años 2006 a 2008.

El análisis de la figura lleva a las siguientes conclusiones:

- Las tasas en moneda local han mostrado importantes fluctuaciones durante el período de análisis, pasando de un valor de 23.86% en enero 2006, a un valor de 14.14% en marzo del 2008, para volver a subir a 20.73% en diciembre de 2008. Las tasas en dólares, que venían mostrando un comportamiento estable, empezaron a caer a principios de 2008, para llegar a un mínimo de 9.33% en 2008, y para volver a subir hasta alcanzar un valor de 11.52% en diciembre de 2008.
- Las diferencias entre las tasas en moneda local y las tasas en moneda extranjera, que usualmente han sido superiores al 10%, se redujeron durante 2007 y 2008 a niveles más cercanos al 5%. Esta reducción en la diferencia en tasas coincidió con un período primero de estabilidad y posteriormente de reducción en el tipo de cambio (relación colones por dólar).
- La caída en las tasas de interés activas en moneda extranjera que se observan a partir de inicios del 2008 puede relacionarse con el descenso registrado por las tasas de referencia internacional (Prime rate o Libor 6 meses) que normalmente se utilizan para la indexación de tasas activas.
- En este particular hay que tener en cuenta que el Código de Comercio de Costa Rica <sup>70</sup> establece que cuando en un préstamo se establezca una tasa de interés variable, “para determinar la variación podrán pactarse tasas de referencia nacionales o internacionales o índices, siempre que sean objetivos y de conocimiento público”.

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

El contenido de la presente sección se elaboró con base en las entrevistas con representantes de 5 de los principales de Costa Rica. La muestra incluyó a los dos bancos estatales más grandes, y a los tres bancos privados más grandes. Las personas entrevistadas ocupan puestos a nivel gerencia o subgerencia general, o de gerencia en las áreas de crédito o riesgos. 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.

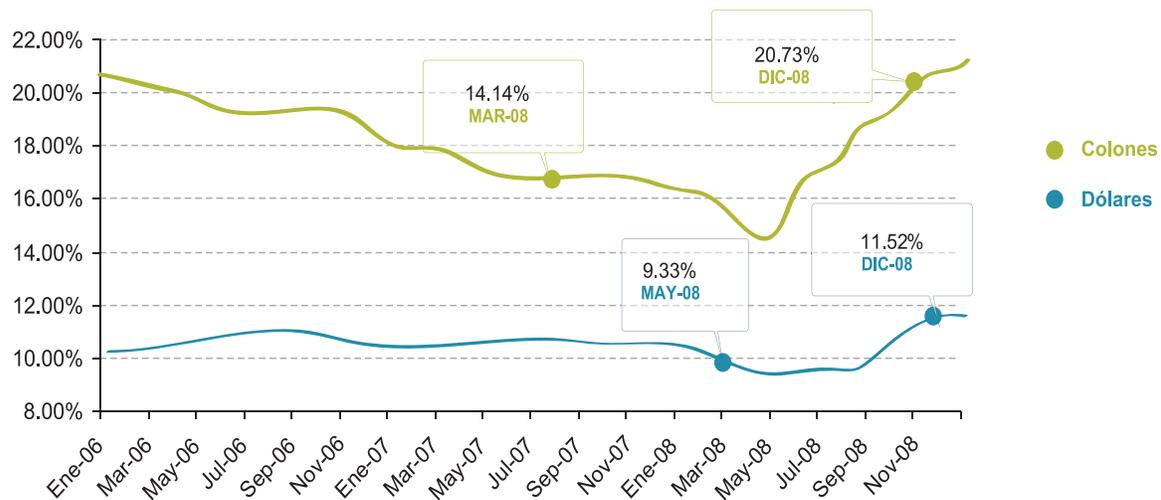
<sup>67</sup> Cálculo propio.

<sup>68</sup> Cálculo propio con datos de la Superintendencia General de Entidades Financieras <http://www.bcn.gob.ni/publicaciones/anuario/Anuario%20estadistico%202008.pdf>

<sup>69</sup> Elaboración propia con datos del Banco Central de Costa Rica. <http://www.bccr.fi.cr>

<sup>70</sup> Código de Comercio de Costa Rica, Artículo 497. [http://www.asamblea.go.cr/ley/leyes/c\\_comerc.doc](http://www.asamblea.go.cr/ley/leyes/c_comerc.doc)



**FIG.6.1** Costa Rica - Tasas de Interés activa

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:

Para entender la relación de la banca con el sector de generación eléctrica en la presente década en Costa Rica hay que tener en cuenta los siguientes aspectos importantes: a.) Los proyectos que se han construido en ese período corresponden mayoritariamente al ICE y al sector cooperativo y municipal. En el financiamiento de proyectos del sector cooperativo y municipal, han participado mayoritariamente los bancos estatales, con los cuales este tipo de desarrolladores tienen mayor afinidad. b.) El sector privado se ha limitado en ese período a participar en dos proyectos bajo el es-

quema BOT, y a la construcción de centrales eléctricas a base de biomasa (bagazo de caña). Mientras que en la década pasada el sector privado desarrolló una cantidad importante de proyectos a base de energía renovable, cambios en la interpretación de aspectos regulatorios relevantes inhibió nuevos proyectos privados en esta década. c.) Durante esta década también se ha empezado a utilizar la figura de los fideicomisos de titularización, mediante la cual se financiaron 3 proyectos desarrollados por el ICE: Proyecto Hidroeléctrico Peñas Blancas (36 MW), Proyecto Hidroeléctrico Cariblanco (80 MW) y Proyecto Térmico Garabito (200 MW). La estructuración de los fideicomisos de titularización también ha estado a cargo de los bancos del estado.

Otro hallazgo importante es que lo establecido por la norma SUGEF 5-04, antes mencionada, ha hecho sentir sus efectos en los dos mayores bancos del Estado, los cuales han alcanzado los límites que impone la norma. Además hay que destacar que en algunos proyectos importantes han participado bancos extranjeros (uno de estos bancos panameño). De todo lo anterior resulta que la participación de la banca privada costarricense en proyectos eléctricos ha sido reducida.

A pesar de las circunstancias antes mencionadas, todos los bancos, también los privados, muestran mucho interés en el sector, y un buen grado de conocimiento del mismo. Buena parte de esa experiencia viene de los proyectos en que participaron en la década pasada.

Por el tamaño de los bancos, analizado en la primera parte de este capítulo, se puede concluir que existe en

la banca costarricense suficiente capacidad para financiar proyectos de energía de pequeña escala (menores a 10 MW), cuya inversión total se estima que puede alcanzar los US\$30 millones<sup>71</sup>, y aún mayores.

Las entrevistas revelaron también que es poco frecuente la sindicación de préstamos entre bancos de la plaza.

**Trayectoria en el financiamiento de proyectos de energía y nivel de conocimiento del sector.** Los dos bancos estatales visitados y dos de los tres bancos privados (HSBC y Scotiabank) indicaron haber participado en financiamientos de proyectos de generación eléctrica. De los dos privados, sólo uno manifiesta estar analizando propuestas concretas en este momento.

