



Guía para el desarrollo
de proyectos de
**energía
renovable**
en COSTA RICA





Guía para el desarrollo de proyectos de **energía renovable** en COSTA RICA

Esta guía ha sido elaborada por la empresa
PAMPAGRASS, S.A. con la participación
de los siguientes consultores:

Manuel Ossenbach Sauter, MSc

Ing. Sergio Guillén Grillo, MA

Dr. Oscar Coto Chinchilla

Guía para el desarrollo de proyectos de energía renovable en Costa Rica

Banco Centroamericano de Integración Económica

APARTADO POSTAL 772

Tegucigalpa, M.D.C., Honduras, C.A.

TEL: (504) 240-2220 FAX: (504) 240-2221

EMAIL: areas_estrategicas@bcie.org

DISEÑO GRÁFICO: PÍA JIMÉNEZ, info@piajimenez.com

Los hallazgos, interpretaciones y conclusiones contenidas en esta guía son atribuibles enteramente al equipo consultor, y no deberían ser atribuidas de ninguna manera al Banco Centroamericano de Integración Económica.

Este documento puede ser obtenido en www.bcie.org

PREFACIO

EL ISTMO CENTROAMERICANO presenta un constante crecimiento en la demanda de energía eléctrica, que debe de ser satisfecho deseablemente a través de proyectos de eficiencia energética o bien a través de la introducción de proyectos de generación a base de fuentes renovables de energía. De esta forma, se contribuye a la diversificación de la matriz energética de los países, a la sostenibilidad del medio ambiente, al combate del cambio climático, a la reducción de la factura petrolera y la fuga de divisas. Centroamérica cuenta con un amplio potencial en fuentes de energía renovable, las cuales pueden ser utilizadas para garantizar la seguridad energética de los países.

Los países de la región están trabajando arduamente en la promoción de proyectos de generación renovable. Sin embargo, existe un considerable número de pequeños y medianos desarrolladores que no cuentan con una fuente información ágil y práctica que les permita conocer los pasos necesarios y entes involucrados para el desarrollo de sus proyectos. De la misma forma, una guía que presente un breve análisis del mercado eléctrico de cada país y los pasos necesarios para desarrollar proyectos de energía renovable es una valiosa herramienta para inversionistas que deseen aportar capital a la región.

Bajo este contexto, el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y la Cooperación Alemana a través del KfW Entwicklungsbank (Banco de Desarrollo de Alemania), organizaciones con un interés manifiesto en la promoción de energía limpia en la región centroamericana, han unido esfuerzos para preparar la presente Guía como un apoyo a la labor de los inversionistas y desarrolladores durante la preparación de sus proyectos de generación a base de energías renovables. El documento es una referencia breve, clara y completa, y brinda valiosa información para llevar a cabo las tres etapas en el desarrollo de los proyectos: (i) permisos y licencias, (ii) financiamiento, y (iii) inscripción ante el Protocolo de Kyoto.

Es importante destacar que se ha elaborado una Guía para cada uno de los países de la región (Guatemala, Honduras, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá). Las guías de los otros países pueden ser de interés para aquellos desarrolladores que tengan intereses en más de un país de la región, o para quienes deseen hacer un análisis comparativo.

Agradecemos a todas las instituciones, organizaciones y personas en Centroamérica y en cada país que han contribuido a la elaboración de las Guías.



Lic. Javier Manzanares

Gerente de Productos y Programas de Desarrollo
BANCO CENTROAMERICANO
DE INTEGRACIÓN ECONÓMICA



Dr. Christoph Sigrist

Jefe de División Sector Financiero e Infraestructura
Económica América Latina y el Caribe
KfW ENTWICKLUNGSBANK

Índice de contenido

PREFACIO	i
INDICE DE CONTENIDO	ii
LISTA DE SIGLAS	iii
INTRODUCCIÓN	v

SECCIÓN I

GENERALIDADES DEL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE	1
----------------------------------------------------------------------	---

CAPÍTULO 1. BREVE RESEÑA DE LAS TECNOLOGÍAS RENOVABLES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	3
---------------------------------------------------------------------------------------------	---

CAPÍTULO 2. CONTEXTO DEL SECTOR ENERGÉTICO DE COSTA RICA	7
<i>Evolución reciente del sector</i>	7
<i>Resumen estadístico</i>	9
<i>Estructura institucional del sector</i>	10

CAPÍTULO 3. ETAPAS DEL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE	11
ETAPA I. <i>Perfil de proyecto</i>	11
ETAPA II. <i>Estudio de prefactibilidad</i>	12
ETAPA III. <i>Estudio de factibilidad</i>	13
ETAPA IV. <i>Estudios ambientales</i>	13
ETAPA V. <i>Diseño final</i>	14
ETAPA VI. <i>Cierre financiero</i>	14
ETAPA VII. <i>Construcción</i>	15

SECCIÓN II

GESTIONES CLAVE PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE	17
----------------------------------------------------------------------------	----

CAPÍTULO 4. AUTORIZACIONES, PERMISOS Y LICENCIAS PARA PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE EN COSTA RICA	19
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----

4.1. Autorizaciones que responden a la normativa ambiental	20
4.1.a Viabilidad ambiental	20
4.1.b Concesión para el aprovechamiento de fuerzas hidráulicas para la generación de energía eléctrica	22
4.2. Autorizaciones que responden a la normativa del subsector eléctrico	23
4.2.a Declaratoria de elegibilidad por el ICE ..	24
4.2.b Adjudicación de una licitación pública bajo el régimen de competencia	25

4.2.c Concesión para el servicio público de generación de energía eléctrica	26
4.2.d Fijación de la tarifa de venta de electricidad	27
4.2.e Contrato de venta de energía con el Instituto Costarricense de Electricidad (PPA) ..	28
4.3. Autorizaciones que responden a la normativa municipal, sanitaria y de construcción ..	29

CAPÍTULO 5. FINANCIAMIENTO	31
5.1 Instrumentos financieros	32
5.2 Fuentes de financiamiento (instituciones)	36
5.3 Aspectos generales de estructuración financiera ..	38
5.4 Evaluación de riesgos	39
5.5 Elementos claves para una gestión de financiamiento exitosa	41

CAPÍTULO 6. GESTIONES DE INSCRIPCIÓN ANTE EL MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO (MDL)	43
6.1. El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)	44
6.2. El ciclo de proyectos en el MDL y sus actores principales	45
6.3. Proceso de aprobación nacional MDL en Costa Rica	48
6.4. Costos de transacción y tiempos involucrados en gestiones asociadas con el MDL y los mercados de carbono	49

Fuentes Consultadas	51
----------------------------------	----

ANEXO 1. Normativa relacionada con la generación de energía renovable	52
ANEXO 2. Organizaciones relevantes para el sector de energía renovable en Costa Rica	53
ANEXO 3. Requisitos para la tramitación de autorizaciones, permisos y licencias	55
ANEXO 4. Requisitos específicos para el trámite de solicitudes de financiamiento de preinversión del BCIE	62
ANEXO 5. Costos de transacción asociados al financiamiento	63
ANEXO 6. Lista de verificación para la elaboración de un plan de negocios	64
ANEXO 7. Bancos comerciales de Costa Rica	66

Lista de siglas

ACOPE	<i>Asociación Costarricense de Productores de Energía</i>	DEG	<i>Compañía Alemana de Inversión y Desarrollo</i>
AND	<i>Autoridad Nacional Designada</i>	DJCA	<i>Declaración Jurada de Compromiso Ambiental</i>
APC	<i>Administrador de Proyectos de Construcción</i>	DNA	<i>Autoridad Nacional Designada</i>
ARECA	<i>Proyecto Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá</i>	DRH	<i>Dirección de Recursos Hídricos de MINAET</i>
ARESEP	<i>Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos</i>	DSE	<i>Dirección Sectorial de Energía de MINAET</i>
AyA	<i>Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados</i>	EAI	<i>Evaluación Ambiental Inicial</i>
BCIE	<i>Banco Centroamericano de Integración Económica</i>	EDC	<i>Export Development Canadas</i>
BID	<i>Banco Interamericano de Desarrollo</i>	ECA	<i>Export Credit Agencies</i>
BIO	<i>Sociedad Belga de Inversión para los Países en vías de Desarrollo</i>	EIA	<i>Evaluación de Impacto Ambiental</i>
BOT	<i>Modalidad Construir-Operar-Transferir (Buy, Operate, Transfer)</i>	EKF	<i>Eksport Kredit Fonden de Dinamarca</i>
CA	<i>Consultores de apoyo</i>	EOD	<i>Ente Operacional Designado</i>
CAF	<i>Corporación Andina de Fomento</i>	EPC	<i>Engineering, Procurement and Construction (contrato de construcción)</i>
CAMIF	<i>Central American Mezzanine Infrastructure Fund</i>	ERPA	<i>Contrato de compra-venta para reducción de emisiones</i>
CAREC	<i>Central American Renewable Energy and Cleaner Production Facility</i>	EsIA	<i>Estudio de Impacto Ambiental</i>
CCC	<i>Cámara Costarricense de la Construcción</i>	ESPH	<i>Empresa de Servicios Públicos de Heredia</i>
CCSS	<i>Caja Costarricense del Seguro Social</i>	EXIMBANK	<i>Export Import Bank de Estados Unidos</i>
CDM	<i>Clean Development Mechanism = Mecanismo de Desarrollo Limpio</i>	FENERCA	<i>Financiamiento de Empresas de Energía Renovable en América Central</i>
CEAC	<i>Consejo de Electrificación de América Central</i>	FINNFUND	<i>Finnish Fund for Industrial Cooperation Ltd</i>
CEPAL	<i>Comisión Económica para América Latina</i>	FMO	<i>Compañía de Desarrollo Financiero de los Países Bajos</i>
CER	<i>Certificado de Reducción de Emisiones</i>	GEI	<i>Gases de efecto invernadero</i>
CESCE	<i>Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación</i>	GIEK	<i>Instituto Noruego de Garantía de Crédito para la Exportación</i>
CFIA	<i>Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos</i>	GWh	<i>Giga vatio hora</i>
CICR	<i>Cámara de Industrias de Costa Rica</i>	IAP	<i>Impacto Ambiental Potencial</i>
CII	<i>Corporación Interamericana de Inversiones</i>	ICE	<i>Instituto Costarricense de Electricidad</i>
CMNUCC	<i>Convención Marco de las Naciones Unidas de Cambio Climático</i>	IFC	<i>Corporación Financiera Internacional</i>
CNFL	<i>Compañía Nacional de Fuerza y Luz</i>	IPPC	<i>Panel Intergubernamental de Cambio Climático</i>
CO₂	<i>Dióxido de carbono</i>	JASEC	<i>Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago</i>
CO₂e	<i>Dióxido de carbono equivalente</i>	JE	<i>Junta Ejecutiva</i>
		JI	<i>Joint Implementation=Implementación Conjunta</i>
		KfW	<i>Kreditanstalt fuer Wiederaufbau</i>
		Kv	<i>Kilovoltio</i>
		kW	<i>Kilovatio</i>

kWh	<i>Kilovatio-hora</i>
LGE	<i>Ley General de Electricidad</i>
LIBOR	<i>London InterBank Offered Rate (tasa interbancaria de Londres)</i>
MINAE	<i>Anterior nombre del Ministerio de Ambiente y Energía (Ahora MINAET)</i>
MINAET	<i>Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones</i>
MIRENEM	<i>Anterior nombre del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas (Ahora MINAET)</i>
MDL	<i>Mecanismos de Desarrollo Limpio</i>
MtCO₂e	<i>toneladas de CO₂e</i>
MW	<i>Mega vatio</i>
MWh	<i>Megavatio-hora</i>
NRECA	<i>Asociación Nacional de Cooperativas Eléctricas de Estados Unidos de América</i>
OCIC	<i>Oficina Costarricense de Implementación Conjunta</i>
PDD	<i>Documento de Diseño de Proyecto</i>
PEG	<i>Plan de Expansión de la Generación</i>
PER	<i>Proyectos de Energía Renovable</i>
PIN	<i>Nota de Idea de Proyecto</i>
PK	<i>Protocolo de Kioto</i>
PP	<i>Proponente de proyecto</i>
PPA	<i>Power Purchase Agreement (contrato de compra de energía)</i>
PPGA	<i>Pronóstico -Plan de Gestión Ambiental</i>
PRIME	<i>Prime Rate (tasa de referencia de los bancos en Estados Unidos)</i>
SETENA	<i>Secretaría Técnica Nacional del Ambiente</i>
SENARA	<i>Servicio Nacional de Aguas Subterráneas, Riego y Avenamiento</i>
SIN	<i>Sistema Interconectado Nacional</i>
SNE	<i>Antiguo Servicio Nacional de Electricidad (Ahora transformado en ARESEP)</i>
SUGEF	<i>Superintendencia General de Entidades Financieras</i>

INTRODUCCIÓN

La presente **Guía para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable** está dirigida a aquellos empresarios que estén interesados en desarrollar proyectos de generación eléctrica a partir de energías renovables (a quienes en adelante llamaremos **desarrolladores** o **promotores**), para suministrarla al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Costa Rica. Si bien esta guía puede ser de utilidad para desarrolladores experimentados, ha sido elaborada prestando especial atención a los aspectos cuya comprensión es importante para aquellos empresarios que se encuentran desarrollando, o buscan desarrollar, su primer proyecto de energía renovable en Costa Rica.

La guía presta atención tanto a las etapas que atraviesa un desarrollador en la concepción e implementación de su proyecto, como en las gestiones formales que le requieren cada una de las instancias que tienen ingerencia en ese proceso. Para abordar el desarrollo de proyectos de energía renovable, un emprendedor requiere:

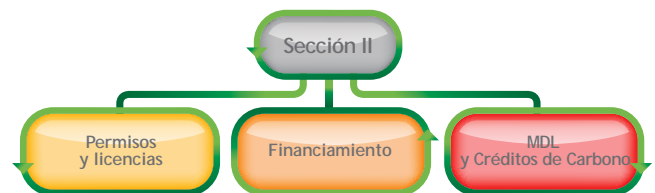
- Entender la dinámica del mercado en el cual su proyecto será desarrollado,
- Formular estrategias para el éxito en el desarrollo de proyectos,
- Reconocer desde las etapas tempranas todas las gestiones que el proyecto debe cumplir y darles un seguimiento adecuado.

Esta guía está conformada por 2 secciones principales

La **Sección I: Generalidades del Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable** presenta aquellos elementos generales que el desarrollador necesita para ser efectivo en el sector de generación de energía renovable.



La **Sección II: Gestiones Clave para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable** describe las principales gestiones que deben realizarse en las áreas de permisos nacionales, financiamiento de proyectos y de inscripción ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio para recibir el beneficio de los Certificados de Reducción de Emisiones (CER).



Al final del documento se presentan una serie de Anexos que contienen información de ampliación respecto a los temas presentados en las dos secciones anteriormente detalladas.

En esta guía, el lector encontrará:

- Orientación sobre las características generales de los diferentes tipos de proyectos de energía renovable (CAPÍTULO 1).
- Una reseña del contexto del sector eléctrico costarricense (CAPÍTULO 2).
- Una delimitación de las etapas del desarrollo de un proyecto energético y sus principales requerimientos financieros y regulatorios (CAPÍTULO 3).
- Información sobre los requerimientos de licencias y permisos nacionales para el desarrollo de un proyecto de energía renovable interconectado a la red eléctrica (CAPÍTULO 4).
- Una explicación sobre los diferentes instrumentos financieros que pueden ser utilizados en la estructuración financiera de un proyecto (CAPÍTULO 5).
- Una descripción de los procedimientos que hay que seguir para inscribir un proyecto ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio con miras a obtener los Certificados de Reducción de Emisiones (CER's) que puedan ser comercializados en los mercados de carbono. (CAPÍTULO 6).

Esta guía ofrece información vigente en el momento de elaboración de este documento, sea junio del año 2009.

SECCIÓN I.

GENERALIDADES DEL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE

La presente sección está conformada por tres capítulos que ofrecen información general de utilidad para el desarrollador de proyectos de energía renovable: una orientación respecto a las características de las principales tecnologías, una reseña del contexto del sector energético del país y una descripción de las etapas del desarrollo de un proyecto de energía renovable.

La estructura de los tres capítulos contenidos en esta sección se presenta de forma gráfica en el siguiente diagrama.

Tecnologías de energía renovable

- Hidroeléctricos
- Eólicos
- Geotérmicos
- Biomásicos
- Fotovoltaicos

Contexto del sector energético de Costa Rica

- Evolución reciente del sector
- Resumen estadístico
- Estructura institucional

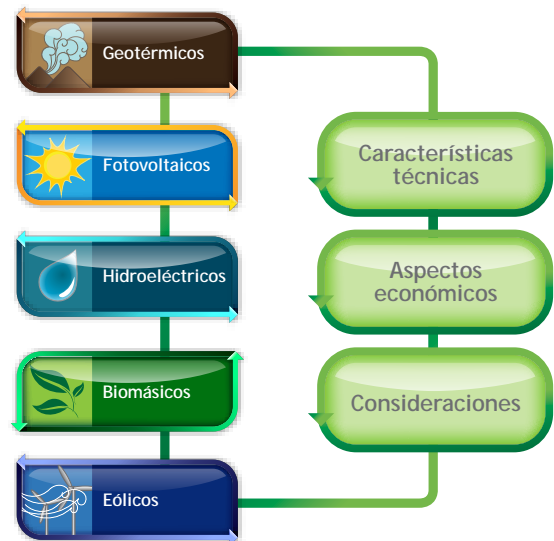
Etapas del desarrollo de un proyecto de generación eléctrica

- Perfil
- Prefactibilidad
- Factibilidad
- Estudios ambientales
- Diseño final
- Cierre financiero
- Construcción



Breve reseña de las tecnologías renovables de generación eléctrica

En el presente capítulo se describen aspectos tecnológicos sobre el desarrollo de energía renovable a través de una serie de fichas técnicas. Cada una de estas fichas describe en forma esquemática las características de los proyectos para las tecnologías que se han considerado relevantes para la elaboración de este documento: hidroeléctrica, eólica, geotérmica, biomásica, y fotovoltaica.



Cada ficha contiene datos relativos a la composición técnica de los proyectos de cada tecnología (dimensiones usuales, componentes y configuraciones). Se indican además algunos valores estimados de los tiempos y costos necesarios para desarrollar cada tecnología. Finalmente se detallan algunas consideraciones que pueden ayudar a los promotores a tomar mejores decisiones respecto a la inversión en estos tipos de proyectos.



FICHA TÉCNICA: PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Características Técnicas:

Caracterización:

La energía hidroeléctrica convierte la energía potencial que contiene un caudal de agua que se desplaza a través de una diferencia de altura (caída) en energía mecánica a través de turbinas, la cual luego es convertida en energía eléctrica a través de un generador.

Dimensiones usuales:

En el contexto de Costa Rica, desde menos de 1 MW hasta más de 200 MW (Complejo Arenal / Sandillal)

Configuraciones:

- Con o sin embalse (a filo de agua)
- Con o sin túnel
- Relación caída / caudal define tipo de turbina

Componentes:

- Presa y toma de agua
- Embalse
- Tubería o canal de conducción (puede incluir túnel)
- Tubería de presión
- Casa de máquinas
 - Turbinas
 - Generador
 - Tableros de control
- Desfogue
- Transformador

Aspectos Económicos:

Costo de generación (US\$/kWh) ^{*1} 0,0750 - 0,1475

Inversión (US\$/kW) ^{*1} 2000 - 3000

Tiempo estimado de desarrollo:

- Preinversión: 2 a 3 años
- Construcción: 2 a 4 años

Consideraciones Relevantes:

Es la tecnología renovable con mayor representación y mayor potencial en Costa Rica. En términos de capacidad instalada representa un 62% del total del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Los proyectos hidroeléctricos, incluso aquellos a filo de agua, tienen una capacidad alta de brindar potencia firme a la red eléctrica, al menos durante la temporada de lluvias.

Dependiendo de la escala y las obras civiles (embalse, túnel, etc.) pueden tener un impacto importante sobre los ecosistemas aledaños. Pueden además tener impactos socioeconómicos importantes sobre las poblaciones, actividades productivas o el patrimonio cultural, los cuales es muy importante tener en cuenta.

En Costa Rica, así como en otros países de la región, existen antecedentes de oposición por grupos locales o ambientalistas a proyectos con esta tecnología, y para abordar esta problemática tiene importancia fundamental una buena gestión de los aspectos sociales del proyecto.

En general para la región, la disponibilidad del recurso hídrico es altamente dependiente de las fluctuaciones estacionales, y de los patrones climatológicos (por ejemplo, los años de menor régimen de lluvias asociados al fenómeno de El Niño).

Por su naturaleza, los proyectos hidroeléctricos son altamente dependientes del sitio donde se ubique el recurso. A menudo, las áreas de gran potencial hidroeléctrico se encuentran distantes de los grandes núcleos de población y de consumo de energía, por lo que la inversión en líneas de transmisión (o pago de peaje a los distribuidores) puede ser significativa. La adquisición de los derechos sobre la tierra, tanto para el sitio de presa y casa de máquinas, como para el paso de la línea de conducción, tiene una importancia fundamental.

*1. Fuente: Proyecto ARECA, 2009.



FICHA TÉCNICA: PROYECTOS EÓLICOS

Características Técnicas:

Caracterización:

El aerogenerador funciona capturando la energía del movimiento del viento en las palas del rotor, y transfiriéndola mediante una caja de engranajes al generador, donde es convertida en electricidad de calidad y frecuencia apta para la red eléctrica.

Dimensiones usuales:

Proyectos modulares. Capacidad total depende de número de generadores, cuya capacidad individual oscila típicamente entre 300 kW y 5MW. Proyectos típicos superan 15 MW.

Configuraciones:

- En tierra firme o mar adentro.
- Aerogeneradores de eje horizontal o de eje vertical.
- Para suministro a la red, o a sistemas aislados (incluye sistemas híbridos eólico-solar o eólico-diesel)
- Rotores de una, dos, tres o múltiples aspas.

Componentes:

- Aspas del Rotor
- Góndola (carcasa del aerogenerador)
 - Buje
 - Caja de cambios y ejes
 - Generador
 - Sistemas de control
- Torre y cimentación

Aspectos Económicos:

Costo de generación (US\$/kWh) ^{*1} 0,1546 - 0,2598

Inversión (US\$/kW) ^{*1} 2,000 - 2,500

Tiempo estimado de desarrollo:

- Preinversión: 18 a 24 meses
- Tiempo de entrega de equipos: 12 a 18 meses
- Construcción: 12 meses

Consideraciones Relevantes:

Costa Rica ha sido pionera a nivel regional en la instalación de centrales eléctricas a base de viento. En la actualidad hay un total de 70 MW instalados, que representan un 3% de la capacidad instalada total.

A nivel de la región, hay una complementariedad importante entre la energía eólica y la hidroeléctrica, pues la estación seca (cuando hay menor generación con recursos hídricos) es también la época de mayor régimen de vientos.

La disponibilidad en la región de regímenes de viento abundantes que favorezcan el desarrollo de proyectos eólicos de mayor escala (15 MW o más) generalmente se concentra en ciertos sitios específicos.

A nivel global, la tecnología de generación eólica ha visto un desarrollo acelerado en las últimas décadas, lo cual ha resultado en turbinas con capacidades hasta 200 veces mayores a las disponibles hace 20 años

Actualmente es la fuente de electricidad de mayor crecimiento a nivel mundial, y esto ha conducido a altos tiempos de espera en la compra de equipos.

Pese a las mejoras tecnológicas, que han buscado que los aerogeneradores puedan mantener su funcionamiento en un rango mayor de velocidades de viento, la energía producida con esta tecnología es aún muy variable, y por lo tanto su capacidad para entregar potencia firme al SIN se ve seriamente limitada.

En términos generales, al hacer la selección del sitio y los nuevos diseños de la tecnología se busca mitigar las tres principales categorías de impacto ambiental que son visibilizadas para esta tecnología: afectación a aves (especialmente rapaces), impacto visual (el cual es dependiente de como la población perciba culturalmente la tecnología) y contaminación sónica.

*1. Fuente: Proyecto ARECA, 2009.