**Relación deuda a capital accionario:** La tendencia de la banca costarricense, según lo manifestado durante las entrevistas, es requerir de los promotores del proyecto un aporte del 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.

**Monto de los préstamos:** El sistema bancario costarricense tiene capacidad para financiar los proyectos dentro del rango relevante para este estudio (hasta 10 MW). Para los proyectos mayores a 10 MW, la sindicación podría ser una opción. Por otro lado, para proyectos de mayor escala, se explorará mecanismos de levantamiento de recursos del mercado financiero, tomando como base la experiencia que se ha acumulado en el país a través de los fideicomisos de titularización del ICE.

**Moneda:** Los bancos estatales han otorgado financiamientos tanto en colones como en dólares. El uso de colones se ha dado principalmente en proyectos del sector cooperativo. En vista de que la fijación de tarifas por parte del ICE ha sido tradicionalmente en dólares, se considera que el uso de esta moneda es una opción adecuada, sobre todo porque, por el diferencial entre tasas en colones y en dólares, alivia el servicio de deuda, principalmente en los primeros años del proyecto.

**Tasas de interés:** En cumplimiento de lo que indica el Código de Comercio, la norma, tanto en financiamientos en colones como en dólares, es que las tasas de interés estén indexadas, las de colones a la Tasa Básica Pasiva que establece el Banco Central de Costa Rica, y las de dólares a Libor o a Prime<sup>72</sup>. La utilización de pisos será usual, sobre todo a partir de las caídas observadas en las tasas internacionales a partir de la caída de las tasas internacionales a partir de 2008.

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 9 a 12% para financiamientos en dólares. Las tasas en colones, según las consultas a los dos bancos estatales, se ubican entre un 15% y un 16%.

**Plazo y período de gracia:** La práctica normal en el mercado, de acuerdo a las entrevistas, es conceder un plazo total de 10 años, el cual incluye un período de gracia de 2 a 3 años. Sin embargo, uno de los bancos privados y los dos estatales consultados manifestaron flexibilidad en cuanto al plazo total, indicando que, si el proyecto lo requiere, se puede incrementar el plazo hasta 12 ó 15 años.

**Garantías:** De acuerdo a lo comentado por los entrevistados, se considera que las garantías del proyecto pueden ser suficientes para garantizar un crédito, siempre y cuando los promotores del proyecto demuestren capacidad financiera y respaldo económico para cumplir con los requerimientos de capital y con posibles sobre costos en la ejecución del proyecto.

Un elemento importante en la valoración de la garantía será los resultados que refleje la proyección financiera ante diferentes escenarios de simulación que considere variaciones en tarifas y variaciones en energía generada.

Se mencionó la conveniencia de que el banco mantenga control sobre los flujos de caja del proyecto mediante la utilización de una cuenta de recaudación (“escrow account”). Mediante la administración de esta cuenta se establecen prioridades en pagos, asegurando entre otras cosas, el servicio de deuda y el establecimiento de reservas prudenciales.

Finalmente, el tema de la garantía se va a analizar en conjunto con el cumplimiento de otros requisitos complementarios, que se señalan adelante.

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

La participación del sector privado en el negocio de generación se ha visto muy limitada por la poca claridad en los aspectos regulatorios, sobre todo en lo relativo a las concesiones de agua, y los mecanismos de fijación de tarifas<sup>73</sup>. Las preocupaciones ambientales con respecto a la instalación de centrales hidroeléctricas es una barrera identificada por la banca costarricense, requiriéndose de los grupos desarrolladores capacidad y compromiso en la gestión del tema ambiental desde las etapas tempranas del desarrollo del proyecto, durante

<sup>71</sup> El monto de US\$ 30 millones se fundamenta en un supuesto muy conservador de US\$ 3 millones por MW instalado.

<sup>72</sup> Sobre lo establecido por el Código de Comercio en cuanto a tasas variables, véase la primera sección de este capítulo.



el período de construcción, e inclusive durante la etapa de operación.

**Requisitos para el otorgamiento de préstamos.** De las entrevistas con funcionarios bancarios, surgieron los siguientes aspectos que serán analizados cuidadosamente por los bancos en su proceso de evaluación de propuestas de financiamiento:

- Trámite de permisos, licencias de construcción y estudio de impacto ambiental concluido. Se verá con particular atención el cumplimiento de todos los requerimientos ambientales, y el compromiso de los desarrolladores en cuanto un manejo estructurado de estos temas, y de las relaciones con las autoridades competentes, con los grupos ambientalistas y con las comunidades.
- El contar con un contrato de compra de energía (PPA) suscrito con el ICE es un requisito indispensable en Costa Rica, antes que nada por ser esta institución, por ley, el único comprador.
- La revisión de las coberturas de seguros será rigurosa. En este particular, se tomará como referente la experiencia reciente del Proyecto Hidroeléctrico Cariblanco, el cual sufrió serios daños a raíz de un terremoto a inicios de 2008. En este caso particular, los seguros con que cuenta el proyecto cubrieron a satisfacción con la indemnización de los daños. La respuesta de las aseguradoras se considera como muy positivo. Pero queda en evidencia la importancia de coberturas adecuadas.
- Se requerirá la verificación de aspectos técnicos (hidrología, diseño, etc.) por parte de terceros, independientes. La banca muestra confianza en las capacidades de diferentes profesionales locales que han participado en el desarrollo de proyectos.
- Se valorará con atención la experiencia de la empresa constructora. Para proyectos mayores a 10 MW, se requerirá un contrato de construcción tipo EPC.
- Se valorará también la experiencia de la empresa que vaya asumir la operación y el 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:

En términos generales, la banca costarricense confía en el funcionamiento del marco legal que regula el negocio eléctrico del país. Teniendo esto como punto de partida,

es de esperar que la banca del país responda proactivamente en el momento en que los cambios esperados en la legislación vuelvan a propiciar la participación del sector privado en el negocio de la generación eléctrica.

Por otro lado, la restricción en cuanto a topes de crédito al sector eléctrico que impone la normativa de la SUGEF será una limitante importante. De ahí que, si la restricción se mantiene, se vayan a dar espacios importantes para la participación de la banca multilateral y para los bancos internacionales, tanto regionales como extra regionales

La internacionalización de la banca privada costarricense ha elevado los estándares de evaluación de riesgo. En este sentido, la elaboración de las propuestas de crédito por parte de los desarrolladores tendrá que ser mucho más rigurosa.

Finalmente, es importante resaltar que un tema central en la evaluación de cualquier propuesta de crédito será la capacidad de gestión y el respaldo económico de sus promotores.

### 6.3 Conclusiones.

En el mercado bancario costarricense hay dos grupos de actores principales: por un lado la banca estatal, y por el otro las subsidiarias locales de los bancos internacionales.

Hay que tener en cuenta que en el mercado eléctrico costarricense ha habido vacíos legales que han impedido desde inicios de la presente década la participación de actores privados (no cooperativos) en la generación eléctrica. En ese período, la inversión en infraestructura eléctrica ha estado a cargo del ICE, y en menor medida del sector cooperativo y municipal. En el financiamiento de estos proyectos han participado mayoritariamente los bancos estatales, ya sea por medio de financiamiento convencional, o por medio de la estructuración de fideicomisos de titularización que han captado recursos del público.

Es importante destacar que se están empezando a dar los cambios en el marco legal que permitirán nuevamente la participación del sector privado. Con la aprobación de la Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica, en el pasado mes de mayo, queda superado el primer importante escollo, y es de esperar que los faltantes se superen en el futuro cercano.

No debe caber duda de que, una vez que el sector privado retome sus proyectos de generación, la banca, tanto

<sup>73</sup> Este tema se analizará en mayor detalle en el Capítulo 3 de este estudio.

estatal como privada, sabrá acompañar estas iniciativas proporcionando fuentes de financiamiento. Los bancos del Estado han estado muy presentes en la actividad. Los bancos privados acumularon experiencia relevante en la década pasada, durante la cual se desarrollaron diversos proyectos de generación. Por otro lado, la banca del país está bien consolidada, y tiene las habilidades necesarias para implementar estructuras financieras más complejas.

Es claro también que los banqueros entienden los riesgos asociados a proyectos de esta naturaleza. La evaluación de propuestas de financiamiento, sobre todo como consecuencia de la internacionalización de la banca, será rigurosa, tanto en aspectos técnicos como financieros y ambientales. Un aspecto que se analizará con particular rigor serán los atributos del grupo promotor del proyecto, su experiencia y su capacidad de ejecución, así como su respaldo financiero para cubrir la porción de capital (“equity”) requerida y para cubrir sobrecostos.

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 los trámites que involucre la utilización del mecanismo. 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.

La normativa de SUGEF con respecto a los criterios que constituyen grupo de interés económico puede llegar a ser una limitante importante para la participación de la banca local en el financiamiento de iniciativas del sector eléctrico.

Para poder poner en contexto las tasas de interés que los banqueros costarricenses 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, las tasas de interés serán mayores, y viceversa. De acuerdo a lo que muestra la tabla, el caso de Costa Rica se sale un poco de esa norma, ya que, a pesar de tener una calificación de riesgo superior a la de Guatemala y El Salvador, las tasas de interés vigentes son un tanto 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.

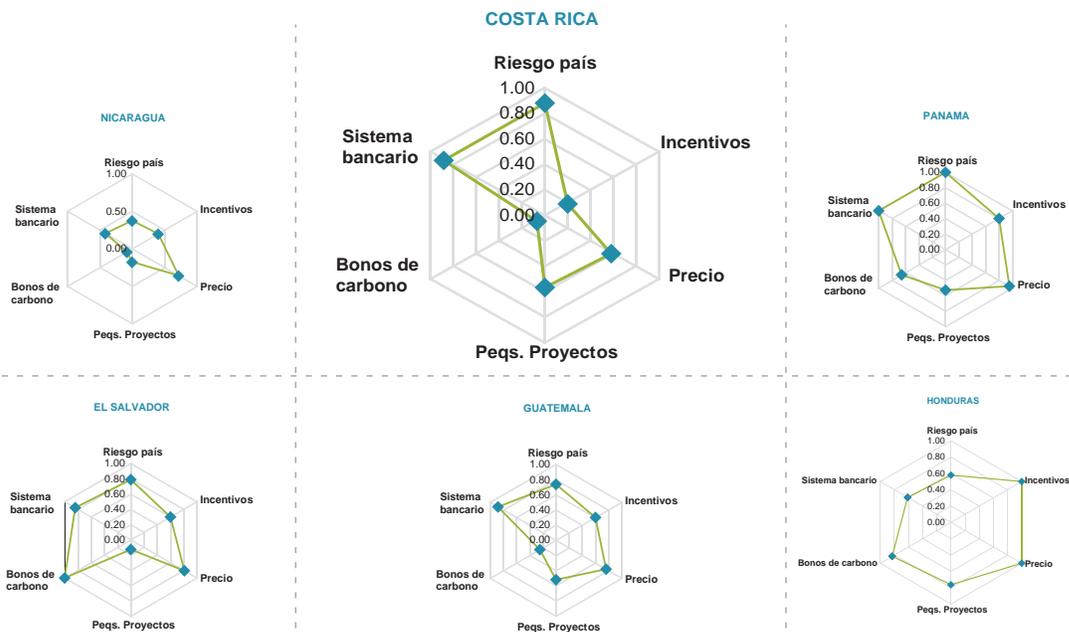
El trabajo realizado en la elaboración del presente documento ha considerado una serie de temas ordenadores de la situación observada a nivel país, que se centran en aspectos relevantes como: la situación del mercado eléctrico e incentivos a la energía renovable/permisos requeridos para el desarrollo 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 Costa Rica, se puede concluir que el desarrollo de proyectos de energía renovable de pequeña escala presenta retos importantes.

Aún cuando el país ha basado su desarrollo eléctrico en las energías renovables y ha logrado un nivel de diversificación importante, incluyendo cerca de 50 MW de proyectos menores a los 10 MW, interconectados a la red eléctrica (semejante a Honduras y Guatemala); la interconexión de nueva generación de pequeña escala se ha detenido en los últimos años. Comparativamente a otros países de la región, existen muy pocos incentivos y la participación del sector privado en la actividad de generación está actualmente casi paralizada excepto por algunas aperturas en los espacios BOT, establecidos por el ICE.

Aunado al contexto de los incentivos, el sistema regulatorio tarifario del país es complejo en su fijación tarifaria y en como el comprador único (que es generador mayoritario y distribuidor mayoritario) define términos contractuales a cualquier compra de energía del sector privado.

Se debe ver con especial atención al desarrollo del “modelo de industria” que ARESEP está considerando para establecer esquemas tarifarios en el sector eléctrico. En ausencia de una nueva forma de manejar el tema tarifario, la señal de precio actual es negativa a cualquier esfuerzo de implementar pequeñas renovables interconectadas a la red eléctrica.

El desarrollo de pequeños proyectos presenta un potencial semejante al observado en otros países notándose que dicho desarrollo ha ido deteniéndose en los últimos años debido a que no se han podido resolver las barreras normativas de la participación privada. Lo que sí es crítico para el país sería perder el conocimiento acumulado de este tipo de desarrollo de caras a inciertos futuros energéticos.

Tomando en cuenta el bajo factor de emisiones de la red eléctrica (resultado de la alta participación de energía renovable en la matriz de generación), el MDL y sus precios actuales junto con la baja dinámica de desarrollo de proyectos no se ha convertido en un instrumento importante para la consecución de flujos de ingresos a los proyectos. Costa Rica deberá innovar a través de esquemas diferenciadores como puede ser la carbono neutralidad para lograr asegurar fondos para la transferencia de tecnología que respalde la aspiración de ser una sociedad 100% renovable, a través de esquemas de tarifas y distribución de rentas nacionales que

contribuyan eficazmente a acelerar la interconexión de pequeñas energías renovables.