FICHA TÉCNICA: PROYECTOS GEOTÉRMICOS

Características Técnicas:

Caracterización:

La energía geotérmica es la energía calórica contenida en el interior de la tierra. Este calor puede ser extraído y usado para producir vapor. El vapor mueve turbinas, y esta energía es transmitida a un generador que produce electricidad. Los fluidos extraídos son reinyectados a la tierra después de haber aprovechado su potencial.

Dimensiones usuales:

Según el recurso disponible y la tecnología utilizada. En Centroamérica los proyectos suelen construirse modularmente, con unidades de entre 5 y 55 MW. El proyecto de mayor capacidad en la región genera 163 MW (Miravalles, Costa Rica).

Configuraciones:

Según el uso de la tecnología más adecuada a la características de fluido geotérmico

- Proceso de expansión súbita o "flash"
- Proceso de ciclo binario
- Proceso de flujo total

Componentes:

- Pozos de producción e inyección
- Tuberías para el transporte de fluidos
- Unidades de separación
- Sistemas de enfriamiento
- Sistemas de control
- Casa de máquinas
 - Turbina
 - Generador

Aspectos Económicos:

Costo de generación (US\$/kWh) ^{*1}	0,0673 - 0,0838
Inversión (US\$/kW) ^{*1}	4,000 - 4,500

Tiempo estimado de desarrollo:

- Preinversión: 24 a 36 meses
- Construcción: 12 a 24 meses

Consideraciones Relevantes:

El Salvador, Nicaragua, Guatemala y Costa Rica son los países de la región que cuentan con centrales eléctricas a partir de geotermia. El Salvador es el país con mayor capacidad instalada (204 MW), seguido por Costa Rica, con (166 MW).

La geotermia en Costa Rica representa un 7% de la capacidad instalada total.

Bajo el actual marco legal costarricense, el aprovechamiento del recurso geotérmico puede ser realizado únicamente por el Instituto Costarricense de Electricidad, de manera que esta es la única fuente renovable de energía que NO puede ser aprovechada para la generación de energía por un desarrollador privado.

La energía geotérmica aporta potencia firme a la red y opera con un alto factor de planta, es decir, opera en forma muy consistente cerca de su capacidad nominal instalada.

Esta tecnología tiene costos iniciales altos. En particular sus costos de preinversión son considerablemente más altos que la mayoría de otras tecnologías renovables debido al requerimiento de estudios geológicos y perforación de pozos de exploración, los cuáles resultan muy onerosos.

*1. Fuente: Proyecto ARECA, 2009.



FICHA TÉCNICA: PROYECTOS BIOMÁSICOS

Características Técnicas:

Caracterización:

La generación de electricidad a partir de la biomasa, es decir, de materia proveniente de las plantas o sus derivados, involucra diversas tecnologías de conversión. La más común de estas es la combustión directa para producir vapor. El vapor mueve turbinas que transfieren la energía a un generador, y éste produce la electricidad. Existen otras tecnologías que involucran reacciones químicas y térmicas para convertir la biomasa a combustibles en estados gaseosos o líquidos. Estos combustibles pueden convertirse en calor para luego producir electricidad, o pueden ser utilizados directamente para producir electricidad en turbinas de gas, generadores a base de biodiesel, etc.

Dimensiones usuales:

El rango es amplio, dependiendo de la disponibilidad de combustible. En El Salvador, las centrales eléctricas a base de biomasa tienen típicamente capacidades del orden de los 20 MW.

Configuraciones:

- Generación sólo de energía, o energía combinada con calor
- Combustión directa, o conversión termoquímica (gasificación, pirólisis, digestión anaerobia, etc.)

Componentes:

Para Combustión Directa:

- Caldera
- Turbina de vapor
- Generador

Para Gasificación:

- Gasificador
- Filtro de gas y enfriador
- Turbina de gas o motor Stirling
- Generador

Aspectos Económicos:

Costo de generación (US\$/kWh) ^{*1}	0,0431 - 0,1183
Inversión (US\$/kW) ^{*1}	200 - 1,200

Tiempo estimado de desarrollo:

- Preinversión: 12 a 24 meses
- Construcción: 1 año

Consideraciones Relevantes:

La generación de energía biomásica en Costa Rica muestra un grado de desarrollo mucho menor que en otros países de la región. En la actualidad hay sólo 20 MW instalados de este tipo de energía.

Tanto a nivel regional como global, los proyectos de generación con biomasa son percibidos de forma diferente en cuanto a su impacto ambiental, dependiendo si se plantean para aprovechar residuos de actividades agrícolas o productivas ya existentes, o si se plantean a partir del cultivo de nuevas plantaciones energéticas. El segundo caso tiene a atraer mayores objeciones, en términos de la presión sobre nuevas tierras y el desplazamiento de otros cultivos alimenticios.

Los proyectos biomásicos dependen de la disponibilidad de combustible. Entre más estable sea el suministro de combustible, mejor será la capacidad de aportar potencia firme a la red durante todo el año. Es común que los periodos de mayor producción se asocien a la época de cosecha de los diversos productos agrícolas (como azúcar, café o arroz).

En el caso de Costa Rica, se utiliza principalmente bagazo de caña para la generación de energía biomásica.

*1. Fuente: Proyecto ARECA, 2009.



FICHA TÉCNICA: PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Características Técnicas:

Caracterización:

Los sistemas fotovoltaicos (FV) convierten la luz solar en corriente eléctrica directa mediante celdas solares integradas en un módulo fotovoltaico (también llamado panel solar). La electricidad es transferida a baterías para su almacenamiento y a diversos componentes para su aprovechamiento.

Dimensiones usuales:

Sistemas modulares, cada módulo tiene capacidades entre 10 y 100 Watts. Los sistemas típicos que se comercializan en la región tienen capacidades desde menos de 100 Watts hasta 500 Watts.

Configuraciones:

Corriente Directa o con inversor para aplicaciones en corriente alterna
Sistemas híbridos (FV-eólico o FV con respaldo diesel)

Componentes:

Módulo Fotovoltaico
Controlador de carga
Baterías
Inversor
Cableado
Aplicaciones (balastos, luminarias, etc.)

Aspectos Económicos:

Costo de generación (US\$/kWh) ** El costo de operación más relevante para esta tecnología es la sustitución de componentes, por ejemplo la batería, la cual tiene una vida útil estimada de 2 a 3 años.

Inversión (US\$/Watt) ** Superior a US\$ 10 (el uso de la unidad Watt en lugar de kW se debe a la baja capacidad de generación por unidad en esta tecnología).

Tiempo estimado de desarrollo:

Preinversión: 1 a 6 meses (incluyendo diseño)
Instalación: menor a 1 mes, si hay equipo en inventario

Consideraciones Relevantes:

Los sistemas fotovoltaicos en Costa Rica no aportan de energía al SIN.

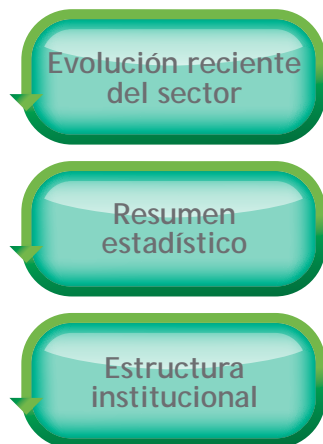
En los últimos años se ha comenzado a gestionar en la región la posibilidad de aplicar reglamentación y tecnología que permita a los usuarios de la red eléctrica instalar sistemas fotovoltaicos en sus casas y negociar con las empresas distribuidoras la venta o el canje de esa energía (conocido como generación distribuida o en inglés two-way metering - "instalación de medidores de dos vías").

El alto costo de los sistemas fotovoltaicos por Watt instalado hace que sean poco competitivos en lugares donde hay acceso cercano a una red eléctrica confiable. Sin embargo, en lugares remotos, los esquemas de crédito pueden hacer que los sistemas sean accesibles a costos comparables con el porcentaje del ingreso familiar que ya está siendo invertido en servicios de energía de menor calidad (candelas o kerosene para iluminación, baterías para escuchar la radio, etc.)

*1. Fuente: Proyecto ARECA, 2009.

Contexto del sector energético de Costa Rica

Este capítulo resalta aspectos generales del sector energético de Costa Rica cuya comprensión es importante para un desarrollador de proyectos de generación con energías renovables. Se inicia con una breve mención de las tendencias de evolución reciente del sector. También se presentan datos relevantes en un cuadro estadístico. Finalmente, se presentan las instituciones que conforman la estructura del sector energético de Costa Rica. El siguiente diagrama describe la estructura del presente capítulo.



Evolución reciente del sector

En 1990, varios años antes de que se iniciaran las reformas del sector eléctrico en los demás países de Centroamérica, se promulgó en Costa Rica la Ley 7200 que permitió la participación del sector privado en la generación eléctrica a base de fuentes renovables. Esta ley limita la participación privada a una proporción no mayor del

15% de la potencia del sistema eléctrico nacional. Además establece 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 “Construir, Operar, Transferir” o BOT (por las siglas del término correspondiente en inglés de *Build, Operate, Transfer*) contando para esta modalidad con un segmento adicional de hasta un 15% de la potencia total instalada en el sistema eléctrico nacional. En ambos casos se circunscribe su ámbito de participación a la energía renovable. Es importante destacar que, bajo el actual marco legal el desarrollo de proyectos de energía geotérmica es potestad exclusiva del ICE. Esto según la Ley 5961, de diciembre de 1976, la cual pone bajo cargo exclusivo de esta institución la investigación, exploración y explotación de los recursos geotérmicos del país.

La legislación establece que no menos del 35% del capital social de toda empresa generadora debe pertenecer a costarricenses. En términos de incentivos, la legislación del país es más bien escueta. Como único incentivo se contempla el otorgamiento a las empresas desarrolladoras las mismas exoneraciones que el ICE, en la importación de maquinaria y equipo.

En respuesta a la Ley 7200, se construyeron en la década de los años 90 centrales eléctricas renovables con una capacidad conjunta superior a los 200 MW, todas ellas bajo el régimen de generación autónoma. Sin embargo, en el año 1998 una sentencia de la Sala Constitucional¹ declaró que, tras la derogación de la Ley del Servicio Nacional de Electricidad (el cuál había pasado a

¹ Voto 2000-10466 de la Sala Constitucional del 24 de noviembre de 2000.

convertirse en la ahora Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos), el otorgamiento de concesiones de fuerza hidráulica había quedado desprovisto de una Ley Marco que amparara dicha actividad, lo cual contravenía el Artículo 121 de la Constitución Política. Esta situación impidió el otorgamiento de nuevas concesiones y la construcción de nuevas centrales por parte del sector privado bajo esta modalidad.

Adicionalmente, a partir de finales de los años noventa, se dieron cuestionamientos por parte de la Procuraduría General de la República y la Contraloría General de la República respecto a algunos elementos de la fijación de tarifas y sus fórmulas de ajuste para el caso de algunos proyectos de generación privada². Esto aumentó la complejidad del panorama para este tipo de proyectos, en particular en el caso de los proyectos hidroeléctricos, en torno a los cuáles surgieron diversas expresiones de oposición por parte de algunos grupos ambientalistas y otras organizaciones locales, particularmente en zonas del país donde se concentraban varios proyectos³.

La promulgación de la Ley 8723 (Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica) en mayo de 2009, permitió contar nuevamente con una Ley Marco que autorizara a la Dirección de Recursos Hídricos del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones a otorgar concesiones de fuerza hidráulica para generación eléctrica, revirtiendo en algún grado la incertidumbre que habían venido enfrentando los desarrolladores privados.

Durante la primera década de este milenio la participación del sector privado en la generación se ha visto limitada a centrales eléctricas bajo el esquema BOT, que establece el Capítulo II de la Ley 7200 y su reforma, la Ley 7508. Sin embargo, estos proyectos se dan sólo cuando ICE establece licitaciones con este propósito. Las empresas favorecidas en estos procesos de licitación desarrollan sus proyectos bajo un contrato con un plazo máximo de 20 años, comprometiéndose a transferir al ICE todos los activos ligados al proyecto 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.

En conjunto, las centrales eléctricas privadas aportaron en 2008 cerca de un 19% de la energía del país.

2 Ver por ejemplo, Informe No. DFOE-PR-1-2005 de la División de Fiscalización Operativa y Evaluativa de la Contraloría General de la República

3 Según se reportó en el Informe Estado de la Nación de 2005, grupos opuestos a diversos proyectos hidroeléctricos, tanto privados como públicos, recurrieron a mecanismos de oposición tan diversos como la celebración de plebiscitos municipales, denuncias judiciales y administrativas e incluso recursos de amparo constitucional. De hecho, la Sentencia 2000-10466 de la Sala Constitucional relativa a las concesiones de fuerza hidráulica surgió como resultado de un recurso de amparo planteado por propietarios de tierras contra el establecimiento de servidumbres forzadas por un proyecto privado.

La Ley 8435 establece los lineamientos mediante los cuales pueden participar en la generación eléctrica las cooperativas de electrificación rural⁴ y las empresas municipales. Al amparo de esta ley se han instalado 88 MW de potencia, que generaron poco más de un 4% de la energía total del país en 2008.

De los anteriores párrafos debe inferirse que el sector eléctrico costarricense se sigue caracterizando por la presencia de un actor estatal dominante, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). El sector privado ha actuado en forma dinámica y propositiva para ampliar su participación en la industria eléctrica, para lo cual se ha organizado a través de la Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE).

La matriz energética del país se caracteriza por diversidad en cuanto a sus fuentes, y por una muy alta participación de energías renovables. Costa Rica fue pionero en la generación eólica, con una capacidad instalada de 70 MW. Así mismo, cuenta con centrales geotermoeléctricas con una capacidad instalada conjunta de 166 MW. El 72.7% de la capacidad instalada corresponde a energías renovables. En términos de energía generada, las renovables aportan un 92.8% del total. 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 el encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica. Además, la empresa privada sólo puede participar en la generación de energías renovables, con lo cual la inversión privada se ha canalizado enteramente hacia este tipo de energía.

El servicio eléctrico alcanza a la casi totalidad de la población, con un índice de cobertura, según CEPAL, del 98.8%.

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. 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. Participan también dos distribuidoras municipales: la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) con un 11.6% de energía vendida. Finalmente, distribuyen energía cuatro cooperativas de electrificación rural (Coopelesca, Coopeguanagaste, Coopesantos y Coope-Alfaro Ruiz). Si bien estas últimas distribuyen sólo

4 Operan en el país 4 cooperativas de electrificación 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).

un 9% de la energía vendida, han tenido un impacto muy importante en lograr un alto grado de electrificación en la zona rural.

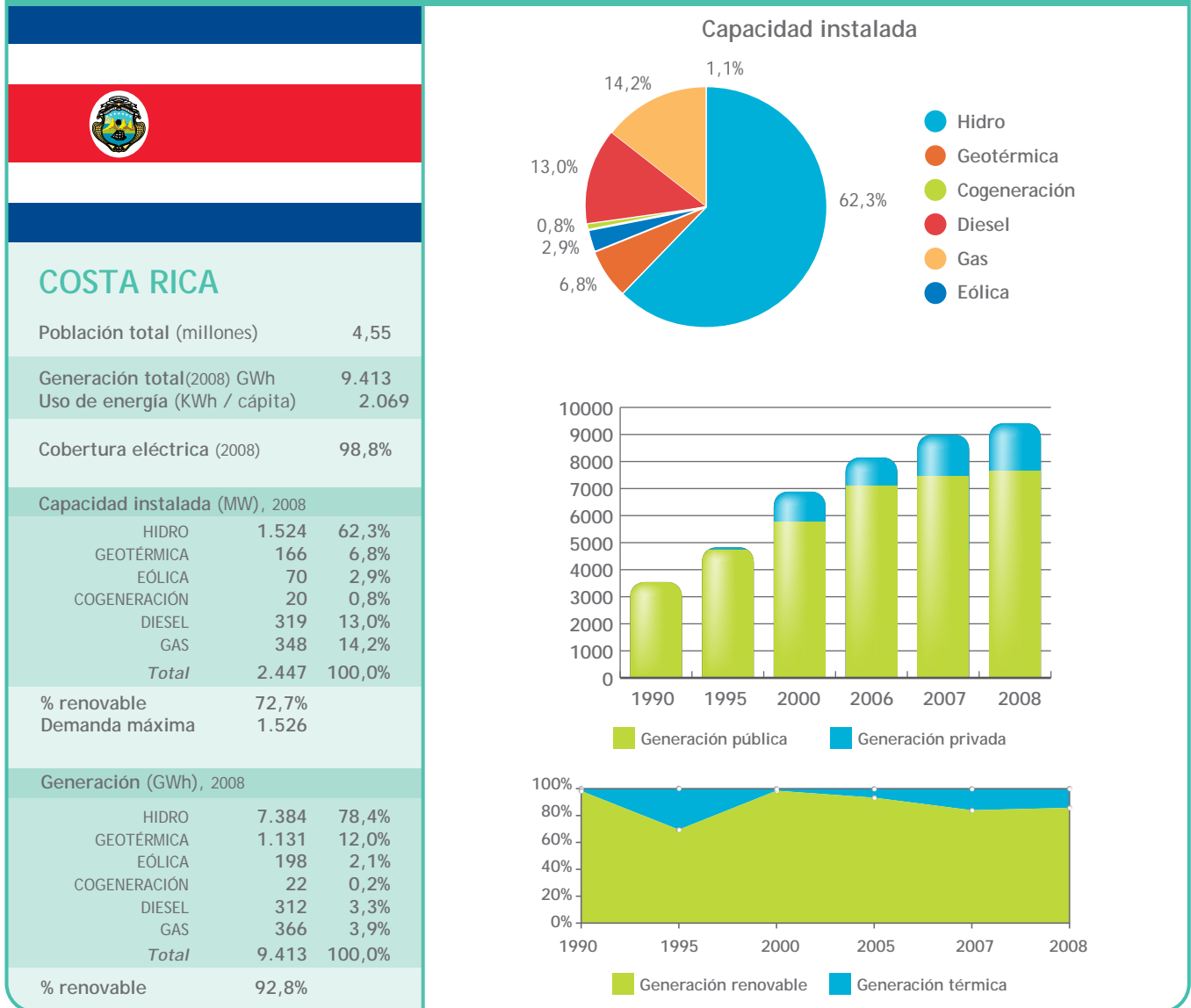
El Plan de Expansión de la Generación (PEG) publicado por el ICE presenta una combinación de plantas de térmicas y renovables. Si bien dentro de las renovables predominan las hidroeléctricas, se considera también la adición de capacidad en centrales eólicas y geotérmicas. De acuerdo a este PEG, la capacidad instalada en 2008

habrá aumentado en cerca de un 40% al llegar el 2015. El cumplimiento del PEG supone además un incremento en la participación de las energías renovables, las cuales pasarían (en términos de capacidad instalada) de un 72.7% en 2008 a un 78.5% en 2015.

Resumen estadístico

A continuación se presenta un cuadro de las principales estadísticas relevantes para el sector eléctrico de Costa Rica.

Figura 2.1. Cuadro estadístico del sector eléctrico de Costa Rica



Fuente: CEPAL (Noviembre 2009). Istmo Centroamericano, Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados a 2008).

Estructura institucional del Sector

No existe en Costa Rica un mercado eléctrico mayorista. Esto por cuanto prevalece un modelo no competitivo de mercado, en el que un actor (el ICE) predomina en todos los segmentos (generación, transmisión y distribución). Los precios son fijados por el ente regulador. Sólo en el caso de proyectos desarrollados bajo el esquema BOT se da competencia en la fijación de la tarifa, a la hora del proceso de licitación.

Son de relevancia para el funcionamiento del sector eléctrico costarricense las instituciones que se mencionan a continuación:

El Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET): es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, y programas relativos al subsector eléctrico. Le corresponde formular, planificar y ejecutar las políticas de recursos naturales, energéticas, mineras y de protección ambiental, así como dirigir el control, la fiscalización, la promoción y el desarrollo en los campos mencionados. Le corresponde también tramitar y otorgar los permisos y concesiones referentes a la materia de su competencia.

Concretamente es el Departamento de Recursos Hídricos (DRH) la dependencia de MINAET competente en materia del otorgamiento de las concesiones de aguas, incluyendo las de fuerzas hidráulicas para generación eléctrica. Por otra parte la Secretaría Técnica Nacional del Ambiente (SETENA) es la entidad, adscrita también al MINAET que tiene a su cargo los procesos de Evaluación del Impacto Ambiental.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP): es el ente regulador del sector eléctrico. Regula todos los segmentos desde generación hasta distribución,

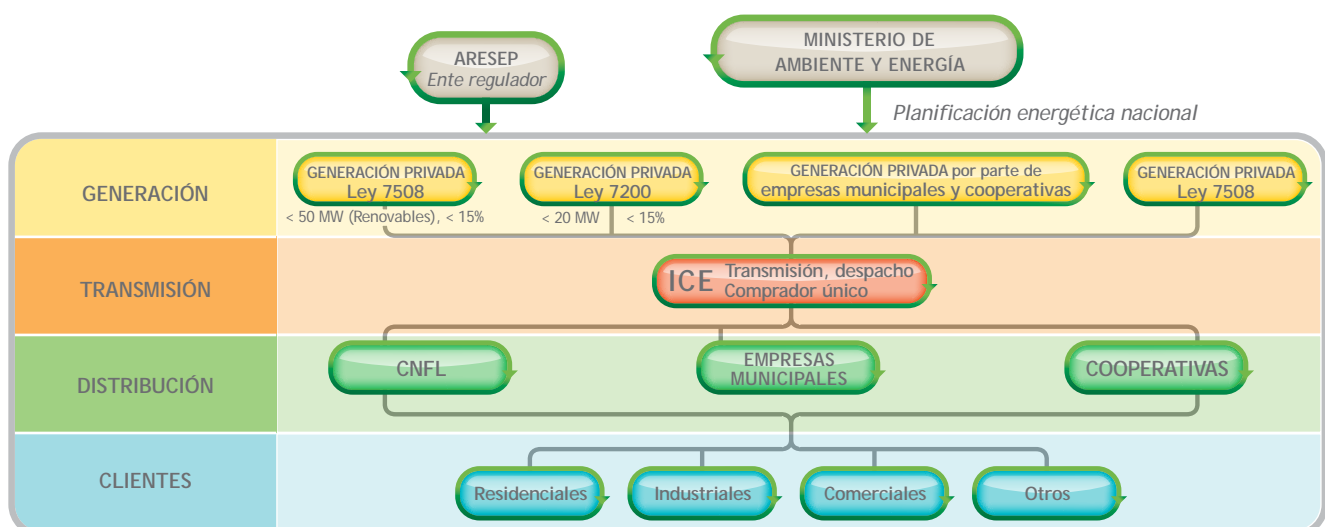
y establece los precios, peajes y tarifas correspondientes. Le corresponde también velar porque los servicios públicos se brinden de conformidad con el concepto de servicio al costo, de manera que las tarifas y los precios contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. Finalmente, le corresponde velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los siguientes servicios públicos.

El Instituto Costarricense de Electricidad: ha adoptado la figura de Grupo ICE, bajo la cual engloba las divisiones de Electricidad y Telecomunicaciones, así como las subsidiarias Radiográfica Costarricense S.A y la CNFL. A través de la División de Electricidad participa en los segmentos de generación, transmisión y distribución. Es responsable también del Centro Nacional de Despacho. Interviene en diferentes etapas del proceso de autorización de proyectos de energía renovable: le corresponde la declaratoria de elegibilidad para contratar la venta de electricidad, y además, en su calidad de comprador único de energía, es la institución que le otorga a los desarrolladores privados el contrato de compra de energía (PPA). Es también la institución ante la cual se tramita la definición de no conflicto, mediante la cual el ICE manifiesta que el proyecto propuesto no interfiere con ningún proyecto propio ni de terceros. Este último es un trámite optativo.

La FIGURA 2.2 muestra la estructura institucional y los actores participantes en el mercado eléctrico costarricense.

En el ANEXO 1 se presenta una lista de la normativa relevante para el sector eléctrico de Costa Rica, y en el Anexo 2 una lista de las instituciones que tienen injerencia en el desarrollo y operación de proyectos de generación eléctrica en ese país.