La alta calificación mostrada en el indicador de sistema bancario en el caso de Costa Rica no toma en cuenta la importante limitación que impone la definición de SU-GEF de “grupo de interés económico”. Como resultado de esta limitación, los dos bancos estatales más grandes han alcanzado el tope que pueden destinar al sector eléctrico, antes que nada por el alto nivel de préstamos dado al ICE y a entes municipales y cooperativos. Quedará entonces en manos de la banca privada la atención de las necesidades financieras del sector eléctrico. Considerando el tamaño de los 4 mayores bancos privados del país, se puede concluir que existe una barrera adicional desde el punto de vista de financiamiento, la cual no queda reflejada en el indicador utilizado. La banca multilateral e internacional tendrá un papel importante que jugar en Costa Rica. La experiencia que ha acumulado el país en la utilización de los mercados de valores como fuente de recursos para el sector eléctrico presenta una oportunidad sobre la cual se debe capitalizar.

Acelerar el desarrollo de pequeñas energías renovables conectadas a la red eléctrica pareciera requerir de un esfuerzo y voluntad política que reconozca que el sector privado también debe contribuir, ya que el sector público, por sí solo, no podrá mantener el ritmo de inversión requerido por el país.

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. Apoyar en el fortalecimiento de la deliberación y discusión nacional de nuevos esquemas de organización del sector eléctrico, a través de diálogos nacionales que permitan desarrollar plataformas de acuerdo e incidencia en las políticas nacionales que reflejen el importante rol que puede jugar la energía renovable de pequeña escala en el alcance de objetivos nacionales de mejoramiento de participación.  
Lo anterior en respuesta a dilemas de seguridad energética y desarrollo de resiliencia y ante los embates del cambio climático. Esta deliberación es particularmente relevante en un país que tiene aspiraciones de sostenibilidad altas y con un sector energético que depende en mucha medida de la asignación de su capital natural para la generación hidroeléctrica de largo plazo.
2. Aportar a la identificación proactiva de esquemas de incentivos que permitan superar la existencia de pocos incentivos fiscales como los actualmente



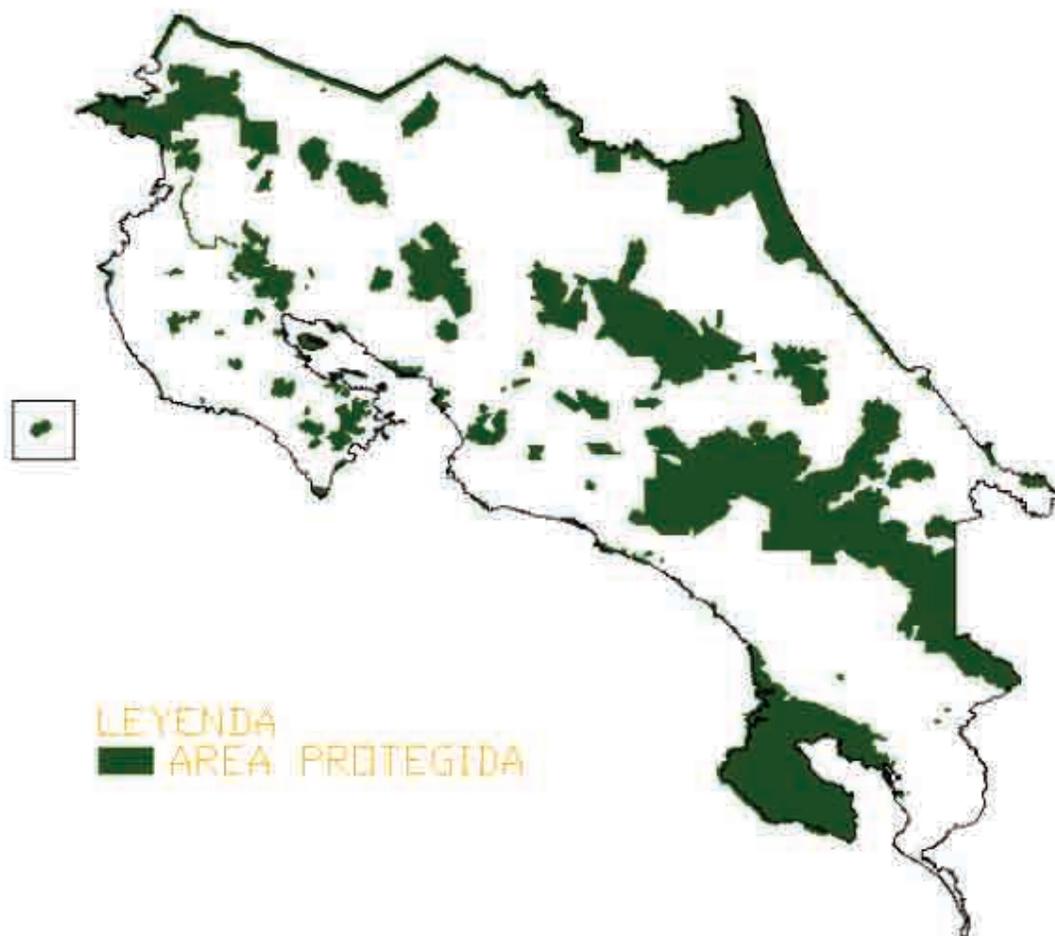
dados en el país a desarrolladores de proyectos. La incorporación de energías renovables, en este caso de pequeña escala, requiere reconcebir cualquier arquitectura de organización de la industria eléctrica en el país, desde nuevas ópticas que conlleven a resolver el problema de contexto. En el pasado el país fue exitoso y líder en la adscripción de pequeños generadores renovables; este proceso se ha ido deteniendo y se requerirá de innovaciones para retomar el camino de diversificación y disparidad de tecnologías que requiere el nuevo paradigma energético.

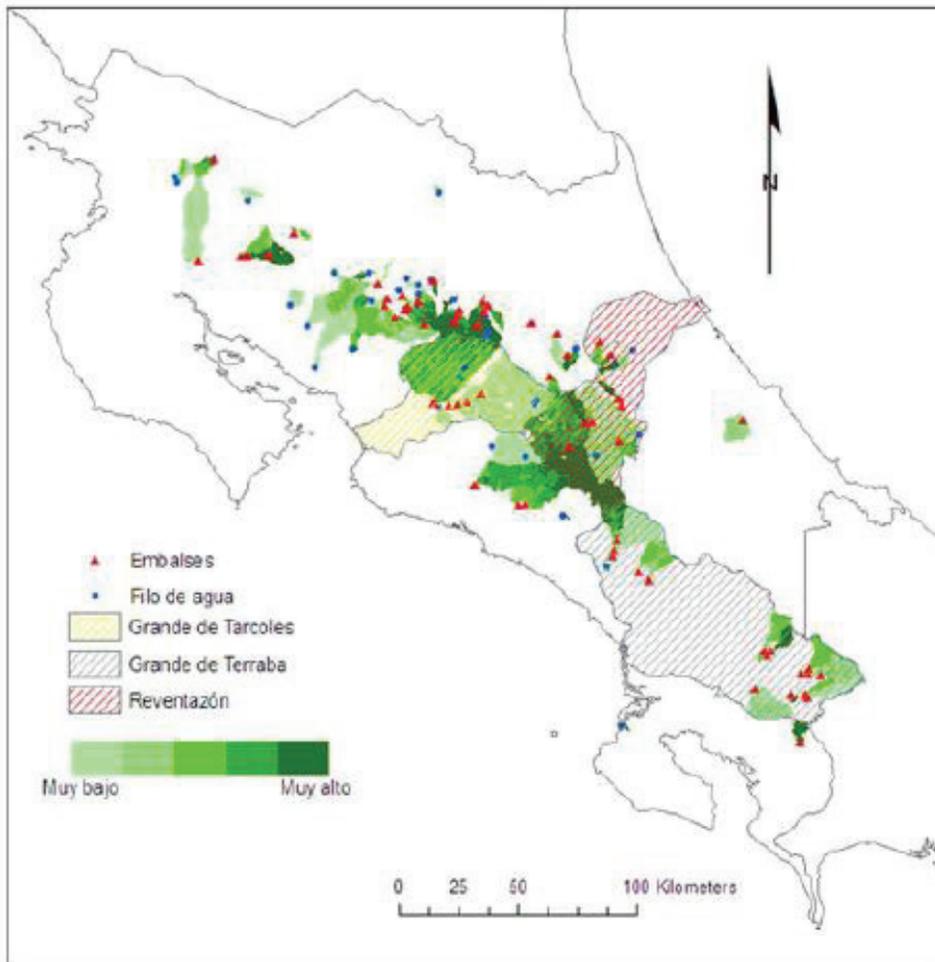
3. Conocer y discutir en un corto plazo los alcances de las propuestas de reestructuración del sector así como de las propuestas y desarrollos de regulaciones como son el “modelo de industria” actualmente en desarrollo por parte del ente regulador de tarifas, para así logra remover las barreras estructurales de regulación que están dando señales de precios para la contratación de energía y potencia.
4. Trabajar con la banca costarricense para identificar innovaciones y escalamientos potenciales que se puedan dar a los esquemas de financiamiento por colocación en bolsa para financiamientos de energía renovable, y de la misma manera ayudar en la capitalización de fondos de gestión de capital accionario, estructuración de garantías y manejo de sobre costos de proyecto.
5. 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 sobre costos, 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

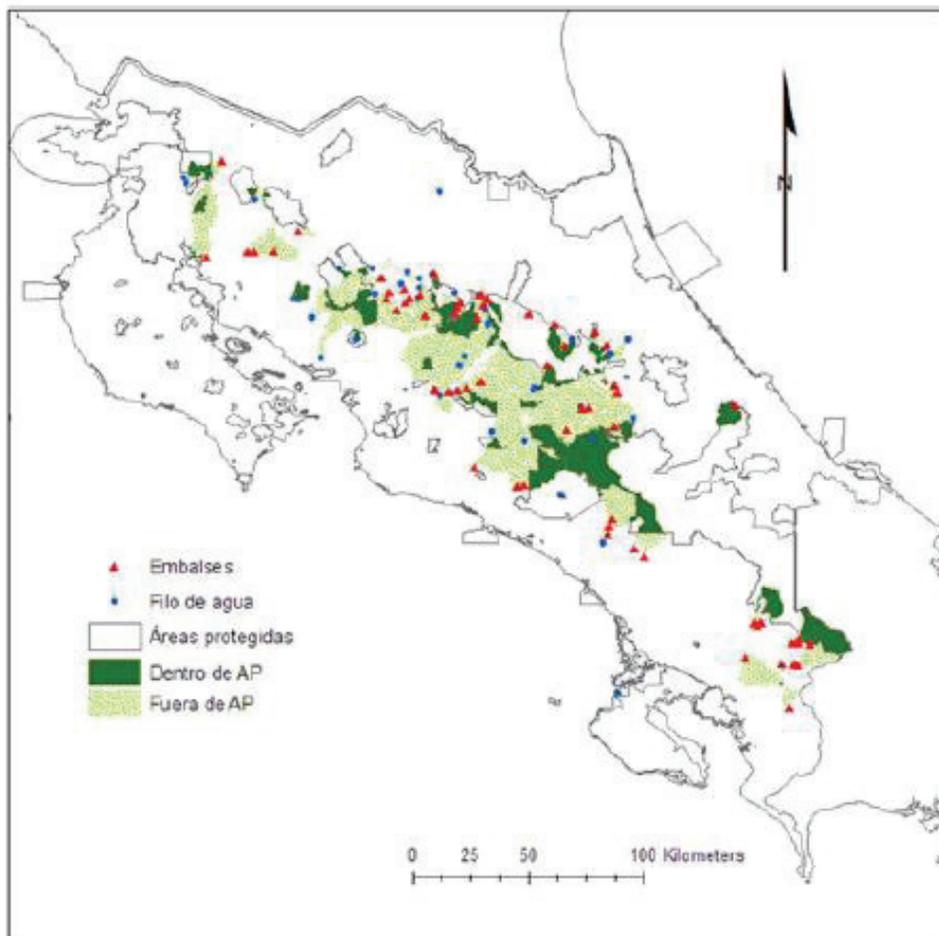
### Costa Rica ubicación de Áreas Protegidas



Costa Rica, bosques proveedores de SEH para las centrales hidroeléctricas <sup>74</sup>

<sup>74</sup> E. Leguía, B. Locatelli, et al. Servicios ecosistémicos e hidroenergía en Costa Rica. Revista Ecosistemas 17 (1), Enero 2008. La intensidad de los colores muestra, de forma ordinal, el nivel de importancia de los bosques para las centrales hidroeléctricas. SEH = Servicios ecosistémicos hídricos.