Figura 2.2. Estructura del sector eléctrico de Costa Rica



Fuente: Elaboración propia.

capítulo

3

Etapas del desarrollo de proyectos de energía renovable

En el presente capítulo se describen las etapas de desarrollo de un proyecto de energía renovable tal y como se conciben normalmente en el sector empresarial centroamericano. Se abordan las etapas desde el perfil de proyecto hasta la construcción. Es importante advertir que estas etapas no se deben entender como una secuencia de pasos completamente separados, ni como estadios de un proyecto que se pueden delimitar en forma perfecta unos de otros. El desarrollo de un proyecto es un proceso dinámico, que requiere de una gran flexibilidad y capacidad de adaptación de parte del desarrollador. Las etapas presentadas se ilustran en el siguiente diagrama.



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

Las diversas etapas de desarrollo de un proyecto pueden verse como una secuencia que va desde la pre-inversión (las primeras etapas hasta llegar al cierre financiero), y es seguida por la inversión (la etapa de construcción), estas dos etapas son descritas en el presente capítulo en detalle. Si bien es importante reconocer que existen etapas posteriores de operación y monitoreo, no se incluyen en esta guía pues son posteriores a la realización de las gestiones básicas que son discutidas en la misma.

ETAPA I. Perfil de Proyecto

Naturaleza de la etapa: El perfil de Proyecto constituye un esfuerzo muy preliminar por parte del desarrollador de recopilar y comenzar a analizar la información de fácil acceso con relación a la idea de proyecto que procura desarrollar. Lo principal del perfil es responder a las preguntas generales que le permitan al desarrollador describir con la mayor claridad posible cuál es su idea de proyecto y hacer un primer juicio respecto a si es económica y técnicamente conveniente seguir adelante con dicha idea de proyecto⁵.

⁵ Un documento de referencia que ofrece algunos lineamientos de utilidad para comprender estas etapas es el publicado por el Ministerio de Planificación - Gobierno de Chile. (s.f.). Requisitos de información para proyectos. Puede consultarse en la siguiente dirección electrónica. <http://sni.mideplan.cl/links/files/sebi2010/presentacion/1777.pdf>

Procesos característicos de la etapa:

El perfil debe ser breve y concreto, en general debe limitarse a un tamaño no mayor a 4 páginas. A pesar de ser un documento corto, sí es importante que el perfil refleje, en forma preliminar, todos los aspectos clave del proyecto. La información contenida en el perfil debe abordar al menos los siguientes elementos:

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

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

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

Es importante mencionar que las etapas más tempranas del desarrollo de un proyecto (la de perfil y/o la de prefactibilidad) son las más adecuadas para iniciar el proceso de gestiones que conducirán a la obtención de una autorización nacional para la inscripción ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio, el cuál le permitirá al desarrollador obtener los créditos de carbono. Sobre este tema se detalla más en el capítulo 6 de esta guía.

Resultado esperado de la etapa: El análisis del perfil permite adoptar alguna de las siguientes decisiones:

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

OTRAS SECCIONES DE ESTA GUÍA QUE CONTIENEN INFORMACIÓN DE UTILIDAD PARA LA ETAPA DE PERFIL DE PROYECTO:

- *Mecanismos de financiamiento y aspectos generales de la estructuración financiera (CAPÍTULO 5).*
- *Desarrollo de la idea del proyecto para el Marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio MDL (CAPÍTULO 6).*

ETAPA II. Estudio de Prefactibilidad

Naturaleza de la etapa: Para la elaboración del estudio de prefactibilidad se requiere analizar en mayor detalle los aspectos identificados en la fase de perfil, y esbozar las diversas alternativas para el desarrollo de proyecto, dando énfasis a los aspectos que permitan valorar la viabilidad y rentabilidad de estas alternativas⁶.

Procesos característicos de la etapa: Para cada alternativa, es conveniente definir con la mayor claridad posible las siguientes características:

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

Resultado esperado de la etapa: La etapa de prefactibilidad debe permitirle al desarrollador centrarse en un número menor de opciones que ofrezcan las condiciones más viables para desarrollar su proyecto. Dichas opciones serán analizadas en la etapa de Factibilidad. La etapa de Prefactibilidad también puede llevar al desarrollador a la conclusión de que su proyecto no es viable, y por lo tanto lo más conveniente sería abandonarlo. Específicamente en el proceso de gestión de los permisos para su proyecto, el desarrollador requerirá contar con una prefactibilidad de su proyecto en el momento de realizar las solicitudes de elegibilidad ante el ICE.

⁶ Gobierno de Chile, op. cit.

OTRAS SECCIONES DE ESTA GUÍA QUE CONTIENEN INFORMACIÓN DE UTILIDAD PARA LA ETAPA DE PREFACTIBILIDAD:

- *Solicitud de la Declaratoria de Elegibilidad ante el ICE (CAPÍTULO 4).*
- *Fuentes de financiamiento (CAPÍTULO 5).*
- *Elaboración de la Nota de Idea de Proyecto (PIN) para el Mecanismo de Desarrollo Limpio MDL (CAPÍTULO 6)*
- *Listado de instituciones y normativas relacionadas con el desarrollo de proyectos de energía renovable (ANEXOS 1 y 2).*

ETAPA III. Estudio de Factibilidad

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

Procesos característicos de la etapa:

La metodología de análisis conlleva en esta etapa mucha mayor profundidad, es decir que en lugar de los análisis más generales a partir de fuentes secundarias que se realizaron en el estudio de prefactibilidad, en esta etapa se contratan profesionales en diversas disciplinas quienes realizan estudios técnicos en el sitio y para las características específicas del proyecto.

Los elementos técnicos que se obtienen de un estudio de factibilidad son requeridos en diversos trámites de permisos, como el caso de la aprobación de la solicitud de concesión del servicio público, y la solicitud de fijación tarifaria ante ARESEP, y aprobación de la viabilidad del proyecto por parte del ICE.

También en términos de la gestión de financiamiento, el estudio de factibilidad es un elemento de extrema importancia para los analistas financieros que evaluarán el proyecto. Por este motivo, muchos bancos e inversionistas exigen que este estudio haya sido realizado por profesionales imparciales, y no por profesionales pertenecientes a la empresa desarrolladora o que tengan vínculos estrechos con ésta.

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

plan de negocios se utiliza durante la preinversión para definir como se estructurará la ejecución del proyecto y demostrar que existe la suficiente competencia para desarrollarlo. Además, las empresas acostumbran actualizar su Plan de Negocios con frecuencia y lo utilizan también para orientar la gestión del proyecto durante las etapas de construcción, operación y monitoreo.

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

OTRAS SECCIONES DE ESTA GUÍA QUE CONTIENEN INFORMACIÓN DE UTILIDAD PARA LA ETAPA DE FACTIBILIDAD:

- *Solicitudes de Concesión del Servicio Público, de Fijación Tarifaria y Negociación del Contrato de Venta de Energía con el ICE (CAPÍTULO 4)*
- *Evaluación de riesgos (CAPÍTULO 5)*
- *Instrumentos financieros y fuentes de financiamiento. (CAPÍTULO 5)*
- *Elaboración del Documento de Desarrollo de Proyecto (PDD) para el Mecanismo de Desarrollo Limpio MDL (CAPÍTULO 6)*
- *Requisitos del informe de viabilidad que establece el ICE según la categoría de Proyecto (ANEXO 3).*

ETAPA IV. Estudios Ambientales

Naturaleza de la etapa: El análisis ambiental y social de los impactos del proyecto constituye un proceso de gran importancia para controlar y reducir cualquier daño ambiental que pueda ocasionar el proyecto. Este requisito además está sustentado por la Ley Orgánica del Ambiente, que crea la SETENA y establece el marco de evaluación del impacto ambiental, y por la Ley que Autoriza la Generación Autónoma o Paralela (Ley 7200) que dispone que los proyectos de generación de energía al amparo de esa ley deben de realizar un Estudio de Impacto Ambiental. Si bien algunos de estos temas ya han sido abordados en algún grado en las etapas previas, gran parte de los temas son estudiados en mucho mayor detalle en este paso intermedio entre el estudio de factibilidad y el diseño final del proyecto.

Procesos característicos de la etapa:

En general, el manejo de las consideraciones ambientales y sociales es más complejo que el de otros aspectos técnicos, dado que las normas existentes relacionadas con estos aspectos son más extensas que las relativas a otras variables técnicas del proyecto. Además, dependiendo de las dimensiones del proyec-

to, el proceso requerirá una mayor gestión que la realización, revisión y aprobación de estudios técnicos. Para efectos de esta guía, el desarrollo del proceso de evaluación ambiental para proyectos nuevos se describe en detalle en el CAPÍTULO 4.

Resultado esperado de la etapa: En esta etapa se presentará para aprobación el Estudio de Impacto Ambiental y se obtendrá el Permiso Ambiental.

OTRAS SECCIONES DE ESTA GUÍA QUE CONTIENEN INFORMACIÓN DE UTILIDAD PARA LA ETAPA DE ESTUDIOS AMBIENTALES:

- *Apartado sobre la obtención de la Viabilidad Ambiental dentro del capítulo referente a los Permisos y Licencias. (CAPÍTULO 4).*
- *Evaluación de riesgos, en particular manejo de los riesgos sociales y ambientales en el proceso de planteamiento del proyecto ante las fuentes potenciales de financiamiento (CAPÍTULO 5).*
- *Manejo de las variables ambientales, sociales y comunitarias en el desarrollo de un proyecto para el Mecanismo de Desarrollo Limpio (CAPÍTULO 6).*

ETAPA V. Diseño Final

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

Procesos característicos de la etapa:

En la etapa de diseño final, los profesionales de las diversas especialidades (ingeniería civil, electricidad, electromecánica, arquitectura, geología, etc.) precisan en detalle las especificaciones finales del proyecto. Por lo general, la expectativa de las instituciones financieras es que el desarrollador cuente a partir de esta etapa con la asesoría especializada de un profesional o firma consultora con amplia experiencia y capacidad técnica para realizar las labores de ingeniería, proveeduría y construcción del proyecto (también llamado EPC por las siglas del término “*Engineering, Procurement and Construction*” en el idioma inglés).

Resultado esperado de la etapa: En esta etapa se producen los planos finales constructivos, el trazado de los canales de conducción, las configuraciones finales de equipo electromecánico, las especificaciones de materiales y en general todas

los elementos finales que definen al proyecto a nivel técnico. También se producen todos los manuales de procedimientos, incluyendo los procedimientos de seguridad ambiental y ocupacional, así como los lineamientos correspondientes a las medidas de mitigación ambientales y sociales.

Por el carácter especializado de los productos técnicos desarrollados en esta etapa, los aspectos de diseño final trascienden los alcances de los contenidos de esta guía y se aconseja al desarrollador abordarlos con profesionales especialistas en los diversos campos.

ETAPA VI. Cierre Financiero

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

Procesos característicos de la etapa:

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

Una parte fundamental de este proceso es la valoración y mitigación que el desarrollador pueda hacer respecto a los diversos riesgos a los que se enfrenta el proyecto, y que podrían afectar los intereses de los inversionistas y financistas. En el capítulo 5 se discuten dos temas centrales vinculados con este particular: la estructuración financiera y la gestión de riesgos. Como ya ha sido mencionado, el Plan de Negocios es el principal recurso a través del cual el desarrollador presenta la confiabilidad de su proyecto y de su capacidad para desarrollarlo. En el Anexo 6 se adjunta una lista de verificación de todos los aspectos relacionados con la presentación del proyecto para su valoración por las entidades financieras.

Resultado esperado de la etapa: La etapa de cierre financiero finaliza con la formalización de los términos de la inversión de capital y del financiamiento de deuda mediante acuerdos legalizados, dependiendo de las opciones de estructuración financiera que hayan sido establecidas

para el proyecto. Los acuerdos que se formalizan en el cierre financiero a menudo incluyen también los relativos a las garantías que aportan los socios del proyecto y al establecimiento de mecanismos que capten todos los ingresos que recibirá el proyecto y aseguren que estos fondos no sean accesibles al desarrollador hasta que esté asegurada la cobertura de gastos operativos y el pago de las obligaciones ante las instituciones financieras (servicio de deuda o dividendos preferentes).

OTRAS SECCIONES DE ESTA GUÍA QUE CONTIENEN INFORMACIÓN DE UTILIDAD PARA LA ETAPA DE CIERRE FINANCIERO:

- *Consideraciones y orientaciones respecto a los instrumentos, instituciones, y estructuración financiera y a la gestión de los riesgos. (CAPÍTULO 5).*
- *Lista de verificación de los requisitos para presentar el proyecto a una entidad financiera (ANEXO 6).*

ETAPA VII. Construcción

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

Procesos característicos de la etapa:

Para realizar esta fase, el desarrollador debe contar con la totalidad de los permisos establecidos por la legislación vigente. Lo anterior incluye los permisos establecidos en la normativa municipal, para lo cual cada Municipalidad establece en sus ordenanzas las disposiciones correspondientes.

Es particularmente en esta fase en la que generalmente deben realizarse la mayoría de las medidas de mitigación social y ambiental establecidas en el permiso ambiental.

Para los proyectos de energía renovable, la etapa de construcción es por lo general la más intensiva respecto a costos, a la cantidad de recurso humano que debe ser contratado y supervisado, y a las diversas contingencias que pueden surgir. Es por esto que requiere de mucho seguimiento y de verificación por parte del desarrollador de que las actividades se estén cumpliendo de acuerdo al cronograma establecido. Por lo general, los entes financieros habrán definido durante las negociaciones del cierre financiero un cronograma de avance de obras y un sistema de informes periódicos que el desarrollador deberá cumplir para solicitar los diferentes desembolsos.

Para esta etapa, es esencial que el desarrollador disponga de un profesional o firma especializado y con experiencia en el desarrollo de proyectos de este tipo en el país.

La mayoría de las consideraciones de esta etapa son de orden técnico y trascienden los alcances de esta guía, sin embargo es conveniente que el desarrollador revise todo lo concerniente a los permisos de construcción y demás permisos y licencias, en particular las medidas de mitigación que se establecerán en el licenciamiento ambiental, y que prevea desde todo el proceso de negociación y cierre financiero como deberá estructurar esta etapa de la transacción, de manera que cuente con los flujos de caja necesarios para construir el proyecto con éxito.

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

OTRAS SECCIONES DE ESTA GUÍA QUE CONTIENEN INFORMACIÓN DE UTILIDAD PARA LA ETAPA DE CONSTRUCCIÓN:

- *Gestión de los permisos municipales de construcción y cumplimiento de los requisitos de visados de planos. (CAPÍTULO 4).*
- *Evaluación de riesgos (CAPÍTULO 5).*

SECCIÓN II.

Gestiones clave para el desarrollo de proyectos de energía renovable

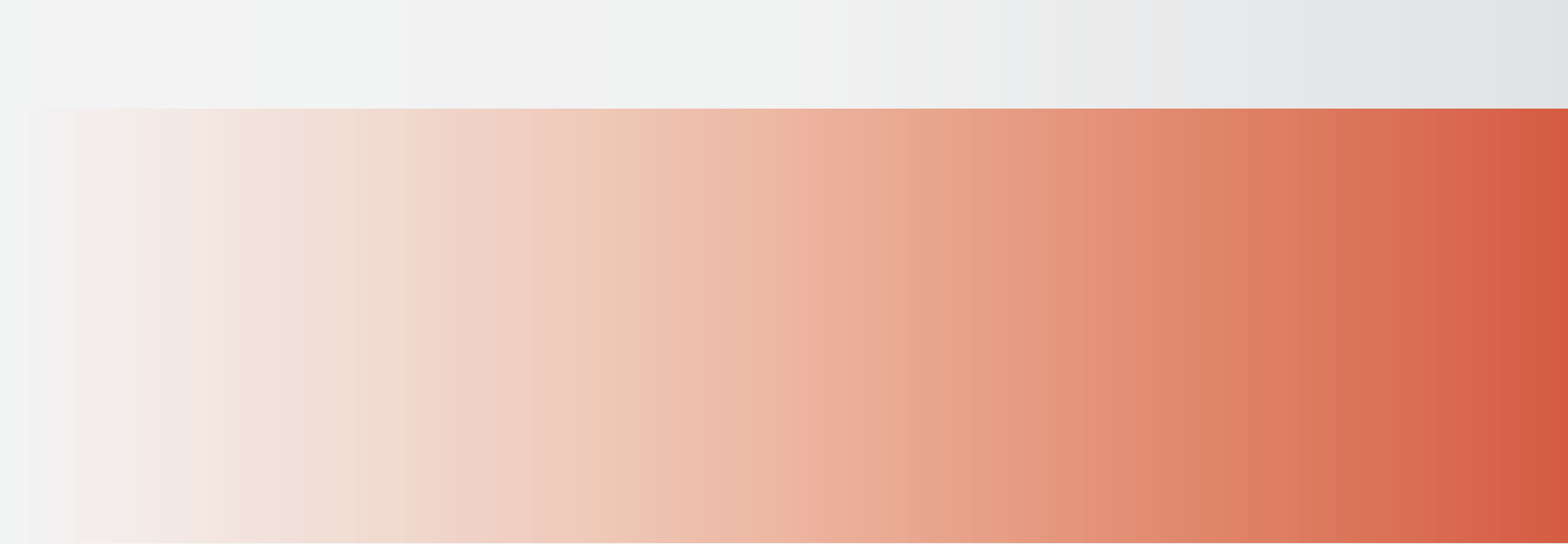
La presente sección describe gestiones relevantes que debe realizar un desarrollador para completar su proyecto. Entre estas gestiones se encuentran algunas que son inherentes al desarrollo del proyecto en si mismo como son la tramitación de permisos y licencias en el país así como el levantamiento del financiamiento; y por otro lado la gestión de inscripción al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) que es de naturaleza voluntaria pero que permite a un generador renovable entrar al mercado de carbono. Esta sección presenta los procesos encontrados para la gestión de cada uno de esos aspectos, mencionándose que cada uno de esos procesos es de naturaleza diferente.

La obtención de permisos y licencias requiere del cumplimiento de una secuencia de trámites establecidos por ley y gestionados ante diferentes entes gubernamentales del país. En contraste, la gestión del financiamiento es un proceso más multidimensional, que implica la evaluación de alternativas, la configuración de una estrategia y la negociación con diversos oferentes de recursos financieros que pueden ser tanto locales como del exterior. Las gestiones ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio se dan en el contexto de una Convención Marco de Naciones Unidas, que tiene componentes regulatorios tanto internacionales y nacionales.

Permisos
y licencias

Financiamiento

Mecanismo de
Desarrollo Limpio
y créditos de
carbono



capítulo

4

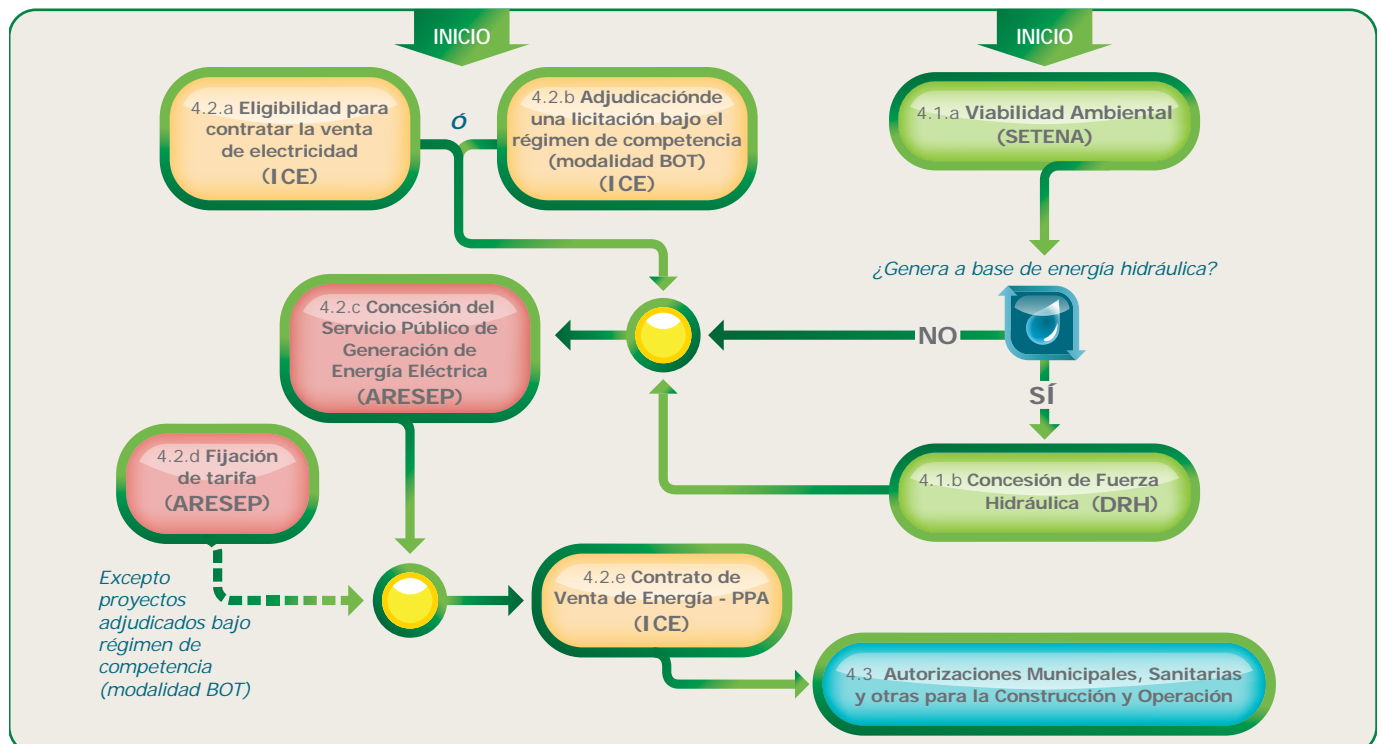
Autorizaciones permisos y licencias para proyectos de energía renovable en Costa Rica

El presente capítulo detalla las diversas autorizaciones regulatorias requeridas para el desarrollo de un proyecto de generación de energía con fuentes renovables en Costa Rica. Se presentan tres diferentes niveles de autorización: Aquellas que responden a la normativa ambiental (APARTADO 4.1.), Las que responden a la normativa del subsector eléctrico (APARTADO 4.2.) y

Las que responden a la normativa municipal, sanitaria y de construcción (APARTADO 4.3).

En la FIGURA 4.1. se esquematizan todos los trámites de autorización descritos en este capítulo, organizados conforme a la secuencia usual en que se deben cumplir los procedimientos y la categorías de tipo de proyecto que aplican.

Figura 4.1 Esquema de las autorizaciones descritas en el CAPÍTULO 4



En cada uno de los siguientes apartados de este capítulo se presenta, para la autorización correspondiente: una explicación de la naturaleza del mismo, la indicación de las instancias ante las cuales debe gestionarse el permiso, las características y requisitos generales de dicha gestión y el producto esperado de su realización. La lectura de este capítulo se complementa, en el caso de algunos de las autorizaciones descritas, con listados de requisitos detallados que se incluyen en el ANEXO 3.

4.1. Autorizaciones que responden a la Normativa Ambiental

Existen dos tipos de autorizaciones de naturaleza ambiental que aplican para los proyectos de generación de electricidad con fuentes renovables. La primera de estas autorizaciones se refiere al requisito previo de obtener la viabilidad ambiental por parte de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) para cualquier proyecto, obra o actividad pública o privada que afecte el ambiente. La segunda, que aplica sólo a los proyectos hidroeléctricos, la constituye el requerimiento de orden constitucional de que *el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación de electricidad pueda hacerse únicamente mediante una concesión* que esté debidamente normada por ley, o en su defecto que sea otorgada por tiempo limitado según las estipulaciones y condiciones que establezca la Asamblea Legislativa.

4.1.a. Viabilidad Ambiental

Naturaleza de la autorización: La viabilidad ambiental (también llamada licencia ambiental) es el acto en que se aprueba el proceso de Evaluación de Impacto Ambiental, y representa la condición de armonización o de equilibrio aceptable, desde el punto de vista de carga ambiental, entre el desarrollo y ejecución de una actividad, obra o proyecto y sus impactos ambientales potenciales, y el ambiente del espacio geográfico donde se desea implementar.

Instancia(s) ante la(s) que se gestiona el permiso:

Esta autorización se tramita ante la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA).