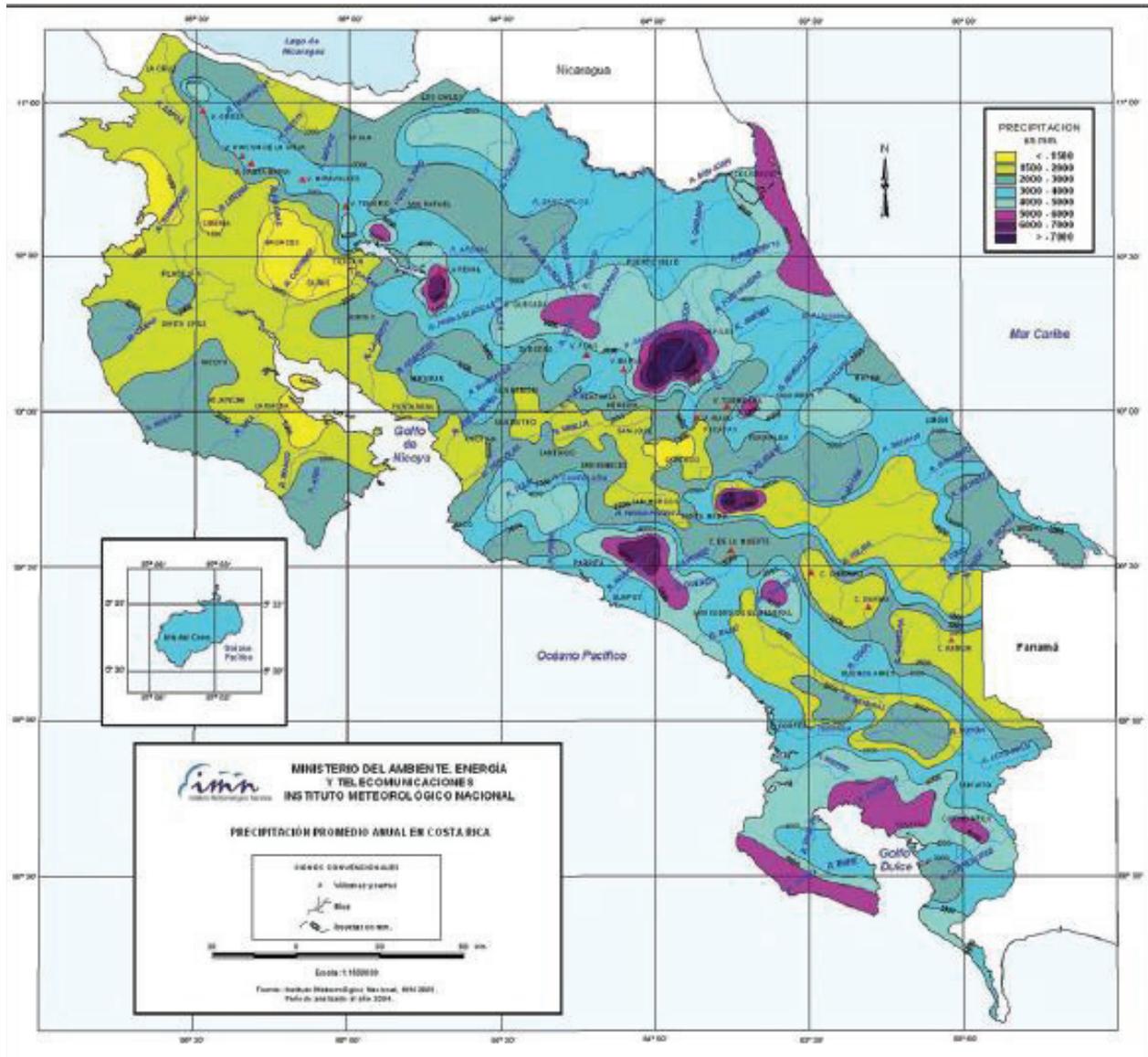
## Costa Rica, bosques proveedores importantes para el sector hidroeléctrica y áreas protegidas <sup>75</sup>



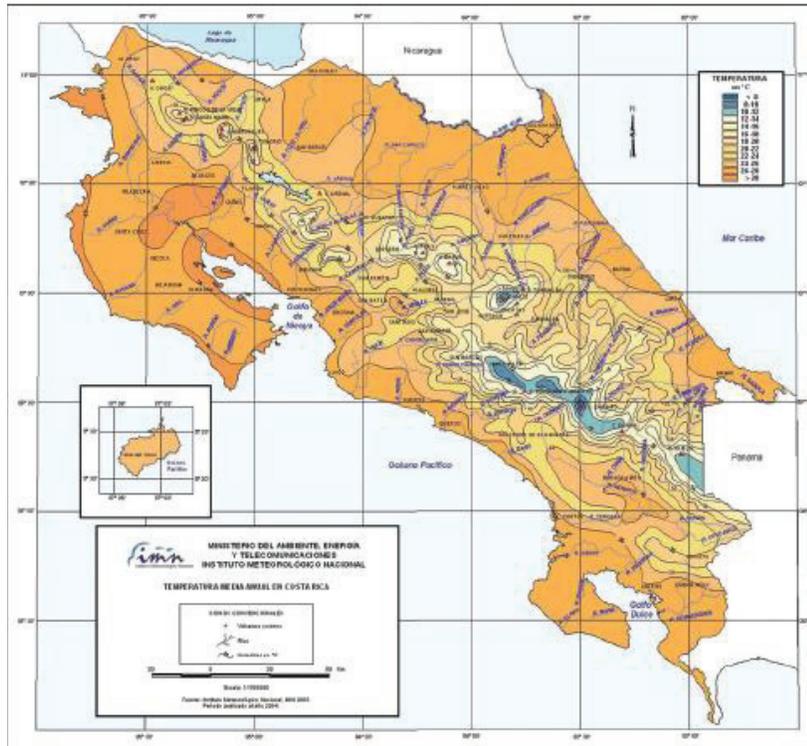
<sup>75</sup> E. Leguía, B. Locatelli, et al. Servicios ecosistémicos e hidroenergía en Costa Rica. Revista Ecosistemas 17 (1), Enero 2008. El color verde intenso hace referencia a los bosques que proveen SEH para las centrales hidroeléctricas que se encuentran dentro de áreas protegidas, mientras que el verde claro corresponde a aquellos bosques importantes que están fuera de áreas protegidas. SEH = Servicios ecosistémicos hídricos.



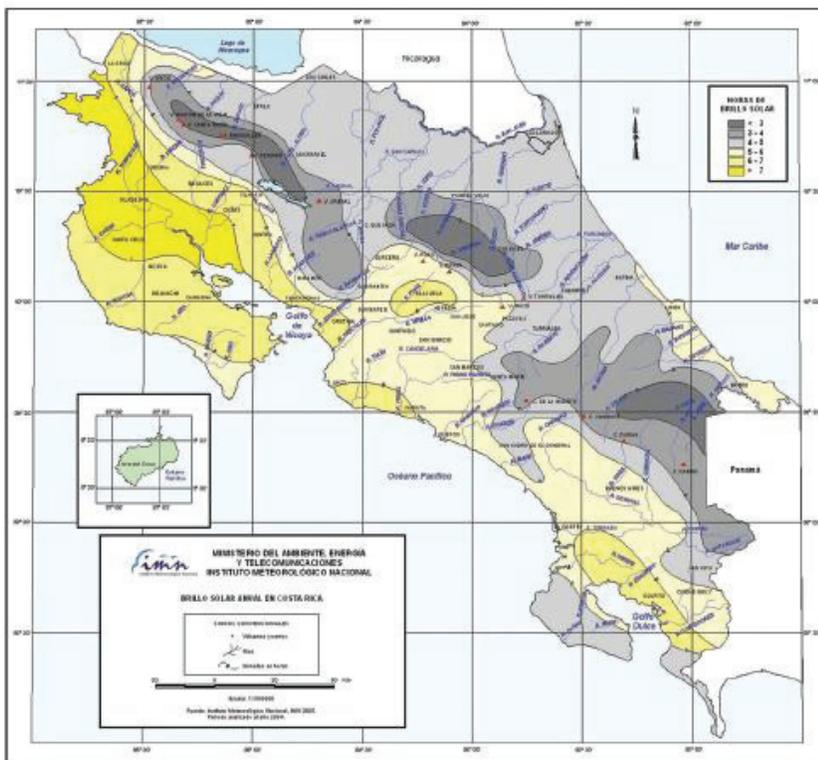
Costa Rica, precipitación promedio anual.

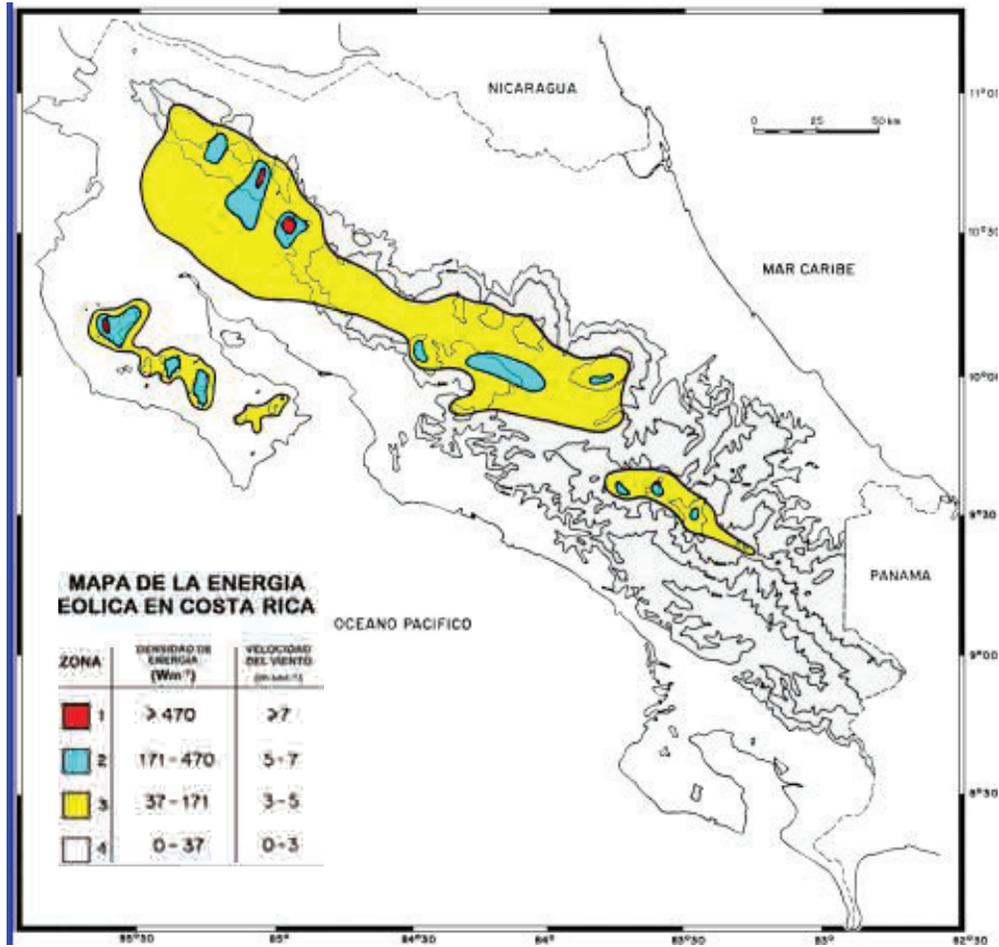


### Costa Rica, temperatura promedio anual.



### Costa Rica, Brillo Solar



Densidad Eólica<sup>76</sup>

<sup>76</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 Electrowatt Engineering Services, Ltd. Zurich, Suiza, 2003.