Requisitos y características de la gestión

El proceso de Evaluación del Impacto Ambiental (EIA) se da de la siguiente manera:

Evaluación Ambiental Inicial: Como punto de partida, el solicitante presenta un documento ambiental firmado con carácter de declaración jurada; este permite analizar las características ambientales del proyecto, con respecto a su localización para determinar la significancia del impacto ambiental. En casos en que el

desarrollador lo elija de antemano, puede proceder directamente a elaborar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) sin realizar la clasificación previa de la Evaluación Ambiental Inicial. Lo anterior es pertinente para los proyectos de generación de electricidad al amparo de la Ley de Generación Autónoma (Ley 7200) puesto que dicha ley ya establece que este tipo de proyectos deberán de presentar EIA.

Clasificación del Proyecto: Los proyectos son clasificados a partir de su Impacto Ambiental Potencial (IAP). Existen tres categorías de IAP, las que a su vez se dividen en subcategorías:

- **CATEGORÍA C:** (proyectos de bajo impacto).
- **CATEGORÍA B:** (proyectos de moderado impacto). Estos se dividen en las subcategorías B1 (moderado alto impacto) y B2 (moderado bajo impacto). Adicionalmente para los proyectos de moderado-bajo impacto (categoría B2) en el proceso de clasificación se considera como un factor de peso si el proyecto se encuentra en un área donde rige un Plan Regulador aprobado por SETENA o no.
- **CATEGORÍA A:** (proyectos de alto impacto).

En el caso de los proyectos Categoría C, o de aquellos categorizados como B2 y localizados donde hay un Plan Regulador aprobado por SETENA, el proceso de Evaluación Ambiental Inicial puede conducir a una viabilidad ambiental sin que se requiera realizar otro instrumento de EIA. En estos casos, la duración legal de la revisión por parte de SETENA es de diez días, una vez recibida toda la información requerida.

Para los demás tipos de proyectos (A, B1 y B2 sin Plan Regulador aprobado por SETENA) la resolución en respuesta a la Evaluación Ambiental Inicial deberá emitirse en un plazo máximo de 4 semanas una vez recibida la información completa por SETENA. Dicha resolución establecerá la Clasificación Definitiva y el tipo de instrumento de EIA que deberá realizar el proyecto.

Realización del Instrumento de EIA correspondiente: Los instrumentos adicionales existentes son los siguientes:

- **ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA):** Es el más complejo de los instrumentos, y es el que le corresponde a los proyectos clasificados como de alto impacto (Categoría A). Es un documento de naturaleza técnica que debe ser elaborado por un equipo interdisciplinario (deben ser especialistas inscritos en el Registro que mantiene la SETENA). Su finalidad es predecir, identificar, valorar y corregir los impactos ambientales que el proyecto pueda causar al ambiente y que determinará si el proyecto es ambientalmente viable. Según lo estipula la Ley de Generación Autónoma, No. 7200, todos los proyectos de

generación de electricidad al amparo de esta ley deben de realizar EIA. Los plazos relacionados con la resolución del EsIA se detallan más adelante.

- **PRONÓSTICO-PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL (PPGA):** Es un instrumento técnico de EIA que sigue un formato preestablecido mediante el cual se pronostican los aspectos e impactos ambientales más relevantes y se establecen las medidas ambientales, destinadas a prevenir, mitigar, corregir, compensar o restaurar dichos impactos. El PPGA debe estipular además los posibles costos, plazos y responsables de aplicación de estas medidas. La aplicación de este instrumento corresponde a los proyectos de Categoría B1, adicionalmente, el EIA contempla la elaboración de un PPGA. Una vez que la SETENA ha recibido toda la documentación correspondiente, dispone de un plazo de 6 semanas para emitir su resolución al respecto.
- **DECLARACIÓN JURADA DE COMPROMISO AMBIENTAL (DJCA):** Es una declaración jurada notarial, donde el desarrollador se compromete bajo la fe de juramento, a cumplir con todas las medidas que resuelve la SETENA a partir de la evaluación. Incluye información técnica muy específica y una lista de compromisos y condiciones ambientales. Es el instrumento correspondiente a los proyectos de moderado-bajo impacto (Categoría B2). La elaboración del EIA incluye la elaboración de una propuesta de DJCA. Cuando el instrumento correspondiente es el DJCA, el plazo máximo legal de resolución es de una semana, una vez entregada la documentación completa.

Dado que el instrumento requerido para los proyectos de generación de energía renovable es el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), los requisitos que se enumeran en esta sección son los de este instrumento.

- Entregar a SETENA en original y 3 copias (una en versión digital) el EsIA, de conformidad con los Términos de Referencia que fueron entregados por SETENA.
- Debe incluir además un documento formal denominado **Declaratoria de Impacto Ambiental**, que debe ser elaborado por el equipo consultor que elaboró el EIA, en el cual se explica en una extensión no mayor a 7 páginas y con lenguaje sencillo, entre otros aspectos las condiciones ambientales del área del proyecto, los impactos ambientales del mismo, el Plan de Gestión Ambiental y los compromisos ambientales adquiridos por el desarrollador. En este documento debe constar el sello de recibido de la Municipalidad correspondiente. Este documento debe contar.
- Debe adjuntarse una copia del comprobante del depósito por concepto de pago del análisis del documento (ver comentario sobre los costos de trámites adelante).

Concerniente a los plazos de resolución del EIA, la legislación establece un plazo máximo de doce semanas, sin embargo se hacen además las siguientes estipulaciones:

- La SETENA realizará la revisión del EIA en un plazo máximo de 10 semanas.
- Si el EIA es conforme con los términos de referencia establecidos por la SETENA, ésta en un plazo de dos semanas emitirá y notificará oficialmente la preparación de la DJCA, fijará el monto de la garantía y ordenará el nombramiento de un responsable ambiental, en los casos que así se lo hubiese indicado en la resolución administrativa.
- En caso que las condiciones de los términos de referencia no sean satisfactorias, la SETENA puede solicitar modificaciones o ampliaciones, por una única vez y por escrito, para que la información faltante sea subsanada. Para ello otorgará un plazo razonable. Posterior a la presentación de la información solicitada, la SETENA en el plazo de cinco semanas, debe emitir una resolución definitiva en la que otorga la viabilidad ambiental.
- En caso que la información no sea subsanada en el plazo establecido, el expediente será archivado.

Según indican algunos desarrolladores con experiencia en el sector, en la práctica los plazos de resolución de esta gestión pueden exceder por mucho a los establecidos en la norma. En este sentido se han mencionado referencias de proyectos cuyo plazo de gestión para la viabilidad ambiental han sido en el orden de entre 18 y 24 meses.

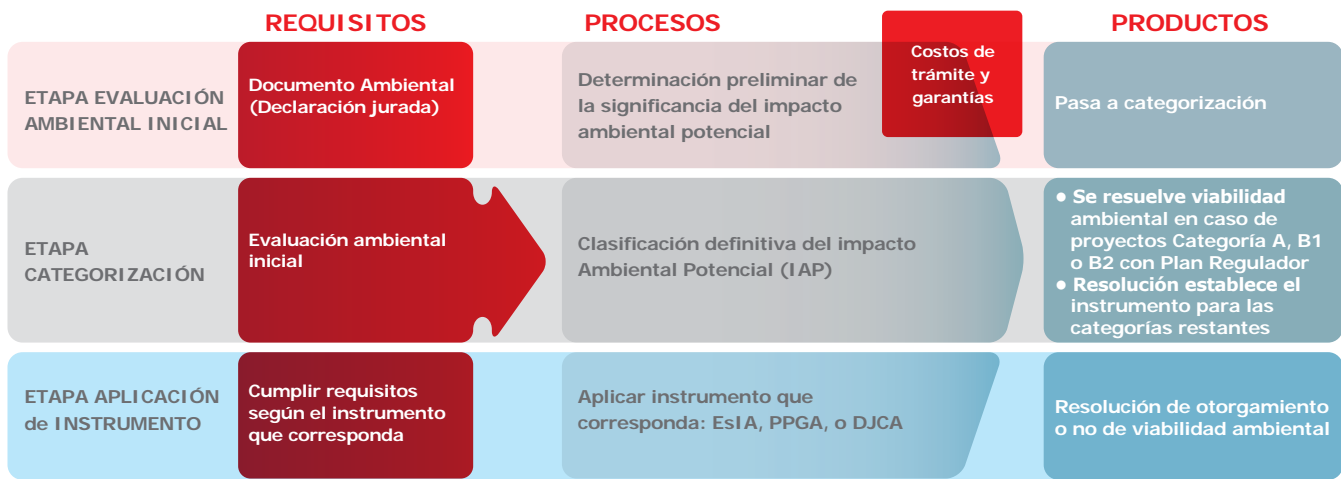
Los costos por realización de los trámites relacionados con la EIA son fijados por la SETENA. Los costos vigentes al momento de publicación de este manual se incluyen en el Anexo 3. Los interesados pueden consultar los costos actualizados en el siguiente enlace en la página web de SETENA. http://www.setena.go.cr/p_servicios_tarifas.htm.

Adicionalmente el solicitante debe aportar una garantía de cumplimiento ambiental. Esta garantía se fija generalmente como el 1% del valor del proyecto. Para el caso de los proyectos hidroeléctricos, la garantía es del 4% del valor del proyecto, pudiendo reducirse al 1% en el segundo año de operación. Algunos desarrolladores han expresado que existe la posibilidad, presentando criterios razonados, de solicitar que se reduzca en algún grado el monto de la garantía previo al segundo año de operación.

Producto esperado de la gestión

El producto esperado como resultado de esta gestión es la emisión de la viabilidad ambiental

Figura 4.2 Síntesis del Proceso de Obtención de la Viabilidad Ambiental



4.1.b. Concesión para el Aprovechamiento de Fuerzas Hidráulicas para la Generación de Energía Eléctrica

Naturaleza de la autorización: Según establece el artículo 121 de la Constitución Política, “las fuerzas que puedan obtenerse de las aguas del dominio público en el territorio nacional” no pueden salir definitivamente del dominio del estado. Por lo tanto su explotación requiere de una concesión que esté debidamente normada por ley, o en su defecto que sea otorgada por tiempo limitado según las estipulaciones y condiciones que establezca la Asamblea Legislativa. Actualmente, las concesiones que debe solicitar un proyecto hidroeléctrico para el aprovechamiento de este recurso se rigen por lo establecido en la recientemente aprobada *Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica, No. 8723 del 22 de Abril de 2009*.

Instancia(s) ante la(s) que se gestiona el permiso: El permiso se tramita ante la Dirección de Recursos Hídricos (DRH) del Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET).

Requisitos y características de la gestión:

El interesado debe aportar el formulario de solicitud (que se adjunta en el ANEXO 3 de esta guía) acompañado de los siguientes elementos:

- Certificación Literal de Propiedad del terreno en que se ubicará la casa de máquinas.
- Certificación de Personería Jurídica, cuando el solicitante sea persona jurídica.
- Planos catastrados en que se marque el punto de toma del agua y el emplazamiento de la casa de máquinas.
- Certificación de estar al día en el pago de cuotas obrero patronales, emitida por la Caja Costarricense del Seguro Social (CCSS).

- Viabilidad Ambiental emitida por la SETENA
- Estudio hidrológico e hidráulico (firmado por profesional del ramo)
- Planos de planta y perfil, firmados por profesional del ramo (desde la cota del nivel de la toma hasta la cota del punto de desfogue)
- Ubicación general del proyecto en hoja cartográfica ampliada, incluyendo todas las obras.

Tras la presentación del Formulario de Solicitud, la DRH elaborará un edicto que el solicitante debe publicar a costo suyo tres veces en el Diario Oficial. La DRH dará audiencia a diversas instituciones relacionadas con la petición (Instituto Costarricense de Acueductos y Alcantarillados (AyA), Servicio Nacional de Aguas Subterráneas, Riego y Avenamiento (SENARA), etc.) Además, se otorga un plazo de 30 días a partir de la publicación del primer edicto para recibir oposiciones. Las que se atenderán conforme al debido proceso. Las oposiciones que hayan surgido serán resultas integralmente en la resolución final.

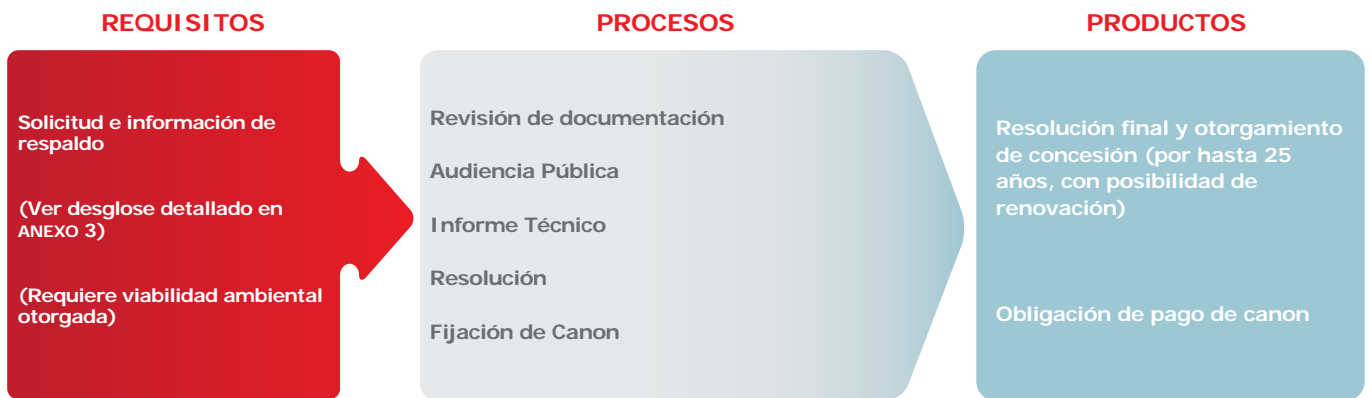
La DRH contará con un plazo de 40 días hábiles, una vez vencido el plazo para oposiciones, para elaborar un informe técnico con las respectivas recomendaciones y puede a su criterio efectuar una inspección de campo. Posteriormente a la presentación del informe, contará con un plazo máximo de 20 días hábiles para emitir su resolución final, la cual debe ser firmada por el Ministro del MINAET y posteriormente notificada al interesado.

La DRH deberá fijar el canon de aprovechamiento que el concesionario deberá pagar a favor de la Administración Pública. Conforme a lo estipulado en el artículo 169 de la Ley de Aguas “si no fuera pagado el canon indicado durante un semestre podrá hacerlo durante el siguiente con el 25% de recargo o durante el tercero con el 50%. Si transcurrieron 3 semestres sin hacer los pagos caducará la concesión con carácter de hipoteca legal.”

Producto esperado de la gestión:

El producto esperado como resultado de esta gestión es la obtención de la Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación de Energía por un plazo máximo de 25 años. La concesión podrá ser prorrogada hasta por un plazo adicional equivalente al plazo original, para lo cual el concesionario deberá presentar la solicitud seis meses antes del vencimiento de la prórroga y la DRH podrá solicitar toda la información que estime necesaria para actualizar el expediente.

Figura 4.3 Síntesis del proceso de solicitud de Concesión de aprovechamiento de fuerzas hidráulicas para generación de electricidad



4.2. Autorizaciones que responden a la Normativa del Subsector Eléctrico

En Costa Rica, la Ley que Autoriza la Generación Autónoma o Paralela, No. 7000 del 28 de Setiembre de 1990, y su reforma, la Ley 7508 del 9 de Mayo de 1995, conforman el marco legal para la generación de energía eléctrica por parte de entidades privadas. Dicha Legislación y su reglamentación establecen el proceso que deberán seguir estas empresas para negociar la compra-venta de energía con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

En la etapa más temprana de gestión de un contrato con ICE, los proyectos tienen dos formas de iniciar el proceso de gestión. Los desarrolladores que desean iniciarlo por propia iniciativa deben cumplir con lo que estipula el Capítulo 1 de la Ley 7200 (deben ser de capacidad no superior a los 20 MW) y obtener una **declaratoria de elegibilidad para contratar electricidad con el ICE**. En una etapa posterior, y ya habiendo cumplido con numerosos otros requisitos ante otras instituciones, el desarrollador procedería a negociar el **contrato de venta de energía o PPA con el ICE**.

La otra alternativa para un desarrollador es responder a un proceso de licitación por oferta competitiva iniciado por el

ICE y obtener la adjudicación de dicha licitación por el ICE conforme al Capítulo 2 de la Ley 7200. En este caso, el cartel de licitación detallará todas las condiciones de la compra, que será por una cantidad preestablecida de energía que no exceda los 50 MW, bajo condiciones técnicas establecidas por el ICE, y a ejecutarse bajo el esquema de “construir, operar, transferir” (BOT por las siglas del término en inglés: *“Build, Operate, Transfer”*). En este segundo caso, la adjudicación por parte del ICE sustituiría el trámite de elegibilidad.

Adicionalmente la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, No. 7593 del 9 de Agosto de 1996 y su reforma (la Ley 8660 - Ley del Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Comunicaciones, del 8 de Agosto de 2008) establece el marco bajo el cual deberán otorgarse las **concesiones del Servicio Público de Generación Eléctrica**, por parte de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). Esta concesión es un requisito para TODO generador de electricidad autónomo, lo cual es definido por la Ley 7200 como las empresas privadas o cooperativas que deseen generar electricidad mediante centrales hidroeléctricas o no convencionales cuya capacidad no exceda los 20 MW en el caso del Capítulo I y los 50 MW en el caso del Capítulo II (modalidad BOT).

Este requerimiento no debe ser confundido con el otorgamiento de las concesiones de aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas por la Dirección de Recursos Hídricos (presentada en la sección de autorizaciones ambientales) la cual es necesaria únicamente para proyectos que utilicen recursos hidroeléctricos. Nótese que ambas concesiones son diferentes dado que la que otorga ARESEP es en virtud de que se busca brindar un servicio público, en tanto que la concesión de fuerzas hidráulicas es en relación con la utilización de un bien del estado.

Finalmente, la anteriormente mencionada Ley 8660 reformó la Ley 7200 dejando establecido que *“Ningún prestador de un servicio público de los descritos en el artículo 5 de esta Ley, podrá prestar el servicio, si no cuenta con una tarifa o un precio previamente fijado por la Autoridad Reguladora.”* Con lo cual, **la fijación de la tarifa por la ARESEP** es un requisito indispensable, a través del cual se fija un tope a la tarifa que el desarrollador podrá negociar en su PPA con el ICE.

4.2.a. Declaratoria de Elegibilidad por el ICE⁷

Naturaleza del permiso: El ICE otorga la declaratoria de elegibilidad a solicitud de un desarrollador con el objetivo de ordenar el proceso de selección de proyectos que podrán negociar un contrato de venta de energía (PPA). *“La elegibilidad es una medida provisional dictada por el ICE, en la cual él manifiesta su voluntad de continuar con el procedimiento para llegar eventualmente a suscribir un contrato con el gestionante”⁸.*

Instancia(s) ante la(s) que se gestiona el permiso: La solicitud se debe gestionar ante el Área de Gestión de Contratos de la Unidad de Procesos de Estrategias de Inversión del ICE.

Requisitos y características de la gestión:

Los requisitos para el otorgamiento de la elegibilidad por parte del ICE son:

- Que la empresa o cooperativa solicitante haya presentado toda la información requerida en forma completa y veraz.
- Que por lo menos el 35% del capital social de la empresa solicitante pertenezca a costarricenses.
- Que se trate de una central que genere electricidad con recursos hidroeléctricos o con fuentes no convencionales (es decir, fuentes diferentes a los hidrocarburos y al carbón mineral) y cuya capacidad no sea mayor a 20 MW (este límite se aplica a un mismo productor en una o varias concesiones).

⁷ Aplica para lo relativo al Capítulo I de la Ley 7200.

⁸ Opinión técnica emitida por la Asesoría Legal del ICE, citada en http://www.pgr.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Pronunciamiento/pro_repartidor.asp?param1=PRD¶m6=1&nDictamen=2089&strTipM=T

- Que no interfiera con ningún proyecto cuya declaratoria de elegibilidad se encuentre en trámite, o haya sido otorgada.
- Que no afecte negativamente ningún proyecto contemplado por el ICE en sus planes de desarrollo⁹.
- Que la capacidad comprometida en el conjunto de contratos de venta de energía (PPA) suscritos por el ICE no exceda el límite del 15% de la capacidad nominal total de las centrales que conforman el Sistema Eléctrico Nacional al momento de recibir la solicitud.

A nivel técnico, debe aportarse un estudio a nivel de prefactibilidad junto con esta solicitud.

El ICE deberá resolver sobre la solicitud en un plazo de 120 días naturales, rechazándola si no cumple con dichos requisitos y aprobándola en caso de que los cumpla.

El plazo de vigencia de la declaratoria de elegibilidad no podrá exceder un año. En casos excepcionales, debidamente justificados, el ICE podrá prorrogarla por hasta un plazo adicional de un año.

La declaratoria de elegibilidad podrá ser revocada de oficio si se llegare a determinar que en la documentación aportada para su trámite fueron consignados datos erróneos o falsos.

Producto esperado de la gestión: Declaratoria de elegibilidad emitida por el ICE, indicando el plazo de vigencia de la misma, las cláusulas básicas y los requisitos de conexión, así como el punto y voltaje de conexión. La declaratoria de elegibilidad no representa ninguna obligación por parte del ICE en caso que no llegara a concretarse la firma del contrato de venta de energía.

⁹ Para evitar a los desarrolladores que incurran costos en el desarrollo temprano de sus proyectos, para luego ser rechazados con base en estos dos criterios, el ICE ofrece de manera opcional la opción de que el desarrollador solicite un Pronunciamiento de No Conflicto por parte del ICE, respecto al sitio del proyecto. Para hacer esta solicitud, debe dirigir una nota al Área de Gestión de Contratos del ICE, e incluir la localización del proyecto en una hoja cartográfica a escala 1:50.000 así como información muy general sobre configuración y capacidad de generación que tendrá el proyecto.

Figura 4.4 Síntesis del proceso de solicitud de declaratoria de elegibilidad para contratar la venta de electricidad con el ICE



4.2.b. Adjudicación de una Licitación Pública bajo el Régimen de Competencia¹⁰

Naturaleza del permiso: La adjudicación es un acto administrativo a través del cual se declara que un proyecto oferente en una licitación cuyos términos fueron establecidos por el ICE de conformidad con la normativa y las necesidades de suministro eléctrico del país, tras haber cumplido con todos los requisitos estipulados para la licitación, ha sido seleccionado bajo criterios de competencia con otros oferentes.

Instancia(s) ante la(s) que se gestiona el permiso: La presentación de la oferta se realizará ante el Área de Gestión de Contratos de la Unidad de Procesos de Estrategias de Inversión del ICE.

Requisitos y características de la gestión:

Los requisitos para el proceso licitatorio serán estipulados en el cartel de licitación que oportunamente publicará el ICE.

El cartel de licitación deberá seguir los lineamientos especificados en la Ley de Contratación Administrativa y su Reglamento, así como el Reglamento al Capítulo II de la Ley de Generación Paralela: Régimen de Competencia (N° 24866-MINAE). Dichos lineamientos pueden comprender condiciones de orden general y de orden específico. Entre las condiciones de orden general estarán:

- Los aspectos formales y administrativos referidos al proceso de licitación, a la adjudicación y al contrato de compra-venta de energía eléctrica licitada.
- Los requisitos legales, técnicos y financieros exigidos al oferente.

- El monto, forma y ejecución de las garantías.
- Sanciones y multas.

Entre las condiciones de orden específico estarán:

- Las tarifas ofertadas y la forma de pago propuesto por el oferente.
- Las especificaciones técnicas, y financieras generales del proyecto.
- Programa de trabajo de ejecución del proyecto, para garantizar la fecha de entrega de la energía.
- Los aspectos relacionados con la Concesión y Estudio de Impacto Ambiental del proyecto
- Precontrato de compra de energía eléctrica.
- El programa de mantenimiento del proyecto y protocolo de pruebas.
- La metodología y los criterios de evaluación y selección de las ofertas.