## 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<br><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://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> |
| AMS-I.B.   | Mechanical energy for the user with or without electrical energy --- Version 10<br><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://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> |
| AMS-I.C.   | Thermal energy production with or without electricity --- Version 14<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CP5MXZKGWSH4A812FYV7R03JE9QIBN">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CP5MXZKGWSH4A812FYV7R03JE9QIBN</a>                               | 1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> |
| AMS-I.D.   | Grid connected renewable electricity generation --- Version 13<br><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://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a> |
| AMS-I.E.   | Switch from Non-Renewable Biomass for Thermal Applications by the User --- Version 1<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDM_AMSP4VBBO5G54RXDE9KQ6FJWMGHZLHFA5">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDM_AMSP4VBBO5G54RXDE9KQ6FJWMGHZLHFA5</a> | 1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.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<br><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><br>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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_W4GX86S75701NUX1E2BMF11JBT8GJX">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_W4GX86S75701NUX1E2BMF11JBT8GJX</a>   | 1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a><br>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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_GTS8WWST6TM5OVGQT70VAQ1KVF5QWJ">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_GTS8WWST6TM5OVGQT70VAQ1KVF5QWJ</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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/EDS6TS9TXOQP14XNXJZKKZVDITBRH9">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/EDS6TS9TXOQP14XNXJZKKZVDITBRH9</a>  | 1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a><br>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<br><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><br>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<br><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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_15YH7UTNQ40J8MGMVX62CGNE0K49Y0">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_15YH7UTNQ40J8MGMVX62CGNE0K49Y0</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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_KQG3X51TFJX06DIQ6KZXJVDVSCACYK">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_KQG3X51TFJX06DIQ6KZXJVDVSCACYK</a>   | 1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a><br>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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_1G0O6RURGV8PVR17HACKCYNMK478CC">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_1G0O6RURGV8PVR17HACKCYNMK478CC</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<br><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<br><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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_A8GLSD2RA5ANXTONRGFTVRF69004Z">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_A8GLSD2RA5ANXTONRGFTVRF69004Z</a>  | 1: <a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a><br>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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_0UHVASBMYE52K6O8F10LEGUEA6EFCI">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_0UHVASBMYE52K6O8F10LEGUEA6EFCI</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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IPPR3MUS0HP1Z9HRDB8SIWBQG49TMS">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_IPPR3MUS0HP1Z9HRDB8SIWBQG49TMS</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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_XSQZ90TPYIVL901AUDP7PV1JGX2WBJ">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_XSQZ90TPYIVL901AUDP7PV1JGX2WBJ</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<br><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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/9WQMVLRC9VIYMZ1BZS0B6KII6IIBQ3">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/9WQMVLRC9VIYMZ1BZS0B6KII6IIBQ3</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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_ONJGVJI1GKOE3VL086HLS4WSWLZX53">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_ONJGVJI1GKOE3VL086HLS4WSWLZX53</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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/PGZZ4XP5JIB9TSXN30YLQTRZKQ859">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/PGZZ4XP5JIB9TSXN30YLQTRZKQ859</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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_Q5M2YK2BPIMB33IL679IUQKPSDBPK">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_Q5M2YK2BPIMB33IL679IUQKPSDBPK</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<br><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><br>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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_R9YH4PM0RKNASRGIFOTUMO47IGZIS2">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_R9YH4PM0RKNASRGIFOTUMO47IGZIS2</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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/DM147XSRKQJ03QED5DR03KU07LUUX9">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/DM147XSRKQJ03QED5DR03KU07LUUX9</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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_3FWC9PHGKQUEYSZX19GOJC6M7YD60K">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_3FWC9PHGKQUEYSZX19GOJC6M7YD60K</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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_JABHS40BNJ0G5AV8FT345F5K15OV9X">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_JABHS40BNJ0G5AV8FT345F5K15OV9X</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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_966E1RSS33CHOSKBU3DTFBP8SZ8EEQ">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_966E1RSS33CHOSKBU3DTFBP8SZ8EEQ</a>  | 13:<br><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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_71ZC14NVE4V5DHA3TUT3896PFLPVGG">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_71ZC14NVE4V5DHA3TUT3896PFLPVGG</a>  | 1:<br><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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/C4XJL50NM9UF6KPO7YGZIV3DBAW1T8">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/C4XJL50NM9UF6KPO7YGZIV3DBAW1T8</a>  | 1:<br><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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_5CJO927L0ASINNC90KWHKMM9X1RMVN">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_5CJO927L0ASINNC90KWHKMM9X1RMVN</a>  | 1:<br><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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/NFOHG1YM2E3SX7CRJ5A09QVDPZUW64">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/NFOHG1YM2E3SX7CRJ5A09QVDPZUW64</a> | 8:<br><a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#8">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#8</a><br>10:<br><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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/1WS8W1641K25AZ8E9L80V1RS3TAVWK">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/1WS8W1641K25AZ8E9L80V1RS3TAVWK</a>   | 1:<br><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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/FI2PAALEOP8XPVOS2NVDFSQ8RVMUBS">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/FI2PAALEOP8XPVOS2NVDFSQ8RVMUBS</a>  | 1:<br><a href="http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1">http://cdm.unfccc.int/DOE/scopes.html#1</a><br>4:<br><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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/00A3HLW2Q45KY6YJ0XLD4STXU77PFO">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/00A3HLW2Q45KY6YJ0XLD4STXU77PFO</a>   | 1:<br><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<br><a href="http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_4E2WZ1WV1FOT4CUBAB53MI0B0FRNFK">http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDMWF_AM_4E2WZ1WV1FOT4CUBAB53MI0B0FRNFK</a>   | 13:<br><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>77</sup>
- DEG Compañía Alemana de Inversión y Desarrollo <sup>78</sup>
- FMO Compañía de Desarrollo Financiero de los Países Bajos (Netherlands Development Finance Company)<sup>79</sup>
- FINNFUND (Finnish Fund for Industrial Cooperation Ltd)<sup>80</sup>

### Instituciones privadas

- RBC Caribbean (anteriormente RBTT)
- E+Co<sup>81</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.

<sup>77</sup> [www.b-i-o.be](http://www.b-i-o.be)

<sup>78</sup> [www.deginvest.de](http://www.deginvest.de)

<sup>79</sup> <http://www.fmo.nl/>

<sup>80</sup> [www.finnfund.fi](http://www.finnfund.fi)

<sup>81</sup> <http://www.eandco.org>

<sup>82</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)

### 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>82</sup>. De acuerdo a este criterio, 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>83</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>84</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>83</sup> [http://www.eandco.org/eandcocapital/en\\_usa/carec.html](http://www.eandco.org/eandcocapital/en_usa/carec.html)

<sup>84</sup> Administrado por EMP Latin America ( [www.empglobal.com](http://www.empglobal.com) )



## ANEXO 4. Las bolsas de valores de Centroamérica.<sup>85 86</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 prima-

rio. 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).

### 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.

<sup>85</sup> El material contenido en este Anexo fue elaborado por el Señor Matthew Sullivan, especialista internacional en bolsas de valores.

<sup>86</sup> Todas las cifras en millones de dólares.

| <b>Tabla A. 4.2 El Salvador - Bolsa de Valores de El Salvador<br/>Volumen de transacciones, 2008</b> |              |               |
|--|--------------|---------------|
|  | <b>US\$</b>  | <b>%</b>      |
| <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.

| <b>Tabla A. 4.3 Honduras - Bolsa Centroamericana de Valores<br/>Volumen de transacciones, 2008</b> |             |               |
|--|-------------|---------------|
|  | <b>US\$</b> | <b>%</b>      |
| <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.

| <b>Tabla A. 4.4 Nicaragua - Bolsa de Valores de Nicaragua<br/>Volumen de transacciones, 2008</b> |             |               |
|--|-------------|---------------|
|  | <b>US\$</b> | <b>%</b>      |
| <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<br>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 hidroeléctrico 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<br>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 tienen 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 | 41,293  | .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   |
|------------------|------|------|------|------|------|------|
| Riesgo país      | 0.74 | 0.79 | 0.58 | 0.38 | 0.89 | 1.00 |
| Incentivos       | 0.60 | 0.60 | 1.00 | 0.40 | 0.20 | 0.80 |
| Precio           | 0.76 | 0.81 | 1.00 | 0.71 | 0.58 | 0.95 |
| Peqs. Proyectos  | 0.52 | 0.13 | 0.76 | 0.17 | 0.56 | 0.53 |
| Bonos de carbono | 0.24 | 1.00 | 0.83 | 0.08 | 0.07 | 0.66 |
| Sistema bancario | 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.bciie.org](http://www.bciie.org) | [areca\\_project@externo.bciie.org](mailto:areca_project@externo.bciie.org)

**GUATEMALA:** 16 Calle 7-44, Zona 9 Guatemala, Guatemala. Tel: (502) 2416-5300 Telefax: (502) 2331 1457

**EL SALVADOR:** Calle La Reforma No. 130, Col. San Benito, San Salvador, El Salvador. Tel: (503) 2287 8100 Telefax: (503) 2287 8130

**HONDURAS:** Boulevard Suyapa, Apartado Postal 77, Tegucigalpa, Honduras. Tel: (504) 240 2255 Telefax: (504) 240 2108

**NICARAGUA:** Edificio BCIIE-Piazza España, Apartado Postal 2099, Managua, Nicaragua. Tel: (505) 2253 8880 Telefax: (505) 2226 4143

**COSTA RICA:** De la Fuente de la Hispanidad, 25 mts. Este, Apartado Postal 10276-1000, San José, Costa Rica. Tel: (506) 2253 2161 Telefax: (506) 2253 2161