Conforme al Artículo 15 del Reglamento al Capítulo II de la Ley 7200, el proceso tendiente a la contratación se exigirán tres diferentes tipos de garantías. Los criterios para definir el monto de las mismas, así como su valor, serán definidos en el cartel:

- Garantía de participación en la licitación pública: respalda el mantenimiento y seriedad de la oferta, hasta que se rinda la garantía de cumplimiento para la ejecución del proyecto.
- Garantía de cumplimiento de lo especificado en el contrato con respecto a la construcción del proyecto. Esta garantía está destinada a asegurar la correcta ejecución del proyecto, de acuerdo a lo especificado en el cartel.
- Garantía de cumplimiento de la explotación de la obra y para asegurar el buen estado de los activos del proyecto. Esta garantía está dirigida a respaldar el cumplimiento del adjudicatario y sus obligaciones

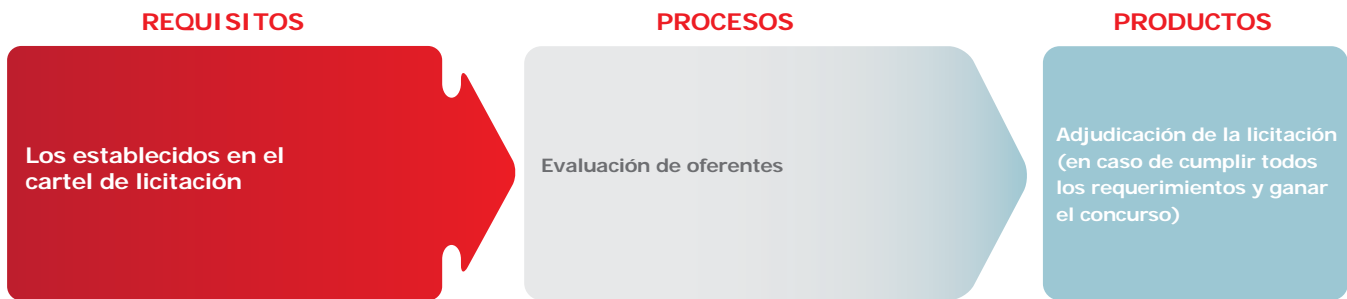
¹⁰ Aplica para lo relativo al Capítulo II de la Ley 7200.

de suplir la energía eléctrica licitada y garantizar el buen estado de los activos durante y al término de vigencia del contrato.

Producto esperado de la gestión: Declaratoria de adjudicación en firme del proceso de licitación, tras el cual se firmará una carta de compromiso en la que se establecerán los requisitos que debe cumplir el Adjudicatario de

previo a la firma del contrato y los plazos para cumplirlos. Dichos compromisos incluirán la obtención de la viabilidad ambiental y de las concesiones de fuerzas hidráulicas y del servicio público de electricidad. En la adjudicación quedará establecida la tarifa de compra y una fórmula de ajuste automático, con lo cual quien la obtenga no requerirá solicitar el trámite de fijación de tarifa ante ARESEP.

Figura 4.5 Síntesis del proceso de adjudicación de la Licitación Pública bajo el Régimen de Competencia (modalidad BOT)



4.2.c. Concesión para el Servicio Público de Generación de Energía Eléctrica

Naturaleza del permiso: La Concesión es un acto administrativo emitido por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) que le permite a un generador privado brindar el servicio público de generación eléctrica en el marco de la Ley que Autoriza la Generación Autónoma o Paralela (Ley 7200) y sus reformas.

Instancia(s) ante la(s) que se gestiona el permiso: El permiso se tramita ante el Departamento de Servicios de Energía de ARESEP.

Requisitos y características de la gestión:

Las siguientes autorizaciones son requisitos previos para la realización de este trámite:

- La emisión por parte de SETENA de la viabilidad ambiental.
- La declaratoria de elegibilidad por parte del ICE, exceptuando aquellos casos en que haya sido adjudicado una licitación de parte del ICE bajo el esquema BOT.
- Para las centrales hidroeléctricas de baja capacidad (menores a 20 MW) la concesión de fuerzas hidráulicas otorgada por la DRH de MINAET.
- Adicionalmente, la Dirección de Servicios de Energía de ARESEP verificará que la solicitud contenga lo siguiente:
- Indicación de la oficina a la que se dirige.

- Nombre y apellidos y calidades del representante legal.
- Pretensión.
- Señalamiento de lugar o medio para escuchar notificaciones.
- Fecha y firma.
- Referencia de la resolución o carta que haga constar cada una de las autorizaciones requeridas mencionadas anteriormente.
- Detalle general del plano de diseño del proyecto unifilar y ubicación geográfica.

En caso de omisión de alguno de esos requisitos, la Dirección de Servicios de Energía por escrito prevenirá a la parte que lo subsane otorgándole un plazo de hasta diez días hábiles. Si se incumple este plazo, se elevará a la Junta Directiva el expediente junto con el auto de archivo de la petición para su resolución.

Una vez que haya verificado la admisibilidad de la petición, la Dirección de Servicios de Energía lo comunicará a la Dirección de Protección al Usuario para que convoque y celebre una pública.

En esta audiencia pública podrá expresar su oposición al proyecto por escrito u oralmente todo el que tenga interés legítimo para hacerlo. Los interesados en interponer una oposición con estudios técnicos que no cuenten con los recursos económicos necesarios, podrán solicitar a la ARESEP la asignación de un perito técnico o profesional debidamente acreditado para que realice dicha labor. Los costos de esa asesoría estarán a cargo del presupuesto de la ARESEP.

La Dirección de Protección al Usuario levantará el acta de la audiencia y la incluirá al expediente.

La Dirección de Servicios de Energía emitirá un informe de cumplimiento de la Ley 7200 y trasladará una recomendación y un proyecto de resolución a la Junta Directiva.

La Junta Directiva deberá emitir su resolución indicando si otorga o no la concesión, así como el plazo y las condiciones.

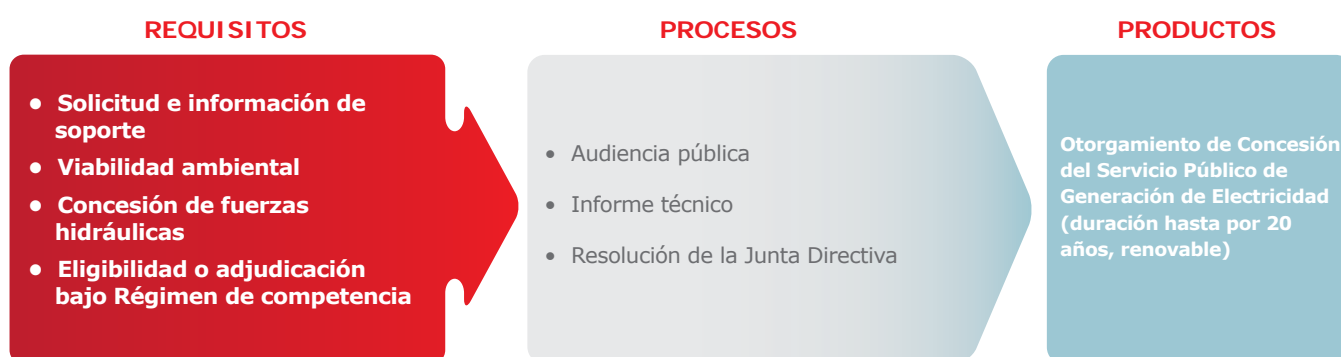
Los solicitantes podrán presentar impugnaciones a las resoluciones de la Junta Directiva, las cuales serán resueltas por esta Junta mediante un acto razonado que resolverá por resolución administrativa.

Este trámite no tienen ningún costo o arancel para su realización.

La estimación de funcionarios y desarrolladores permite anticipar que la duración estimada de este trámite será de entre 1 y 2 meses.

Producto esperado de la gestión: El producto esperado de la gestión es la Resolución que otorga la Concesión del Servicio Público de Generación. El plazo máximo de esta concesión será de 20 años, sujeto a renovaciones que tendrá este mismo plazo como máximo.

Figura 4.6 Síntesis del proceso de solicitud de Concesión del servicio público de generación eléctrica



4.2.d. Fijación de la Tarifa de Venta de Electricidad

Naturaleza del permiso: Debido a su naturaleza como servicio público, La fijación de la tarifa de compra venta de energía eléctrica es competencia legal de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). Por lo tanto, previo a la formalización de un contrato de compra venta de electricidad, la ARESEP debe ser quien establezca la tarifa del servicio. Este trámite no es un requisito para los proyectos que han obtenido una adjudicación definitiva bajo el esquema BOT.

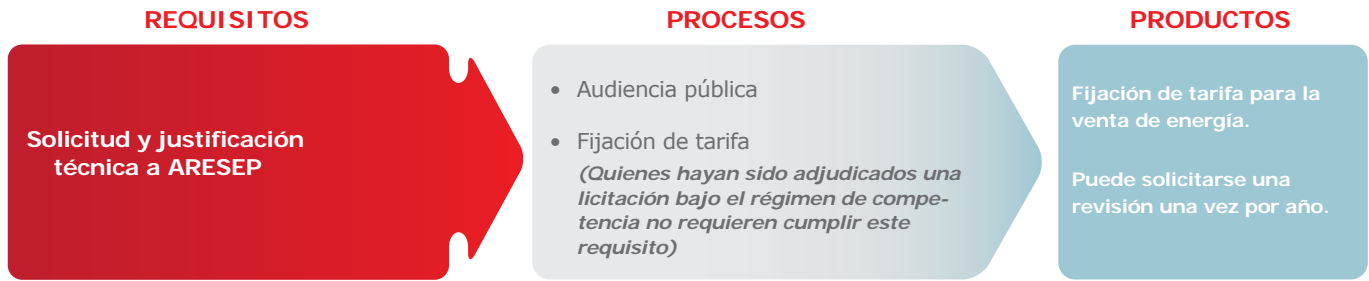
Instancia(s) ante la(s) que se gestiona el permiso: La solicitud de fijación de tarifa se tramita ante la Dirección de Servicios de Energía de la ARESEP.

Requisitos y características de la gestión: La solicitud debe de presentarse acompañada de una justificación técnica que incluya: antecedentes, estudio de mercado, costos y gastos de operación reales y proyectados al último nivel de sub-cuenta, cargas tributarias, costos y beneficios ajenos a la actividad, activo fijo neto al costo y revaluado,

programa de inversiones, servicio de la deuda, análisis económico-financiero de la empresa con las tarifas propuestas. Debe además ajustarse a las especificaciones brindadas por la Dirección de Servicios de Energía de la ARESEP, las cuáles se adjuntan en el Anexo 3. Esta gestión no tiene ningún costo ante la ARESEP. Puede realizarse paralelamente a la realización de la solicitud de concesión de servicio público. El plazo para fijar la misma, conforme establece el Artículo 37 de la Ley de la ARESEP, No. 7593, será de 30 días después de celebrada la Audiencia Pública. Según la opinión de desarrolladores con experiencia en el sector, este plazo frecuentemente se cumple.

Producto esperado de la gestión: El producto esperado de la gestión es la fijación de la tarifa para la compra venta de la energía por parte de la ARESEP. El desarrollador podrá solicitar un ajuste de tarifa a ARESEP una vez cada año.

Figura 4.7 Síntesis del proceso de solicitud de fijación de tarifa para la venta de electricidad al ICE



4.2.e. Contrato de Venta de Energía con el Instituto Costarricense de Electricidad (PPA)

Naturaleza del permiso: En Costa Rica, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) como comprador único de electricidad al amparo de la Ley que Autoriza la Generación Autónoma o Paralela, No. 7200 y sus reformas, deberá formalizar un contrato

Instancia(s) ante la(s) que se gestiona el permiso: El contrato de gestiona ante el Área de Gestión de Contratos de la Unidad de Procesos de Estrategias de Inversión del ICE.

Requisitos y características de la gestión: Todo solicitante que llegue a esta etapa deberá de haber obtenido la elegibilidad de parte del ICE (si se trata de un proyecto que busca vender energía al amparo de Capítulo 1 de la Ley 7200) o la adjudicación definitiva de la licitación (si se trata de un proyecto que busca vender energía al amparo del Capítulo II de la Ley 7200). Posteriormente a este requerimiento, deben darse una serie de requisitos tanto ante otras entidades externas al ICE, como a lo interno del ICE, las cuáles se detallan a continuación.

Requisitos de la gestión a lo interno del ICE: El principal requisito interno previo al inicio de la negociación para la firma del PPA es la presentación de un informe de viabilidad (lo cual puede entenderse como equivalente a un Estudio de Factibilidad) al ICE, el cual deberá obtener la debida aprobación. En el Anexo 3 se detallan los elementos que debe contener el informe de viabilidad dependiendo de la capacidad máxima y tecnología del proyecto.

Requisitos de la gestión externos al ICE: A nivel externo, los requisitos los constituyen todas las autorizaciones ya mencionadas en este capítulo, a saber: la viabi-

lidad ambiental otorgada por SETENA; la concesión para el aprovechamiento de fuerzas hidráulicas otorgada por la DRH de MINAET; la concesión de servicio público de generación eléctrica otorgada por ARESEP; y la fijación de la tarifa por parte de ARESEP.

Una vez verificado el cumplimiento de todos los requisitos, se trasladará el borrador de contrato negociado al Consejo Directivo del ICE para su aprobación. Una vez aprobado el contrato por la Subgerencia del ICE (habiéndolo así delegado el Consejo Directivo de la institución), se procederá a su formalización. El contrato firmado por ambas partes deberá luego trasladarse a la ARESEP para su refrendo.

Todos los aspectos de negociación del contrato directamente con el ICE, igual que los de la elegibilidad, se tramitan sin costo alguno. La negociación del contrato generalmente incluye además una negociación de un contrato de conexión a la Red Eléctrica. Esto ocasionalmente implica negociar sobre este aspecto específico con otras Unidades del ICE, o incluso con distribuidores cuando se trate de nodos en la red que estén fuera de la administración del ICE. Para este trámite no hay un plazo estipulado, puesto que no se trata únicamente del cumplimiento de requisitos, sino que conlleva además un proceso de negociación entre ambas partes (o incluso incluyendo a otras que puedan estar involucradas en el tema de la conexión a la red); esto hace que la duración de esta gestión sea variable y susceptible al desenvolvimiento de la negociación entre las partes.

Producto esperado de la gestión: Contrato de venta de electricidad con el ICE, refrendado por ARESEP. El plazo máximo de este contrato es de 20 años, con posibilidad de renovación. El plazo del contrato no podrá exceder la vigencia de ninguna de las concesiones que requiera el desarrollador para su firma.

Figura 4.8 Síntesis del proceso de solicitud de fijación de tarifa para la venta de electricidad al ICE



4.3. Autorizaciones que responden a la Normativa Municipal, Sanitaria y de Construcción

Por tratarse en cada país de trámites diversos, generalmente sujetos a regulaciones establecidas por los gobiernos locales, en este apartado se reseñan en términos generales los diversos niveles de aprobaciones requeridas y no se puntualiza sobre cada gestión ni se incluye un diagrama de síntesis para cada proceso.

Conforme a los Artículos 10, 57 y 70 de la Ley de Planificación Urbana, corresponde a las Municipalidades otorgar los permisos de construcción y recaudar el impuesto del 1% sobre el valor de las construcciones y urbanizaciones que se realicen en su jurisdicción. Previo al otorgamiento de este permiso, existen diversos requisitos previos que el solicitante debe construir. En primer término, se deben obtener los visados de los planos constructivos. Los visados constituyen una verificación de parte de las instituciones con responsabilidades sobre áreas específicas, de que los diferentes proyectos cumplan con la normativa vigente.

El proceso de visado de planos puede incorporar diversos requisitos previos dependiendo de las condiciones del área donde se vaya a construir el proyecto, y de las características del mismo. En general, los desarrolladores utilizarán una empresa constructora muy familiarizada con este tipo de gestiones (cuya responsabilidad incluirá cumplir con todos los requerimientos de la normativa en materia de construcción). Sin embargo, dos buenas fuentes de información sobre este tema son la iniciativa *Administrador de Proyectos de Construcción* (APC) del Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos de Costa Rica (CFIA), y la Cámara Costarricense de la Construcción, que proveen información en línea y pueden atender consultas sobre los diferentes trámites para los permisos de construcción. Según funcionarios del CFIA, un proyecto

de generación de energía renovable típicamente deberá gestionar el visado de sus planos ante: el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos, el Cuerpo de Bomberos, el ente administrador de la red eléctrica en el punto en el cual el proyecto se interconectará, y la Municipalidad Respectiva.

Una vez cumplido el requisito de visado de los planos constructivos el desarrollador deberá gestionar el **permiso de construcción ante la Municipalidad correspondiente**. El procedimiento de trámite del permiso de construcción puede variar dependiendo de la normativa de cada Municipalidad. Sin embargo siempre serán requisitos, además del visado de los planos, la viabilidad ambiental otorgada por SETENA, documentar la propiedad o servidumbres inscritas sobre los terrenos, contar con las concesiones pertinentes, el pago del impuesto del 1% sobre el valor de la construcción, y el acatamiento de las disposiciones de la zonificación regional o del Plan Regulador Urbano correspondiente (lo cual se documenta mediante un certificado de uso del suelo emitido por la Municipalidad).

Finalmente, el proyecto previo a entrar a la fase de operación deberá gestionar y pagar la **patente municipal de operación** a la Municipalidad correspondiente, conforme a las regulaciones que esta haya establecido. Esta patente tiene una vigencia anual. El costo de la patente es establecido en las regulaciones municipales.

Además deberá contar con un **permiso sanitario de funcionamiento** emitido por el Ministerio de Salud, el cual tendrá una vigencia de cinco años y deberá ser renovado por plazos iguales mientras el proyecto se mantenga en funcionamiento. Para obtener el permiso sanitario de funcionamiento el solicitante deberá presentar ante el Área Rectora de Salud de la localidad donde se ubique el proyecto el formulario correspondiente, junto con una

declaración jurada, copia del comprobante del pago de servicios según haya establecido el Ministerio de Salud para la actividad correspondiente, y documentación de identidad de la persona física o jurídica solicitante (en el caso de empresas, personería y cédula jurídica). Además se le requerirá que presente la siguiente documentación:

- ✓ Certificado de uso del suelo
- ✓ Permiso de ubicación emitido por el Ministerio de Salud
- ✓ Visado de planos del proyecto
- ✓ Viabilidad ambiental
- ✓ Servicio profesional o regencia en caso de que la actividad lo requiera.

En caso que toda la documentación haya sido presentada correctamente, el plazo de aprobación del Permiso Sanitario de Funcionamiento será de 10 días hábiles.

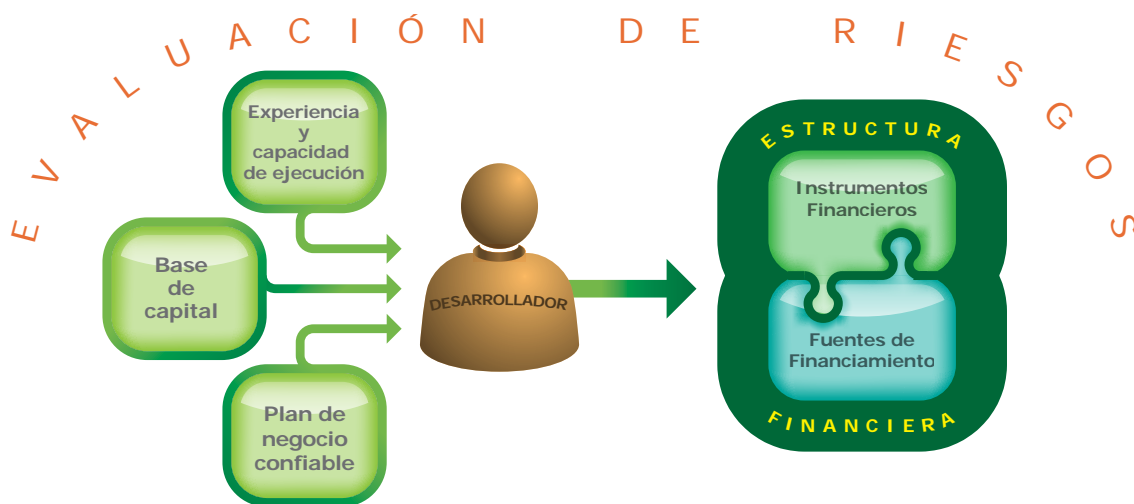
capítulo

5

Financiamiento

Este capítulo presenta una serie de elementos que han de ser útiles para el desarrollador de proyectos de generación en la selección de los instrumentos financieros y de las fuentes de financiamiento que le aportarán la estructura financiera que mejor se adapte a las necesidades de su proyecto. En el primer apartado se encontrará una descripción de los diferentes instrumentos financieros que pueden ser utilizados, y en el segundo apartado una reseña de las distintas instituciones financieras que operan en la región y que participan activamente en el financiamiento de proyectos de energía.

Figura 5.1 El Proceso de Financiamiento



Los dos primeros temas se interrelacionan. Por lo tanto, al hablar de instrumentos se hará una referencia general al tipo de institución que puede suplir cada forma de financiamiento, y al mencionar las instituciones se hará una reseña de las distintas formas de financiamiento que cada tipo de institución ofrece. Del análisis y combinación de esos dos primeros temas se derivarán las bases para discutir en el tercer apartado elementos generales de estructuración financiera.

En el cuarto apartado se hará una discusión de los riesgos que suelen asociarse a los proyectos de generación eléctrica. La valoración y mitigación de los riesgos es un tema que es un tema trascendental que influye en la selección de los instrumentos financieros como en la selección de financiamiento.

El capítulo concluye con una reflexión sobre elementos claves para una gestión de financiamiento exitosa.

5.1 INSTRUMENTOS FINANCIEROS

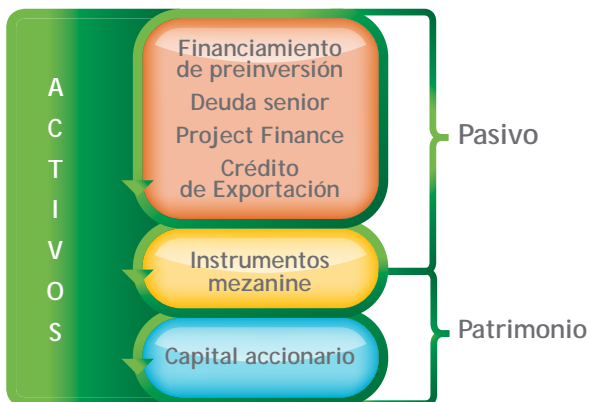
En el presente capítulo se analizarán seis diferentes instrumentos financieros que deben ser considerados como posibles fuentes de financiamiento para los proyectos de energía renovable. Como se puede observar en la FIGURA 5.2, se presentarán:

- instrumentos de deuda, que en términos contables se clasifican como pasivos,
- instrumentos mezanine, que según sus características pueden ser clasificados como parte del pasivo o como parte del patrimonio, e
- instrumentos de capital accionario, que pasan a formar parte del patrimonio.

Figura 5.2 Instrumentos financieros¹¹

También se hará referencia a las garantías parciales de crédito las cuales, si bien no son propiamente una fuente de recursos, son un instrumento de apoyo, que facilita la obtención de créditos.

Figura 5.2 Instrumentos financieros⁸



¹¹ La Figura 5.2 representa el balance de una empresa, donde al lado izquierdo se ubican los activos (caja y bancos, propiedad planta y equipo, etc.) de un proyecto, y a la derecha la forma de financiarlos (recursos propios o patrimonio + pasivos o sea deudas).

Financiamiento de preinversión

Concepto y aplicación: Este tipo de financiamiento se ubica dentro del rubro de deuda. Está dirigido a cubrir las actividades en las etapas tempranas de los proyectos, tales como estudios de prefactibilidad y factibilidad, estudios técnicos especializados, estudios ambientales, desarrollo del plan de negocios, y otras actividades que ayudan al desarrollador a madurar su proyecto.

Fuentes de esta forma de financiamiento: Normalmente este tipo de financiamiento es ofrecido por bancos multilaterales, bancos de desarrollo públicos y algunas instituciones financieras especializadas. El BCIE cuenta con la Unidad de Proyectos de Preinversión, la cual se especializa en el otorgamiento de este tipo de facilidad crediticia.

Condiciones típicas y plazos: Los términos de los préstamos de preinversión generalmente contemplan que el repago se efectúe en su totalidad al recibirse los fondos provenientes del cierre financiero para la construcción. En caso de que el proyecto no se lleve a cabo dentro de un periodo preestablecido, se asigna un plazo de repago el cual correrá por cuenta de los desarrolladores. Debido a las incertidumbres asociadas a esta etapa temprana, se acostumbra solicitar garantías reales, y se fijan tasas de interés mayores a las del financiamiento de construcción.

ELEMENTOS QUE DEBEN SER CONSIDERADOS EN UN FINANCIAMIENTO DE PREINVERSIÓN:

- Contar con un perfil de proyecto que refleje la conceptualización y prospección del proyecto.
- Información sobre los antecedentes de las empresas y personas involucradas en el proyecto, su trayectoria empresarial y su experiencia crediticia.
- Descripción de los estudios preliminares con que ya cuenta la empresa, y los estudios que se desea financiar con los fondos de preinversión.
- Para los estudios que cubrirá el financiamiento se debe incluir un presupuesto de rubros y actividades, un cronograma de desembolsos, la modalidad de ejecución (llave en mano, licitación u otra modalidad), así como los términos de referencia de los diferentes estudios.

En el ANEXO 4 se presenta la Lista de Requisitos para Tramitar una Solicitud de Preinversión, elaborada por la Unidad de Proyectos de Preinversión del BCIE.

Deuda principal o deuda 'senior'

Concepto y aplicación: La deuda es la forma más usual, y la que aporta la mayor proporción de recursos al financiamiento de los proyectos de generación eléctrica. En muchos proyectos de tamaño pequeño y mediano, es común que este tipo de préstamo sea la única fuente de fondos, aparte del capital accionario de los socios. Los recursos provenientes de la deuda suelen destinarse principalmente al financiamiento de la fase de construcción de obras civiles y a la adquisición de maquinaria y equipo, y pueden llegar a representar entre un 60% un 70% del costo total del proyecto.

Fuentes de esta forma de financiamiento: Los recursos de deuda pueden ser suministrados por bancos de diferente naturaleza: bancos comerciales del país, bancos comerciales internacionales, bancos multilaterales y bancos públicos de desarrollo.

Condiciones típicas y plazos: Este tipo de préstamo es de largo plazo, en concordancia con la naturaleza de los proyectos de generación. El plazo total del financiamiento oscila normalmente entre 8 y 15 años. En el establecimiento de las condiciones de plazo se tomarán en cuenta la capacidad de repago del proyecto, la proporción del costo total que representa este tipo de financiamiento, y los otros instrumentos presentes en la estructura financiera.

Para proyectos de inversión como los de energía, los bancos suelen otorgar un período de gracia (contemplado dentro del plazo total) durante el cual sólo se deben pagar intereses. El período de gracia se establece en función del tiempo que se estima que va a requerir la construcción y puesta en marcha del proyecto, y normalmente alcanza entre dos y tres años.

La retribución al suplidor de los fondos se da en la forma de intereses que se pagan periódicamente, usualmente cada trimestre o cada semestre. La amortización también se da mediante pagos periódicos. Usualmente, las tasas de interés que se establecen en este tipo de crédito son variables. Esto significa que el banco establecerá una tasa de interés para cada período de pago (trimestre o semestre), dependiendo de las condiciones imperantes en el mercado financiero. En algunos casos las variaciones en las tasas de interés se establecen con base a una tasa de referencia internacional (tal como Libor o Prime) o con base a una tasa de referencia local.

Para los pagos de amortización e intereses, es usual que los bancos establezcan una 'cuota nivelada', a pagar en cada período de pago, que cubre amortización e intereses. La cuota que hay que pagar en cada período es igual. Esto implica que las primeras cuotas que se pagan contemplan una porción mayor correspondiente a intereses y una por-

ción menor correspondiente a amortización. Conforme se avanza en el tiempo, y el saldo adeudado ha disminuido, las cuotas pagadas contienen una proporción mayor de amortización y una proporción menor de intereses.

Otras consideraciones: Es práctica común en las instituciones financieras el establecimiento de comisiones que deben ser pagadas, principalmente al momento de la formalización o el desembolso del financiamiento. En el ANEXO 5 presenta información sobre los costos de transacción asociados al financiamiento.

ELEMENTOS QUE DEBEN SER CONSIDERADOS EN UN FINANCIAMIENTO DE DEUDA 'SENIOR':

- *Presentar un plan de negocios completo.*
- *Contar con recursos propios suficientes, en forma de capital accionario, que puedan ser apalancados para el levantamiento de la deuda.*
- *Hacer un planteamiento en cuanto a las garantías que ofrece el proyecto.*
- *Establecer un registro contable que refleje las inversiones realizadas desde el inicio del proyecto.*

En el ANEXO 6 se presenta una lista de verificación que detalla los elementos que deben estar presentes en un plan de negocios. Esta lista de verificación considera cada uno de los temas contenidos en la Guía Técnica para la Presentación de Pequeños Proyectos de Energía Renovable, elaborada por el Proyecto ARECA, del BCIE.

'Project finance'

Concepto y aplicación: Esta modalidad de financiamiento, que aporta recursos en forma de deuda, se utiliza particularmente en proyectos de mayor tamaño, que en el caso de generación eléctrica posiblemente proyectos que superan los 25MW. Algunas de las características de este instrumento son:

Se fundamenta en la capacidad del proyecto de generar flujos de caja suficientes para repagar las obligaciones crediticias contratadas.

Se aísla al promotor en términos de su responsabilidad sobre los riesgos del negocio. Las garantías provenirán exclusivamente del proyecto.

Se recurre a la constitución de una empresa proyecto, a la cual se trasladan todos los activos y derechos del proyecto, con el fin de facilitar el control por parte de los entes financieros.

Se requieren de estructuras legales más complejas, que se justifican en el caso proyectos grandes.

Fuentes de esta forma de financiamiento: Por la complejidad de las estructuras requeridas, y por el gran tamaño de los proyectos que se suelen financiar con este

mecanismo, participan en este tipo de financiamiento los bancos multilaterales, como el BCIE, y los grandes bancos privados internacionales. Es frecuente la participación de varios bancos en forma sindicada.

Condiciones típicas y plazos: El 'project finance' es una modalidad enfocada en financiamiento de largo plazo (10 a 15 años), plazo dentro del cual se contempla también un período de gracia de acuerdo a las necesidades del proyecto. Las características específicas dependerán de los requerimientos del proyecto.

Otras consideraciones: Es práctica común en las instituciones financieras el establecimiento de comisiones que deben ser pagadas, principalmente al momento de la formalización o el desembolso del financiamiento. En el Anexo 5 presenta información sobre los costos de transacción asociados al financiamiento.

ELEMENTOS QUE DEBEN SER CONSIDERADOS EN UN 'PROJECT FINANCE':

- *Constitución de una persona jurídica separada para realizar el proyecto (empresa proyecto).*
- *Establecimiento de contratos con los distintos participantes: el constructor, los proveedores, las entidades financieras, las empresas aseguradoras, entre otros. Con esto se procura asegurar el cumplimiento de todos los objetivos del proyecto, y de mitigar riesgos.*
- *Establecimiento de fondos de reserva, a partir de los excedentes en los flujos de caja para cubrir las posibles contingencias negativas durante la vida del proyecto.*

Más información sobre este mecanismo, y sobre organizaciones internacionales que suelen participar en operaciones de esta naturaleza se puede encontrar en el sitio Web de la Internacional Project Finance Association (<http://www.ipfa.org>).

Créditos de promoción de las exportaciones

Concepto y aplicación: Este tipo de financiamiento crediticio (deuda) es de utilidad particularmente para financiar la importación de maquinaria y equipo. Por lo tanto, un paso previo al trámite de este tipo de financiamiento es la identificación de los suplidores probables del equipo que se utilizará el proyecto. Estos instrumentos son facilitados por agencias especializadas en los países industrializados (también conocidas como ECA's¹² por sus siglas en inglés), cuyo objetivo es facilitar y promover las exportaciones de las industrias de su país. Por lo tanto, se debe recurrir a la agencia de cuyo país se pretenda importar maquinaria y equipo.

De este tipo de institución se puede obtener los siguientes servicios:

- Financiamiento directo, que puede ser al importador de equipos (en este caso del desarrollador de proyecto)
- Financiamiento a través de intermediarios financieros en el exterior (por ejemplo el BCIE).
- Cobertura de riesgo para el financiamiento que otorgue el fabricante al desarrollador.

Los servicios de cada ECA están limitados a los bienes provenientes de su país, y normalmente cubren un porcentaje del valor de los mismos. Por lo tanto, deben ser entendidos como un complemento a los otros componentes de la estructura financiera.

La tramitación de este tipo de financiamiento puede darse por iniciativa de: a) el banco que esté estructurando el financiamiento del proyecto; b) por el fabricante de equipo, o c) por el importador (desarrollador). En el primer caso, el banco incorpora el financiamiento de la ECA dentro de la estructura financiera que está estableciendo para el proyecto.

Fuentes de esta forma de financiamiento: Este tipo de financiamiento es facilitado por las agencias de crédito de exportación de los principales países desarrollados. En el siguiente apartado, en el que se presentan los diferentes tipos de instituciones financieras, se aportan mayores detalles sobre este tipo de institución.

Condiciones típicas y plazos: Los plazos para este instrumento pueden oscilar entre 2 y 10 años. Se limitan a financiar una proporción (75% y 85%) del valor del equipo adquirido. El servicio de este tipo de financiamiento, tanto la amortización como los intereses, suele darse mediante pagos periódicos. Es usual que, en términos de prioridad de pagos, este tipo de financiamiento tiene la misma prioridad que la deuda principal (no hay subordinación). La agencia otorgante contemplará en su análisis los factores de riesgo inherentes al país de destino.

ELEMENTOS QUE DEBEN SER CONSIDERADOS EN UN 'CRÉDITO DE PROMOCIÓN DE LAS EXPORTACIONES':

- *La gestión de un financiamiento de este tipo se da a partir de una negociación entre un fabricante en el país de origen de la ECA y el importador (el desarrollador).*
- *El financiamiento debe tener como objeto la adquisición de un bien de capital fabricado en el país de la ECA. En algunos casos también se requerirá que el transporte de los bienes adquiridos se contrate con empresas transportistas (principalmente navieras) del país de la ECA.*

Instrumentos de financiamiento mezanine

Concepto y aplicación: Típicamente, los instrumentos mezanine se utilizarán para cubrir la brecha entre el capital accionario y la deuda común. Dentro del concepto de financiamiento mezanine pueden acomodarse instrumentos de muy distinta naturaleza, entre las cuales están: a) deuda subordinada, b) la deuda convertible c) las acciones preferentes.

Como característica distintiva de estos instrumentos destaca el que el pago de los intereses o los dividendos asociados a los mismos están subordinados a la atención de los compromisos relacionados a los instrumentos de deuda antes citados. Dependiendo de sus características específicas, pueden clasificarse contablemente como parte del pasivo o del patrimonio. Desde el punto de vista de los bancos proveedores de instrumentos de deuda, los instrumentos mezanine pueden ser reconocidos como parte del porcentaje de patrimonio requerido siempre y cuando los mismos estén claramente subordinados a la deuda principal.

Las instituciones financieras que aportan estas formas de financiamiento suelen ajustar la forma de pago de intereses o dividendos y también la amortización a la capacidad de pago del proyecto. El pago de los intereses o dividendos asociados a estas formas alternativas de financiamiento puede negociarse de diferentes formas: aparte de un pago periódico en efectivo, se puede negociar la capitalización de intereses o la acumulación de un dividendo preferente durante un período determinado. También es usual el que parte del interés o del dividendo se pague en forma de acciones adicionales en el proyecto. Usualmente no requieren de amortizaciones periódicas. Esto permite destinar los flujos de caja generados durante los primeros años del proyecto a la atención de la deuda principal ('senior'). Esta situación implica un riesgo mayor para sus tenedores, y por lo tanto implican para el prestatario un costo mayor.

Fuentes de esta forma de financiamiento: Esta forma de financiamiento se puede obtener de la banca multilateral, por ejemplo del BCIE, de la banca pública de desarrollo, o de algunas instituciones financieras o fondos de inversión especializadas en estas formas de financiamiento.

Condiciones típicas y plazos: Normalmente son un elemento menor (15% a 30%) de la estructura financiera. El objetivo de las instituciones que invierten en instrumentos mezanine es recuperar su inversión en el mediano plazo, típicamente 5 a 7 años. En este contexto es usual escuchar el término 'estrategia de salida', que se refiere al mecanismo (establecido en forma contractual) que le permitirá a este tipo de inversionista recuperar su inversión y el rendimiento asociado dentro de un plazo establecido.

Este tipo de financiamiento usualmente no requiere de garantías reales. Las condiciones específicas se definirán de acuerdo a las necesidades de cada financiamiento.

ELEMENTOS QUE DEBEN SER CONSIDERADOS EN UN FINANCIAMIENTO TIPO 'MEZANINE':

- *Los términos del financiamiento 'mezanine' pueden requerir aprobación por parte de las instituciones que aportan la deuda principal ('senior').*
- *La empresa debe demostrar prácticas transparentes de gobierno corporativo.*
- *Se debe procurar un flujo de información hacia los inversionistas que permita una comunicación transparente y periódica sobre aspectos técnicos, financieros y de otra naturaleza.*
- *Los inversionistas usualmente requieren participación en los órganos de decisión de la empresa, particularmente en la Junta Directiva.*
- *Un elemento de la negociación es la estrategia de salida que requerirán las instituciones financieras.*

Capital accionario

Concepto y aplicación: Típicamente, las acciones comunes representan el aporte que hace el promotor a su proyecto. Sin embargo, en aquellos casos en que los recursos del promotor son insuficientes, éste puede promover la participación de otros socios, ya sean estos socios financieros (particulares o instituciones financieras) o socios estratégicos (que aportan además de recursos su conocimiento y su experiencia en el negocio eléctrico). Un tema que debe ser tratado con cuidado es la justa valoración del aporte del promotor. Esto por cuanto ese aporte suele contener alguna porción que ha sido aportada en especie (elaboración de estudios, trámite de permisos, gestión de identificación de tierras, etc.) Además, es usual que se le reconozca al promotor una proporción de acciones mayor a la que corresponde a los recursos aportados por otros socios, esto en virtud de su gestión como emprendedor y del riesgo que ha asumido en las etapas tempranas del proyecto.

Fuentes de esta forma de financiamiento: El capital accionario proviene comúnmente de inversionistas particulares (personas físicas o jurídicas). En algunos casos, también se da la participación de instituciones financieras en este tipo de financiamiento. En este último caso, se puede recurrir a la banca multilateral, a la banca pública de desarrollo, o a algunas instituciones financieras o fondos de inversión especializadas en esta formas de financiamiento.

Condiciones típicas y plazos: El objetivo de las instituciones financieras y fondos de inversión (y eventualmente también de algunos inversionistas particulares) que aportan capital accionario es recuperar su inversión en el mediano plazo, típicamente 5 a 7 años. En este contexto es usual escuchar el término 'estrategia de salida', que se refiere al mecanismo (establecido en forma contractual) que le permitirá a este tipo de inversionista recuperar su inversión y el rendimiento asociado dentro de un plazo establecido.

Este tipo de financiamiento usualmente no requiere de garantías reales.

ELEMENTOS QUE DEBEN SER CONSIDERADOS EN EL LEVANTAMIENTO DE CAPITAL ACCIONARIO:

- *El desarrollador debe mostrar apertura a la participación de terceros como socios de la empresa.*
- *La empresa debe demostrar prácticas transparentes de gobierno corporativo.*
- *Se debe procurar un flujo de información hacia los inversionistas que permita una comunicación transparente y periódica sobre aspectos técnicos, financieros y de otra naturaleza.*
- *Los inversionistas usualmente requieren participación en los órganos de decisión de la empresa, particularmente en la Junta Directiva.*
- *Deben incorporarse en los estatutos de la empresa mecanismos para la protección de derechos de los socios minoritarios. Por ejemplo, es usual que se requiera el establecimiento de porcentajes mínimos de votación en decisiones importantes.*
- *Se debe establecer una política de dividendos.*
- *Se deben definir procedimientos de protección de socios en caso de venta parcial del capital social.*
- *En caso de que la inversión provenga de socios institucionales, habrá que tener en cuenta sus requerimientos en cuanto a su estrategia de salida.*

Garantías parciales de crédito

Concepto y aplicación: Las garantías parciales de crédito son otorgadas usualmente por bancos, instituciones multilaterales o de desarrollo; como un mecanismo de apoyo para aquellos desarrolladores que no puedan completar las garantías necesarias requeridas por los bancos suplidores del crédito principal. Mediante este instrumento, la institución que aporta la garantía parcial se compromete ante el banco que otorga el crédito a repagar una porción del mismo, en caso de que el desarrollador incumpla en sus pagos. Como su nombre lo indica, cubren sólo una parte de los requerimientos de garantía. Además, existen limitaciones en cuanto al monto máximo que cubren. El costo de estos instrumentos se establece como un porcentaje del monto garantizado, pagadero anualmente. Es usual que se utilicen durante los primeros años del crédito, durante los cuales las posibilidades de que el deudor caiga en mora son mayores.

Instituciones oferentes: El Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) administra varios programas de garantías parciales de crédito, enfocados específicamente en las empresas generadoras de energía renovable. Uno de ellos es el que se ejecuta por medio del Proyecto ARECA, el cual está enfocado principalmente en proyectos hídricos, eólicos, geotérmicos, solares y de biomasa, de hasta 10 MW de potencia.

Condiciones típicas y plazos: Como ejemplo para ilustrar las condiciones típicas de estos mecanismos, se presentan las condiciones establecidas por el Programa de Garantías Parciales de Crédito del Proyecto ARECA. Este programa garantiza hasta un 35% del monto del crédito otorgado por la institución financiera, siempre y cuando esta proporción no exceda US\$ 1 millón. La garantía tiene una vigencia de un año, pero se puede renovar por periodos iguales. El costo para el beneficiario de la garantía se establece como un porcentaje (1.5%) del monto garantizado, pagadero en forma anual.

ELEMENTOS QUE DEBEN SER CONSIDERADOS EN LA UTILIZACIÓN DE GARANTÍAS PARCIALES DE CRÉDITO:

El Programa de Garantías Parciales de Crédito del Proyecto Areca, del BCIE, establece los siguientes criterios con respecto a su programa de garantías parciales de crédito:

- *Los proyectos beneficiarios de la garantía deben ser generadores de energía renovable (hídrica, eólica, geotérmica, solar o a partir de biomasa), y tener una capacidad de hasta 10 MW de potencia.*
- *Además, los proyectos deben estar localizados en cualquiera de los siguientes países:*
 - ✓ Guatemala
 - ✓ El Salvador
 - ✓ Honduras
 - ✓ Nicaragua
 - ✓ Costa Rica
 - ✓ Panamá
- *El crédito para la ejecución del proyecto debe haber sido aprobado por parte de la institución financiera.*
- *La institución financiera cuyo financiamiento está siendo garantizado debe haber suscrito un Contrato de Línea de Garantías Parciales de Crédito con el BCIE.*

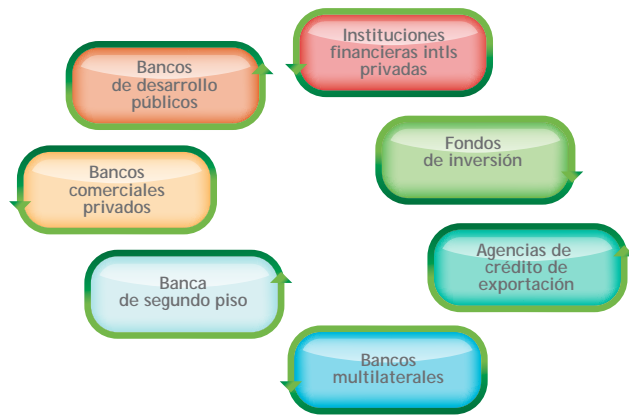
5.2 Fuentes de Financiamiento (instituciones)

En la presente apartado se hará referencia a los diferentes tipos de instituciones financieras a las que puede recurrir un desarrollador de proyectos de energía en busca de financiamiento para su proyecto. Como se verá, algunas de estas instituciones se especializan en ciertas formas de financiamiento. Otras ofrecen diferentes modalidades de financiamiento. Tal es el caso del BCIE que ofrece:

financiamiento de preinversión,
diferentes productos de deuda (deuda 'senior', deuda subordinada, préstamos sindicados, 'project finance', etc.),
garantías parciales de crédito.

El BCIE ofrece además una amplia gama de servicios financieros, principalmente a través de su Gerencia de Banca de Inversión y Desarrollo.

Figura 5.3. Instituciones financieras



1. Bancos comerciales privados: En el caso de Costa Rica se ubican dentro de esta categoría un total de 15 bancos, 5 estatales y 10 privados. Los bancos estatales tienen un papel predominante en este mercado, representando un 61% de los activos totales del sistema. Los bancos privados son mayoritariamente de capital extranjero. Solo 3 bancos son de capital costarricense, y representan menos de un 4% de los activos del sistema.

Los bancos comerciales son específicamente proveedores de deuda ('senior'). Por los montos requeridos para el desarrollo de un proyecto de energía renovable, son usualmente los bancos más grandes de la plaza los que participan en el financiamiento de este tipo de proyectos. La banca comercial costarricense está sujeta a la supervisión de la Superintendencia General de Entidades Financieras (SUGEF), cuyos lineamientos inciden en los y términos generales por los cuales debe regirse el financiamiento. Entre otras cosas establece el monto máximo que puede prestar un banco a cada empresa. En el Anexo 7 se presenta una lista de los bancos que conforman el mercado bancario, ordenados por su tamaño en término de activos totales.

Superintendencia General de Entidades Financieras
(www.sugef.fi.cr)

2. Bancos multilaterales: Se denomina con este nombre a instituciones financieras constituidas por grupos de países, con el propósito de promover el desarrollo de sus países miembros. A pesar de su carácter de desarrollo, se rigen por criterios comerciales rigurosos. Son particularmente rigurosos en la evaluación del impacto ambiental y social de los proyectos que financian. Para todas estas instituciones, el sector energético es prioritario, y cuentan con experiencia relevante en el sector a nivel regional. Por ser de carácter multilateral no están sujetas a los entes supervisores de entidades financieras de los países, sino que se rigen por sus propios estatutos. Este tipo de instituciones ofrecen financiamiento mediante diferentes instrumentos, tanto deuda (deuda 'senior',

project finance, préstamos sindicados), como instrumentos mezanine e inversiones en el capital de las empresas. Las instituciones dentro de esta categoría más relevantes para el caso de Costa Rica se enumeran a continuación:

Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)
(www.bice.org)

Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (www.iadb.org)
Corporación Interamericana de Inversiones (CII, adscrita al BID) (<http://spanish.iic.int/>)

Corporación Financiera Internacional (IFC, del Grupo del Banco Mundial) (www.ifc.org)

Corporación Andina de Fomento (CAF) (www.caf.com)

3. Bancos públicos de desarrollo: Son instituciones financieras bilaterales respaldadas por los gobiernos de países industrializados. Su objetivo es apoyar la inversión en países en vías de desarrollo. Hacen evaluaciones rigurosas de los proyectos, tanto en términos de viabilidad económica y de impacto ambiental. La mayoría de ellos, tienen capacidad para aportar recursos crediticios, y también para invertir mediante instrumentos mezanine y mediante participaciones en el capital accionario. Los bancos de desarrollo más relevantes para el sector eléctrico costarricense son los siguientes:

Compañía Alemana de Inversión y Desarrollo (DEG)
(www.deginvest.de)

KfW Bankengruppe (KfW) (www.kfw.de)

Compañía de Desarrollo Financiero de los Países Bajos (Netherlands Development Finance Company, FMO)
(<http://www.fmo.nl/>)

Finnish Fund for Industrial Cooperation Ltd (FINNFUND)
(www.finnfund.fi)

4. Instituciones financieras internacionales privadas: La presencia de la banca privada internacional en la región se ha dado principalmente mediante la adquisición de bancos comerciales de los distintos países. A través de sus representaciones locales, algunos de estos grupos financieros han tenido una participación muy relevante en el sector de energía. Operan además en la región algunos bancos e instituciones financieras internacionales, no ligados a bancos locales, que son relevantes para el sector de energía. Pueden aportar diferentes formas de financiamiento. Dentro de ellos cabe mencionar las siguientes:

RBC Caribbean (www.rbcroyalbank.com/caribbean/)
Este banco se interesa particularmente en proyectos con capacidades superiores a 50 MW.

E+Co (www.eandco.net) Esta institución se interesa particularmente en proyectos pequeños, en el rango de 0 a 10 MW.

5. Fondos de inversión: Operan en la región algunos fondos de inversión enfocados en proyectos de energía e infraestructura.

Central American Renewable Energy and Cleaner Production Facility (CAREC), administrado por E+Co Capital (http://www.eandco.org/eandcocapital/en_usa/carec.html) Su especialidad es la inversión en pequeños y medianos proyectos de energía mediante instrumentos tipo mezzanine.

Central American Mezzanine Infrastructure Fund (CAMIF) Administrado por EMP Latin America (www.empglobal.com): Su énfasis es la inversión en proyectos de infraestructura mediante instrumentos tipo mezzanine.

6. Agencias de crédito de exportación (ECA's): Estas agencias operan en la mayoría de los países industrializados. Usualmente son instituciones privadas o mixtas (público - privadas), y su función principal es brindar apoyo a los exportadores de sus respectivos países. La gran mayoría de este tipo de instituciones son miembros de una organización internacional denominada Berne Union cuyo objeto es estandarizar las condiciones de financiamiento y otros servicios que otorgan todas sus organizaciones miembros. En la página web de esta organización (www.berneunion.org.uk) se publica la lista de miembros, de acuerdo a su país de origen.

A manera de ejemplo se citan a continuación los nombres de algunas de estas instituciones:

Euler Hermes Kreditversicherungs-AG, de Alemania (www.agaportal.de)

Export Development Canada (EDC) (www.edc.ca)

Eksport Kredit Fonden (EKF), de Dinamarca (www.ekf.dk)

Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE) (www.cesce.es)

Export-Import Bank, de Estados Unidos (Eximbank) (www.exim.gov)

Instituto Noruego de Garantía de Crédito para la Exportación (GIEK) (www.giek.no)

Este tipo de institución ofrece normalmente tres tipos de servicios: crédito, seguros de exportación y garantías crediticias.

5.3 Aspectos generales de estructuración financiera

Se entiende como estructura financiera la forma como se financian los activos de una empresa. Y si el balance de situación de una empresa está dado por la fórmula de $\text{Activo} = \text{Pasivo} + \text{Patrimonio}$, debe entenderse entonces que al tratar de optimizar la estructura financiera de la empresa, se trata de buscar la mejor mezcla posible entre pasivo (deudas) y patrimonio (capital de los accionistas). La selección de la combinación se dará esencialmente en función del costo de los recursos, según su fuente. El costo, a su vez, está íntimamente relacionado al riesgo que asume cada una de las fuentes de recursos.

El proceso de estructuración financiera debe iniciar con una valoración por parte del desarrollador con respecto a su propia capacidad financiera (su base de capital). Se deberán constatar las siguientes preguntas por parte del desarrollador:

¿Tiene los recursos suficientes para cubrir la proporción de la inversión total (30% a 40%) que le requerirán los bancos?

¿Tiene además recursos para cubrir sobrecostos que puedan surgir durante la etapa de construcción del proyecto?

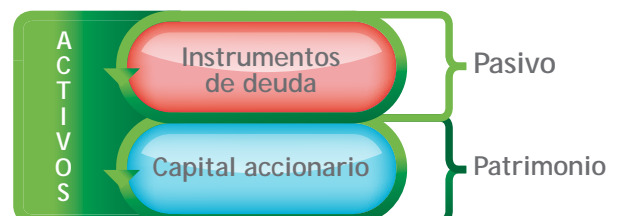
Si la respuesta a ambas preguntas es afirmativa, debería pensarse entonces que el desarrollador se inclinará por una estructura financiera simple, en la cual combinará los recursos propios con instrumentos de deuda.

- Los instrumentos de deuda pueden provenir de una sola fuente (deuda 'senior' o 'project finance') o puede darse mediante una combinación de fuentes (por ejemplo, deuda 'senior' y créditos de promoción de exportaciones).
- Si se trata de un proyecto en el rango de 0 a 15 MW, es probable que la banca comercial de Costa Rica sea la que supla los instrumentos de deuda requeridos para el proyecto. Para los proyectos en la parte alta del rango mencionado, la banca del país puede optar por un préstamo sindicado, en el cual participan 2 o más bancos comerciales.
- Para proyectos que superan ese rango (0 a 15 MW), puede resultar necesario recurrir a la banca multilateral, por ejemplo al BCIE, o a la banca de desarrollo pública o a la banca internacional.

Aunque el desarrollador tenga los recursos suficientes para cubrir la proporción de la inversión requerida por los bancos, puede ser que la incorporación de un mecanismo de garantías parciales de crédito le facilite la obtención del financiamiento, ya sea porque las garantías existentes sean insuficientes (y requieran de un refuerzo) o porque mediante un suplemento de garantía logre negociar mejores condiciones tasa de interés o de plazo.

La FIGURA 5.4 presenta en forma gráfica una estructura financiera simple, en la cual se combina el capital del desarrollador con instrumentos de deuda.

Figura 5.4 Estructura financiera simple

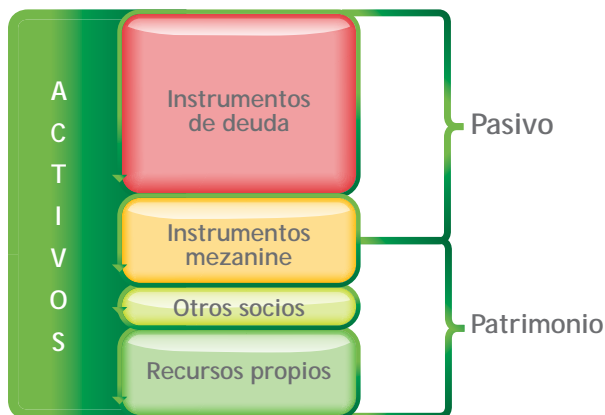


En caso de que el desarrollador concluya que su base de capital es insuficiente para cubrir la proporción de la inversión que le requerirán del banco, debe analizar con cuidado otras alternativas.

- En las etapas tempranas del desarrollo de proyecto puede recurrir a **financiamiento de preinversión**. Esta forma de financiamiento le puede permitir apalancar los recursos propios para llegar a una etapa más avanzada del desarrollo.
- La incorporación de socios distintos a instituciones financieras (capitalistas y/o estratégicos) es otra opción que puede ser considerada por el desarrollador, principalmente en las fases tempranas del desarrollo. Al considerar esta opción, se debe establecer una valoración justa del aporte que haya hecho el desarrollador hasta ese momento, considerando sobre todo los riesgos asumidos. En contrapartida, la inversión que hagan los socios que se inviten a participar en el proyecto debe ser valorada en función del momento en que estos se incorporen, y en consecuencia del riesgo que estén asumiendo.
- Hacia el final de la etapa de preinversión puede considerarse la posibilidad de incorporar a instituciones financieras especializadas que aporten elementos de soporte a la base de capital, tales como **instrumentos mezanine** o adquisición de **acciones comunes**.
- Una vez que el desarrollador haya logrado una base de capital sólida, recurrirá a las diferentes fuentes de instrumentos de deuda para completar su estructura financiera.

La FIGURA 5.5 presenta en forma gráfica una estructura financiera compleja, que combina recursos propios del desarrollador, capital accionario (de socios o de instituciones financieras), instrumentos mezanine, e instrumentos de deuda.

Figura 5.5 Estructura financiera compleja



Crterios útiles sobre estructuración financiera:

En la medida en que el desarrollador cuente con suficientes recursos, procurará una estructura simple, mediante financiamiento ‘senior’. El desarrollador llevará el financiamiento mediante instrumentos de deuda al máximo posible antes de recurrir a otras formas de financiamiento.

Para quienes aportan instrumentos de deuda, su riesgo es menor, ya que el pago de intereses es una obligación contractual y porque en caso de quiebra los tenedores de la deuda tendrán un derecho prioritario sobre los activos de la empresa. La tasa de interés usual para instrumentos de deuda en la banca comercial costarricense oscila entre un 9% y un 12%¹³.

Los dividendos, la retribución de capital accionario, son derechos residuales sobre los flujos de efectivo de la compañía, por lo tanto la inversión en acciones es más riesgosa que una deuda. Quien invierte en el capital accionario tiene una expectativa de rendimiento del orden del 30%.

Entre la deuda y el capital se encuentran los instrumentos mezanine, los cuales según sus características forman parte del pasivo o del patrimonio. Su costo será mayor en la medida en que posea características más propias de patrimonio, y menor en la medida en que se asemeje más a un pasivo. La deuda subordinada requerirá de un interés del orden del 17%, las acciones preferentes un rendimiento cercano al 20%. Aparte de su costo, el financiamiento mezanine y el capital accionario suplido por terceros viene acompañado de cláusulas y condiciones complejas, mediante las cuales quienes aportan estos fondos quieren cubrirse del riesgo mayor en que incurrir.

5.4 Evaluación de riesgos

La valoración de riesgos es un tema central dentro del proceso de análisis de cualquier institución financiera. Toda institución querrá minimizar las probabilidades de que se dé un incumplimiento en los compromisos de pago que vaya a asumir el desarrollador. Es importante que el promotor esté consciente de estos aspectos, de forma tal que a lo largo del proceso de desarrollo documente su valoración de cada uno de ellos y que empiece a definir, desde las etapas tempranas, las medidas que tomará para atenderlos. Cabe resaltar, además, que la evaluación de riesgos no es sólo un requerimiento de las instituciones financieras, sino también un ejercicio que protege los intereses del desarrollador.

En este apartado se elaborará sobre cuatro categorías de riesgo que se han considerado las más relevantes para una institución financiera.

13 Proyecto ARECA (2009).

Riesgos asociados a condiciones naturales del sitio:

El éxito de un proyecto está determinado, en buena medida, por ciertas condiciones naturales del sitio, las cuales, si no se han valorado correctamente, pueden tener consecuencias determinantes. Las características topográficas, geológicas y de sismicidad del sitio son un elemento esencial en el proceso de diseño de las obras civiles que requiere el proyecto. Por otro lado, el potencial de generación de energía del sitio depende de condiciones tales como meteorología, hidrología, régimen de vientos, brillo solar o potencial del recurso geotérmico.

Los estudios geológicos, sísmicos y topográficos deben ser realizados con el debido nivel de detalle y deben ser ejecutados por profesionales con experiencia demostrada en proyectos similares.

Los estudios topográficos, meteorológicos, hidrológicos, y de medición de recursos, deben igualmente ser realizados por profesionales debidamente calificados, y además deben basarse en observaciones de varios años. Las instituciones financieras suelen contratar a profesionales de su propia escogencia para verificar las mediciones presentadas por el desarrollador.

Riesgo de construcción: Se refiere a la posibilidad de que el proyecto no se termine a tiempo, o dentro del presupuesto (ocurrencia de sobrecostos) y de acuerdo con la especificación de diseño, lo que a su vez puede resultar en un incumplimiento de las obligaciones financieras asumidas. Se refiere también a la calidad y confiabilidad de los equipos que se hayan escogido para el proyecto. La administración del riesgo de construcción se enfoca en los siguientes aspectos principales:

Diseño conceptual: La correcta valoración de las características del sitio permitirán establecer los aspectos de diseño y definir el grado de complejidad de las obras civiles que se van a requerir para cada tipo de la tecnología.

Contratos de apoyo: Estos documentos tienen como objetivo el asegurar, en forma contractual, que la construcción del proyecto se dé de acuerdo a las especificaciones y costos establecidos en el plan de negocios. Es de vital importancia el contrato con la compañía que vaya a asumir la construcción. Un contrato 'llave en mano' también conocido como EPC por sus siglas en inglés ('engineering, procurement, construction'), suscrito con una empresa con trayectoria y experiencia, traslada buena parte del riesgo a esa empresa, en el sentido de que ésta se compromete a llevar a cabo la obra por un precio predeterminado, de acuerdo a especificaciones y dentro de un plazo preestablecido. Caen dentro de esta categoría también los contratos que se establezcan con los proveedores de los principales equipos que se van a requerir en el proyecto.

Plan de administración de la construcción: La institución financiera exigirá participación en la administración del proyecto, particularmente en la administración de los fondos. Esto le permitirá condicionar los

desembolsos al cumplimiento en el avance de la obra, así como designar ingenieros expertos con autoridad para aprobar los cambios en cuanto a diseño y con facultades para suspender o detener los desembolsos.

Riesgos asociados al impacto del proyecto en el entorno:

Todo proyecto tendrá algún impacto en el medio ambiente, y en las comunidades cercanas al mismo. A pesar de que el proyecto haya concluido en forma exitosa el trámite de todos sus permisos y licencias, pueden surgir incidentes durante el período de construcción o de operación que lleven a autoridades de gobierno o a las comunidades a interrumpir el proceso de construcción o la operación.

El proceso de construcción y la operación de la central eléctrica debe ejecutarse con estricta observancia a especificaciones y procedimientos con el fin de evitar accidentes que afecten a las comunidades cercanas o al ambiente.

Debe darse rango prioritario a la gestión activa de las relaciones con autoridades y comunidades.

Riesgos de mercado: Dentro de esta categoría caen aquellos riesgos relacionados al cumplimiento de condiciones de venta de la energía y la potencia contempladas dentro del plan de negocio. Los mercados eléctricos más desarrollados contemplan diferentes esquemas de venta (mercado de contratos y mercado de ocasión), y es usual que los generadores procuren una mezcla de esos esquemas de venta de energía para asegurar y optimizar los ingresos de su proyecto. Mediante un contrato de venta de energía o PPA ('power purchase agreement') se procura asegurar condiciones para una porción de la energía y la potencia que se va a generar. La energía y la potencia remanentes se procura colocar en el mercado 'spot', a precios normalmente mayores a los que se establecen mediante un PPA. Costa Rica presenta en este sentido condiciones particulares, ya que el ICE funge como comprador único. Por lo tanto, el riesgo de mercado en Costa Rica se reduce al análisis de los términos del contrato, a posibles cambios en la regulación o a incumplimiento por parte del ICE.

Una asesoría técnica y legal debidamente calificada para la gestión y negociación del PPA ayudará a reducir las incertidumbres en cuanto a la obtención del contrato y a los términos del mismo.

Las Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE) puede ser una fuente importante de conocimiento y experiencia a la que el desarrollador puede recurrir para analizar las prácticas usuales del ICE en cuanto a la compra de electricidad a empresas privadas.

Muchos otros riesgos asociados a un proyecto de generación son manejados a través de pólizas de seguros que cubran aspectos tales como incendio y terremoto, fuerza mayor, interrupción de negocios, lucro cesante, riesgo de tasa de interés, etc.

5.5 Elementos claves para una gestión de financiamiento exitosa

La reflexión sobre la dinámica usual en los procesos de levantamiento de recursos financieros para un proyecto de energía renovable lleva a la conclusión de que este proceso debe entenderse como una de selección de alternativas y de negociación, más que como el cumplimiento de una serie de trámites y requisitos preestablecidos. Esta negociación debe ser conducida en forma hábil y planificada por parte del desarrollador, teniendo siempre presente que el objetivo debe ser el llevar a la institución financiera al nivel de confort necesario para que decida su participación en el proyecto.

Hay tres elementos que, con toda seguridad, son centrales en el proceso de análisis por parte de la institución financiera:

La experiencia y la capacidad de ejecución del desarrollador:

Se valorará con particular atención su capacidad para planificar y llevar a cabo en forma ordenada la diversidad de tareas que implica un proyecto de generación. Esas tareas abarcan aspectos de conceptualización, de diseño, técnicos, constructivos, financieros, económicos, legales, ambientales, sociales, etc.

La base de capital del proyecto: Para cualquier institución financiera es determinante la capacidad financiera demostrada por el desarrollador para aportar los recursos necesarios para cumplir con la relación de deuda a patrimonio requerida, y también para cubrir los incrementos en costos de inversión que puedan surgir durante la etapa de construcción. La base de capital disponible debe ser valorada en forma realista desde las fases tempranas del desarrollo del proyecto, y en caso de que sea necesario, deben incorporarse elementos que soporten la posición patrimonial, mediante la participación de socios capitalistas y / o estratégicos.

La confiabilidad del plan de negocios: El plan de negocios es la última etapa de un largo proceso que se inició con un perfil, y que a partir de ahí evolucionó en profundidad y detalle. Debe contestar todas las preguntas de un analista sobre cada uno de los aspectos relevantes para el éxito del proyecto, y debe con documentación de respaldo confiable. Debe incluir:

- Información sobre los promotores del proyecto en cuanto a su capacidad técnica, su experiencia de ejecución y su respaldo financiero;
- Estados financieros de la empresa;
- Características del sitio donde se desarrollará el proyecto;
- Aspectos de diseño del proyecto.
- Estado actual del trámite de permisos y licencias para la construcción y operación del proyecto;

- Plan de inversión, tanto en términos técnicos como de costo;
- Parámetros para la proyección de ingresos y costos de operación;
- Descripción del entorno del proyecto y consideraciones sobre impacto ambiental y sobre comunidades vecinas;
- Análisis del mercado meta;
- Fuentes de financiamiento propuestas y la forma en que dichas fuentes serán retribuidas.
- Proyecciones financieras.

capítulo

6

Gestiones de inscripción ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

Los proyectos de generación eléctrica a partir de energía renovable contribuyen a la mitigación del cambio climático pues pueden desplazar el uso de combustibles que de otra forma se utilizaría en la generación de una red eléctrica. Los mercados de reducciones de emisiones derivados de los acuerdos internacionales relativos al cambio climático han abierto nuevas oportunidades a los desarrolladores de proyectos en la región para generar

rentas adicionales a las de la venta de energía eléctrica a través de la comercialización de estas reducciones. El carbono de tal manera se convierte en una potencial fuente adicional de ingresos a un proyecto de energía renovable interconectado a la red permitiendo que dichos ingresos contribuyan a apalancar diversas necesidades de financiamiento, o de flujos operacionales del proyecto.



Figura 6.1 El Proceso de Inscripción ante el MDL

6.1. El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El efecto invernadero es un fenómeno natural causado por gases presentes en la atmósfera que retienen el calor del sol en la tierra, proporcionando la temperatura adecuada para la vida en el planeta. A estos gases se les llama gases de efecto invernadero (GEI). Los GEI se producen de dos formas: a) de manera natural y b) a partir de las actividades humanas: quema de combustibles fósiles para generación eléctrica y transporte; agricultura; generación de desechos sólidos y líquidos; actividades industriales, etc.

El calentamiento global está sucediendo debido a las alteraciones del fenómeno del efecto invernadero por la actividad humana, la cual incrementa la cantidad de GEI retenidos en la atmósfera, ocasionando un incremento a largo plazo en la temperatura en la tierra.

El Protocolo de Kioto (PK) es un acuerdo internacional que entró en vigor en el año 2005, que tiene por objetivo reducir las emisiones de GEI en un 5,2% con respecto a los niveles de 1990 entre el periodo 2008-2012 por parte de los denominados países del Anexo I de la Convención Marco de las Naciones Unidas de Cambio Climático (CMNUCC) que firmaron los países industrializados (excepto los EE.UU) y los países en transición a una economía de mercado. Las reducciones de emisiones se pueden lograr a través de los 3 mecanismos establecidos en el protocolo: el Comercio de Derechos de Emisiones, la Implementación Conjunta y el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) establece sus propósitos en:

1. Asistir a los países en vías de desarrollo a alcanzar el desarrollo sostenible;
2. Asistir a los países industrializados que ha asumido limitaciones al crecimiento de sus emisiones en lograr el cumplimiento de sus compromisos de limitación y reducción de emisiones de una manera costo efectiva.

El MDL promueve la ejecución de proyectos en los países en desarrollo mediante una actividad de proyecto y una tecnología existente que hacen posible la reducción de emisiones de GEI. Esas reducciones tienen el nombre de Certificados de Reducciones de Emisiones (CERs) y una vez esos certificados demuestran que sus reducciones de emisiones son reales, permanentes y verificables pueden ser comercializados en distintos mercados de carbono.

Los países industrializados o diversos actores en ellos compran dichos certificados a los desarrolladores de las actividades de proyecto en los países en desarrollo con

el fin de cumplir con sus obligaciones de reducciones de emisiones. La venta de los CER a través de los mercados de carbono generan ingresos que son aprovechados por los desarrolladores de proyectos, en el caso energético, para obtener flujos de ingresos adicionales a los generados por la venta de servicios energéticos como es la venta de energía eléctrica a la red eléctrica de un país.

El denominado mercado de carbono se deriva de los esfuerzos de los acuerdos internacionales y generalmente se clasifican como mercados de transacciones y mercados de proyectos. El enfoque de estos mercados derivados del MDL se basa en proyectos y responde a una filosofía de que las reducciones de emisiones ofrecidas son costo efectivas en el esfuerzo global contra el cambio climático

El MDL es un mecanismo centrado en proyectos de reducción y captura de carbono y a la fecha existen más de 1.500 proyectos a nivel internacional que ya se encuentran inscritos en este mecanismo, para un volumen financiero intercambiado de cerca de US\$ 26 billones durante el último año.

Actualmente se negocia a nivel internacional un nuevo convenio climático global que se deberá discutir en Copenhague en Diciembre del 2009; y por tanto los mercados globales de carbono como el MDL tienen su vida asegurada hasta el fin del primer periodo de cumplimiento del PK, que cierra a finales del 2012. La comunidad de desarrolladores de proyectos debe estar atenta al curso de estas negociaciones para así determinar los nuevos espacios de participación de proyectos en nuevos esquemas de mercado, o en la continuación de los actuales.

Aún cuando la región centroamericana no es una de las participantes más grandes de estos mercados (en términos de número de proyectos o volúmenes de carbono reducido), un número importante de más de 40 proyectos (de los cuales 6 son proyectos costarricenses) ya están inscritos y derivando beneficios de estos mercados, generando nuevos valores agregados a sus promotores y contribuyendo al desarrollo sostenible de los países.

Según la forma de evitar la emisión de GEI, los proyectos MDL pueden ser de dos tipos:

1. Proyectos de captura o absorción de CO₂ de la atmósfera (reforestación y forestación);
2. Proyectos de reducciones de emisiones que en el contexto del MDL incluyen generación eléctrica renovable, industria energética (mejoramiento de la eficiencia en generación, transmisión y distribución), reducciones de emisiones por manejo de residuos sólidos, efluentes orgánicos de la industria, etc.

Los proyectos del MDL se pueden clasificar como:

1. Proyectos de pequeña escala: aquellos que representan capacidades de potencia instalada menor a los 15MW, reducciones de consumo por eficiencia energética menores a los 60GWh/año y reducciones de emisiones menores a los 120 k ton CO₂e/año.
2. Proyectos de gran escala: cuyas características exceden los límites planteados para la pequeña escala.

La definición de escala es relevante pues existen modalidades y procedimientos específicos que deben ser seguidos en el proceso de gestión de inscripción ante las autoridades del MDL.

Tomando en cuenta de que existen tipos de proyectos que aportan bajos volúmenes de reducciones de emisiones en cada sitio pero que pueden ser instalados en muchos sitios (diseminación de lámparas fluorescentes eficientes, sistemas solares de calentamiento de agua o de iluminación fotovoltaica, generación eléctrica renovable rural de muy pequeña escala), recientemente se ha desarrollado un nuevo espacio para acreditar programas de actividades de reducciones de emisiones en el MDL. Estos denominados Programas de Actividades MDL permiten agrupar a proyectos pequeños que contribuyen a implementar políticas, medidas o metas de diseminación de actividades de reducción de emisiones. Esto a su vez resulta en reducciones en costos y tiempos de tramitación.

El lector puede encontrar información adicional sobre el MDL y sus oportunidades así como modalidades y procedimientos en:

Sitio web oficial del MDL: <http://cdm.unfccc.int> (para información sobre modalidades y procedimientos internacionales, situación de proyectos, metodologías así como documentaciones oficiales, en inglés, actualizado constantemente).

CD4CDM: www.cd4cdm.org (incluye publicaciones sobre elementos metodológicos del MDL así como una referencia actualizada a situación de desarrollo de proyectos MDL, actualizado regularmente).

SNV: <http://www.snvla.org/mm/file/Estudio%20MDL-web.pdf> (presenta una guía de conceptos básicos del MDL en español, 2009).

CDM in Charts: <http://enviroscope.iges.or.jp/modules/envirolib/view.php?docid=835> (presenta un documento gráfico sobre los elementos centrales del MDL, 2009).

GTZ: <http://www.gtz.de/en/themen/umwelt-infrastruktur/umweltpolitik/14317.htm> presenta un boletín mensual sobre el MDL y su desarrollo, actualizado cada mes.

KfW: http://www.kfw-foerderbank.de/DE/Home/Klimaschutzfonds/PDF_Dokumente_Klimaschutzfonds/

[KfW_PoA_blueprint_book_23-04-09-pdf.pdf](#) (presenta un documento sobre desarrollo de programas de actividades en el MDL, 2009)

CCAD: <http://www.sica.int/busqueda/Centro%20de%20Documentacion.aspx?DIItem=3606&IdCat=32&IdEnt=117&Idm=1&IdmStyle=1> (presenta una guía de financiamiento de carbono para Centro América, 2007).

6.2. El ciclo de proyectos en el MDL y sus actores principales

Las actividades de proyecto en el MDL deben seguir un ciclo de proyecto específico que se presenta a continuación:

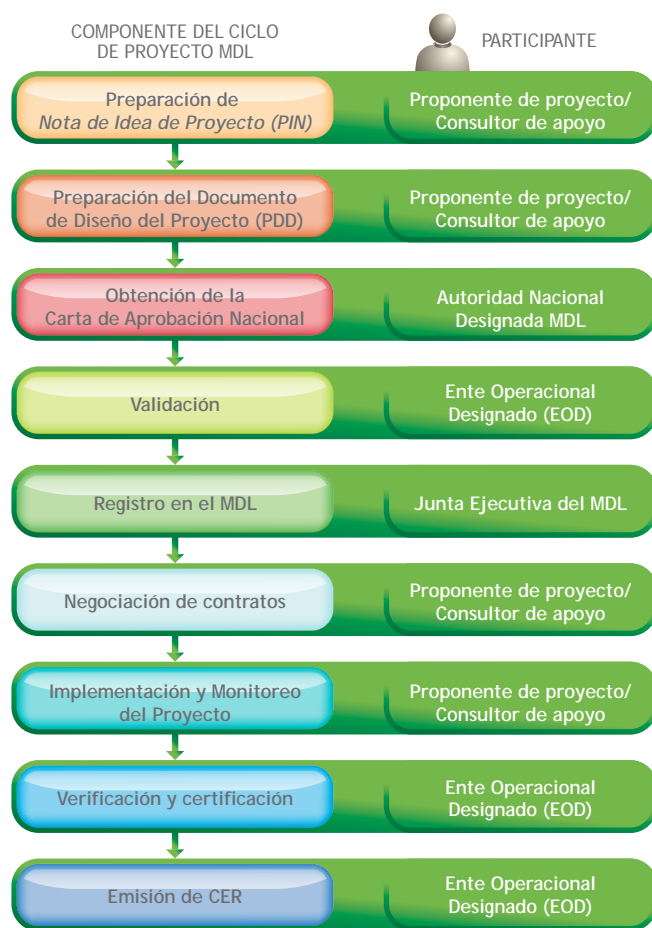


Figura 6.2. El ciclo de proyectos de MDL

LOS PRINCIPALES ACTORES DEL CICLO SON:

Proponentes de proyecto (PP): persona jurídica, entidades públicas o privadas que promueven e implementan un proyecto en el MDL, siendo representantes legales del proyecto.

Consultores de apoyo (CA): personas o empresas con preparación requerida para dar apoyo especializado en el tema MDL al proponente de proyecto.

Autoridad Nacional Designada (AND): es la autoridad nacional del país que está inscrita ante el MDL y que emite la carta de aprobación nacional de proyecto. En el caso de Costa Rica es el Ministerio del Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) en <http://www.minae.go.cr>; y dentro del MINAET es el Instituto Meteorológico Nacional en <http://www.imn.ac.cr>. Los temas relevantes del MDL se adscriben a la Oficina Costarricense de Implementación Conjunta (OCIC) en <http://ocic.imn.ac.cr>

Junta Ejecutiva del MDL (JE): es el órgano encargado de supervisión del funcionamiento del MDL a nivel internacional. Se reúne periódicamente en la sede de la CMNUCCC y regula las modalidades y procedimientos del MDL. (encontrándose información en el sitio web oficial del MDL: <http://cdm.unfccc.int>)

Ente Operacional Designado (EOD): es una entidad independiente acreditada por la Junta Ejecutiva del MDL y designada para desarrollar funciones de validación y verificación de proyectos en el MDL. El sitio web oficial del MDL incluye los nombres de aquellas organizaciones que están acreditadas actualmente para ejercer esta función.

Las etapas del ciclo de proyecto MDL incluyen:

DURANTE LA FASE DE PRE-INVERSIÓN DEL PROYECTO:

1. PREPARACIÓN DE NOTA DE IDEA DE PROYECTO (PIN):

Documento corto, que aún cuando no es oficialmente parte del ciclo de proyecto MDL, sirve para dar a conocer aspectos generales y la forma en que un proyecto dado contribuye a la reducción de emisiones de GEI. El PIN sirve para: buscar asesoría apropiada y facilitar relaciones entre participantes potenciales del proyecto; buscar financiamiento para el proyecto y cubrir costos de transacción; servir de guía inicial para establecer el PDD. Aún cuando no existe un formato único para este tipo de documento, se presenta una lista de contenidos que generalmente es aceptada en el mercado de carbono para sus contenidos. Un PIN generalmente integra los siguientes componentes:

Descripción del proyecto: nombre y objetivo del proyecto, descripción del proyecto (tipo, localización, tamaño, tecnología, actividades propuestas), participantes del proyecto, programaciones consideradas en el proyecto.

Metodología y adicionalidad: las características del proyecto definen la metodología a ser usada y que básicamente se refieren a la forma en la que se van a determinar las reducciones de emisiones que se van a obtener durante la operación del proyecto, así como el argumento de adicionalidad que básicamente se refiere a proveer una justificación de por qué el proyecto no hubiese ocurrido de cualquier manera (lo cual se hace a través de argumentos iniciales de valoración de inversión o de existencia de barreras que son enfrentadas por el proyecto).

Análisis financiero del proyecto: como insumo para conocer del proyecto y sus méritos.

Beneficios e impactos sociales y ambientales esperados del proyecto: mencionando prioridades nacionales y locales así como licencias y permisos requeridos y su estado de obtención.

El PIN es generalmente escrito en inglés y un machote de este tipo de documento se puede encontrar en:

<http://wbcarbonfinance.org/Router.cfm?Page=DocLib&CatalogID=27946>

2. PREPARACIÓN DEL DOCUMENTO DE DISEÑO DE PROYECTO

(PDD): es un documento requerido por el MDL para cada proyecto que tiene interés en inscribirse como proyecto de reducción de emisiones de GEI. Debe ser formulado en inglés y en los formatos que establece la Junta Ejecutiva del MDL, disponibles en el sitio web del MDL: <http://cdm.unfccc.int>. El PDD debe contener los siguientes elementos centrales:

Descripción general del proyecto.

Metodología de línea base: que debe demostrar la adicionalidad del proyecto para el MDL.

Periodo de acreditación: número de años que generará reducciones de emisiones (existen dos alternativas: un solo periodo de 10 años o 3 periodos de 7 años cada uno; y su elección depende de diversas condiciones como son vida operacional del proyecto, etc.).

Estimación de reducciones de emisiones del proyecto: adonde se consideran las emisiones de la línea base, potenciales fugas, emisiones de la actividad de proyecto y el neto anticipado de reducciones de emisiones para cada año.

Protocolo de monitoreo: comprende los procedimientos a ser usados para el debido control de variables necesarias para poder certificar las reducciones del proyecto.

Impactos ambientales: incluyendo como se cumple con la normativa ambiental del país y se asegura una debida consideración de los impactos ambientales

Inclusión de consideraciones de actores involucrados: mostrando la proactividad del desarrollador de un proyecto para invitar, compilar y responder a los comentarios de actores involucrados que pueden verse afectados por el proyecto.

Anexos: que incluyen puntos de contacto, así como información de la línea base y de los planes de monitoreo.

Existen formularios específicos por escala de proyecto y para proyectos de pequeña y gran escala, proyectos en el sector forestal así como los programas de actividades.

3. OBTENCIÓN DE LA CARTA DE AVAL GUBERNAMENTAL: conocida como carta de aprobación nacional, es una autorización dada por la Autoridad Nacional al MDL de cada país participante en el proyecto en la que se confirma la naturaleza voluntaria de dicha participación, así como la contribución del proyecto al desarrollo sostenible del país. Cada país define los requerimientos y pasos a considerar en la obtención de esta carta, así como en algunos lugares se presentan opciones de obtener cartas de no objeción (que no sustituyen las cartas de aprobación nacional) pero que son útiles a muchos desarrolladores de proyecto en su proceso de gestión de contratos de comercialización de las reducciones de emisiones. En general, la información de cada país aparece en el sitio web de su AND designada.

4. VALIDACIÓN: esta gestión se realiza por parte de una Entidad Operacional Designada que es un ente auditor acreditado por la Junta Ejecutiva del MDL, con la cual un proponente de proyecto entra en contrato bilateral para realizar un proceso de auditoría cuyo propósito es asegurar que un proyecto MDL cumple con todas las modalidades y criterios aplicables para poder inscribirse en el mecanismo. El sitio web del MDL contiene información sobre cuales son dichos entes auditores acreditados en el MDL y el lector puede encontrar información relacionada con el proceso de validación en <http://cdm.unfccc.int/EB/039/eb39annagan1.pdf>. La validación se lleva generalmente en etapas encontrándose entre ellas:

Publicación del PDD en el sitio web del MDL y del ente validador por un periodo de 30 días hábiles para recibir comentarios internacionales, los cuales deberán ser considerados por el validador;

Realización de una pre-validación generalmente de escritorio para determinar elementos cruciales de información;

Realización de una visita de validación que permite al auditor confrontar los elementos involucrados en el PDD. Confección de un informe preliminar de temas identificados a los cuales se pueden solicitar acciones aclaratorias o correctivas sobre el PDD por parte del auditor. Solución de las solicitudes planteadas hasta que no queden temas pendientes de cumplimiento del proceso.

Informe final de validación que certifica la opinión del EOD con respecto al cumplimiento total de modalidades y criterios aplicables para poder solicitar la inscripción ante el MDL.

No existe un tiempo definido para los procesos de validación a excepción del tiempo para solicitar comentarios internacionales, debido a que las situaciones particulares de proyectos pueden involucrar diversas situaciones durante la validación de los mismos. Lo que si existe es que las metodologías, al ir sufriendo cambios y actualizaciones pueden llegar a tener plazos máximos de aplicabilidad por lo que un desarrollador de proyecto debe tomar en cuenta esos tiempos; de la misma manera se debe mostrar actividad en el ciclo MDL (pues proyectos que han estado por largos periodos de tiempo sin mostrar avance podrían ser cuestionados en el mismo proceso).

5. REGISTRO EN EL MDL: una vez se ha cumplido con la validación y se tiene toda la documentación lista, se procede a través de la EOD en función contractual a solicitar el registro del proyecto en el MDL. En esta parte del ciclo, se deben pagar una serie de costos de inscripción ante la JE del MDL (los cuales aparecen detallados más adelante en este mismo capítulo).

6. NEGOCIACIÓN DE CONTRATOS: denominados ERPA (*Emission Reductions Purchase Agreement*) se establecen con los compradores de las reducciones de emisiones y pueden ser de distinta naturaleza. La negociación de contratos no es una actividad que se deba reportar ante la JE del MDL pero es colocada como una gestión importante que debe desarrollarse (aún cuando debe aclararse que el tiempo de su realización puede ser en cualquier momento en la vida del proyecto y responde a los intereses comerciales de la venta de CERs). Los contratos reflejarán características propias de la negociación y existen diversos tipos de los mismos, así como de los precios de colocación de los certificados (ver <http://www.snvla.org/mm/file/Estudio%20MDL-web.pdf>).

DURANTE LA FASE DE IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO:

7. IMPLEMENTACIÓN Y MONITOREO DEL PROYECTO: una vez que se inician operaciones del proyecto, se debe monitorear el mismo de acuerdo a lo establecido por la metodología empleada en el MDL y en seguimiento al plan de monitoreo que se planteó en el PDD, con la mira de producir un reporte de monitoreo que se deberá elaborar periódicamente (generalmente cada año) y que sirve de base para lograr determinar la realidad de las reducciones de emisiones que le serán asignadas al proyecto para cada periodo de monitoreo seleccionado por el operador del proyecto.

8. VERIFICACIÓN Y CERTIFICACIÓN: es la gestión que se realiza a través de una EOD por medio de la cual este ente auditor certifica que se han cumplido con todos los procedimientos y criterios de monitoreo y determinación de las reducciones de emisiones que el proyecto recibirá

para cada periodo de monitoreo seleccionado. En el caso de proyectos de pequeña escala en el MDL el mismo ente auditor que realiza la validación puede realizar la verificación periódica del mismo, pero en otros casos los entes deben ser diferentes.

9. EMISIÓN DE CER: es la gestión que se realiza ante la JE del MDL, una vez se cuenta con un informe de verificación y certificación por parte del ente auditor, para que esta junta emita los CERs que serán acreditados al proyecto durante el periodo de monitoreo seleccionado. Esta emisión se hace electrónicamente y se asignan las transferencias de reducciones a las cuentas nacionales de los países a los cuales dichas reducciones contribuirán hacia el objetivo de cumplimiento en el primer periodo de cumplimiento del Protocolo de Kioto. Este proceso tiene costos de transacción que son presentados en un próximo apartado de este capítulo.

6.3. Proceso de Aprobación Nacional MDL en Costa Rica

El proceso de aprobación nacional MDL tiene como principal objetivo la obtención de la carta de aval nacional. La carta de aval nacional hace constar la participación voluntaria del país y la contribución del proyecto al desarrollo sostenible del país; y es diferente de otros permisos ambientales u otros permisos requeridos por otras normativas nacionales aplicables al desarrollo de un proyecto en ese país.

En el caso de Costa Rica, el MINAET es la institución encargada de la tramitación de la Carta de Aprobación Nacional al MDL. Para cualquier consulta sobre este procedimiento de tramitación el interesado debe contactar a:

*Ministerio del Ambiente, Energía y Telecomunicaciones.
Instituto Meteorológico Nacional.
Oficina Costarricense de Implementación Conjunta.
Apartado Postal 5583-1000 San José, Costa Rica*

*Sr. William Alpizar Zúñiga (walpizar@imn.ac.cr).
Teléfono: (506) 2222 - 4290/7426.
Fax: (506) 2223 -1837.*

Los procedimientos establecidos en Costa Rica para la obtención de los avales de gobierno cubren tanto la Carta de No-Objeción así como la Carta de Aprobación Nacional MDL:

Gestión de la Carta de No-Objeción en Costa Rica

1. Hacer llegar un perfil y resumen de la idea del proyecto a la oficina de OCIC. El formato para presentar la idea del proyecto se refiere a la denominada

Nota de Idea de Proyecto (PIN) que fue descrita en una sección anterior.

2. Con dicho perfil, la OCIC emite una carta de no objeción al proyecto, lo cuál no implica ni una aprobación nacional ni un compromiso para darla a futuro.

El tiempo de la gestión de otorgamiento de esta carta de no-objeción no está especificado.

Gestión de la Carta de Aprobación Nacional MDL en Costa Rica: Los procedimientos establecidos en Costa Rica son:

1. Presentar solicitud dirigida a OCIC y firmada por el representante legal del desarrollador de la actividad de proyecto.
2. Para obtener la aprobación nacional, esta se da contra el PDD del proyecto, el cuál debe ser formulado con base en los formatos aprobados por la Junta Ejecutiva del MDL que pueden ser descargados en esta página.
3. Se deben presentar atestados de que el proyecto cumple con patentes, permisos y regulaciones laborales; a través de certificación o nota del Regente Ambiental o en su defecto de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA).
4. Se debe certificar o dar nota de cumplimiento de Estudio de Impacto Ambiental dado por el Regente Ambiental del proyecto o la SETENA.
5. Se debe adjuntar una copia en digital e impresa del PDD finalizado del proyecto para el MDL.
6. Se debe presentar borrador en inglés y resumen en español del reporte de validación preparado por el Ente Operacional Designado (EOD) que realiza la validación en el cual se haga notar que la única acción correctiva requerida por el proceso de validación sea la emisión de la carta de aprobación nacional MDL.
7. La aprobación nacional responde a la contribución de la propuesta de proyecto al desarrollo sostenible del país. Esta contribución se valora según los criterios e indicadores establecidos para la efecto y que pueden ser descargados de esta página.

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 AND 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.

Criterios 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.

El tiempo máximo estipulado para realizar el proceso de evaluación y emisión de la carta de aprobación nacional es de 1 mes calendario posterior a la entrega de la documentación completa ante la AND.

6.4. Costos de transacción y tiempos involucrados en gestiones asociadas con el MDL y los mercados de carbono

Los costos de transacción son costos adicionales en los que debe incurrir un proponente de proyecto en su camino al MDL, y están muy influenciados por el tipo, complejidad y tamaño del proyecto; requerimientos de desarrollar una nueva metodología; calidad final del PDD; necesidad de revisar el proyecto durante las etapas de validación.

Los costos de transacción y tiempos involucrados representativos se presentan a continuación:

P A S O	C O S T O (\$)	TIEMPO (MESES)	TIEMPO TOTAL (MESES)
PIN ⁽¹⁾	5.000	4 - 8	10 - 20
PDD ⁽¹⁾	20.000 - 25.000		
Carta aprobación nacional	0	1 - 1½	
Validación ⁽¹⁾	20.000 - 30.000	3 - 4	
Registro en el MDL ⁽¹⁾	Existen tasas: Sin costo para proyectos cuya expectativa de reducciones de emisiones sobre toda la vida de acreditación es menor a las 15.000 ton CO _{2e} . \$ 0,10 / CER emitido para las primeras 15.000 ton CO _{2e} . \$0,20 / CER emitido en exceso a las 15.000 ton CO _{2e} para el cual emisión es requerida en cualquier año. <i>Por ejemplo</i> si la reducción estimada anual es de 10.000 ton CO _{2e} no se paga cuota, si es de 15.000 ton CO _{2e} se pagan \$1.500; si es de 30.000 ton CO _{2e} se pagan \$4.500.	2 - 6	

P A S O	C O S T O (\$)	TIEMPO (MESES)	TIEMPO TOTAL (MESES)
Negociaciones contratos	10.000 - 20.000	3 - 4	Mayor a 15
Implementación y Monitoreo ⁽²⁾	5.000	Mayor a 12	
Verificación y Certificación ⁽²⁾	20.000 - 30.000 (primera verificación) 10.000 - 15.000 (subsiguientes)		
Emisión de reducciones de emisiones (CER's) ⁽²⁾	2% de los CER's generados se pagan al MDL		

Fuente: elaboración propia. NOTA: (1) significan costos que ocurren una sola vez en la vida del proyecto en el MDL, (2) significan costos anuales. La obtención de la carta de aprobación nacional no tiene costo en Costa Rica.

Los costos de los proyectos antes del registro oscilan entre los US\$ 45.000 y US\$ 60.000 y se incurre en ellos en una sola ocasión, mientras que los relacionados con el registro son fijos de acuerdo a la cantidad de CERs emitidos; y los que vienen después son recurrentes durante la vida del proyecto en el MDL debido a las acciones de monitoreo, verificación y emisión de los certificados de reducciones de emisiones. El rango bajo presentado en la tabla generalmente es aplicable a proyectos de pequeña escala en el MDL. Debe advertirse que las negociaciones de costos generalmente se establecen en una forma proyecto por proyecto y por ende los valores presentados deben tomarse como indicativos

Existen otros costos que provienen de acuerdos legales/contractuales como completar documentación legal del proyecto, representaciones, costos de comercialización MDL; que deberán ser considerados en forma adicional por el proponente de un proyecto.

Fuentes consultadas

- Alianza de Energía y Ambiente con Centroamérica. (2007). *Guía Centroamericana de Financiamiento de Carbono*. 2ª Ed. San José: Greenstream Network / BUN-CA.
- BUN-CA. (2001). *Guía para desarrolladores de proyectos de generación de energía eléctrica utilizando recursos renovables en Costa Rica*. San José: Autor.
- Financiamiento de Empresas de Energía Renovable en América Central (FENERCA). (s.f.). *Manual del empresario*. San José: Autor.
- Comisión Económica para América Latina y El Caribe - CEPAL (9 de noviembre de 2009). *Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico (Datos actualizados a 2008)*. México: Autor.
- Contraloría General de la República (2005). *Informe DFOE-PR-1-2005. Sobre los resultados del seguimiento efectuado por la Contraloría General de la República a las disposiciones giradas al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), mediante el informe no. 90/2000*. San José, Costa Rica. http://www.asamblea.go.cr/Informes_de_la_Contraloria/Informes%202005/DFOE-PR-1-2005.pdf
- Gobierno de Chile. Ministerio de Planificación. (s.f.). *Requisitos de información para proyectos*. Santiago de Chile: Autor. Extraído de internet el 7 de septiembre de 2009 desde <http://sni.mideplan.cl/links/files/sebi2010/presentacion/1777.pdf>
- Miranda, J.J. (2000). *Gestión de proyectos: Identificación - formulación - evaluación (financiera - económica - social - ambiental)*. 5ª Ed. Bogotá: MM Editores.
- Programa Estado de la Nación (2005). *Duodécimo informe Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible*. San José: Autor
- Proyecto Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá (ARECA), (2009). *Análisis del Mercado Costarricense de Energía Renovable*. Tegucigalpa: Autor.
- Sala Constitucional. Corte Suprema de Justicia de Costa Rica. *Voto 2000-10466*. 24 de Noviembre de 2000. http://200.91.68.20/scij/busqueda/jurisprudencia/jur_repartidor.asp?param1=XYZ&nValor1=1&nValor2=139705&strTipM=T&lResultado=&pgn=&pgrt=¶m2=1&nTermino=&nTesoro=&tem4=&strLib=&spe=&strTem=&strDirTe=
- Santos, T. (2008, noviembre). *Estudio de factibilidad de un proyecto de inversión: Etapas en su estudio* en Contribuciones a la Economía. Extraído de internet el 20 de septiembre de 2009 desde <http://www.eumed.net/ce/2008b/>

Anexos

ANEXO 1. Normativa relacionada con la generación de energía renovable

LEY N° 449: LEY DE CREACIÓN DEL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), DE ABRIL DE 1949. ¹⁴	Encomienda al ICE el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía, en especial los recursos hidráulicos.
LEY 5961: DECLARA INTERÉS PÚBLICO RECURSOS GEOTÉRMICOS, DICIEMBRE 1976. ¹⁵	Declara de interés público la investigación, exploración y explotación de los recursos geotérmicos. Designa al ICE como encargado exclusivo de estas actividades.
LEY 7152: LEY ORGÁNICA DEL MINISTERIO DEL AMBIENTE Y ENERGÍA Y TELECOMUNICACIONES, JUNIO 1990. ¹⁶	Constituye el Ministerio y le asigna, como tarea fundamental, la formulación, planificación y ejecución de las políticas de recursos naturales, energéticas, mineras y de protección ambiental.
LEY N° 7200: LEY DE GENERACIÓN AUTÓNOMA O PARALELA, OCTUBRE 1990. REFORMADA POR LEY N° 7508, DE MAYO DE 1995. ¹⁷	Establece los términos y condiciones en que participa el sector privado en la generación eléctrica con recursos renovables.
DECRETO N° 20346- MIRENEM DE MARZO DE 1991. REGLAMENTO DEL PODER EJECUTIVO A LA LEY DE GENERACIÓN AUTÓNOMO O PARALELA, ABRIL 1991. ¹⁸	Reglamenta la Ley N° 7,200.
LEY N° 7593: LEY DE CREACIÓN DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, DE AGOSTO DE 1996. ¹⁹	Constituye el ente regulador de los servicios públicos con el propósito de armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestatarios de los mismos.
DECRETO EJECUTIVO # 25903- MINAE-MOPT, REGLAMENTACIÓN DEL PODER EJECUTIVO A LA LEY DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS, FEBRERO 1997. ²⁰	Reglamente la Ley 7593, anterior
LEY 8345: PARTICIPACIÓN DE LAS COOPERATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL Y DE LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS MUNICIPALES EN EL DESARROLLO NACIONAL, MARZO 2003. ²¹	Declara de interés público la participación de cooperativas y empresas municipales en la generación de electricidad, y establece los términos bajo los cuales se puede dar esa participación.
LEY 8723 LEY MARCO DE CONCESIÓN PARA EL APROVECHAMIENTO DE LAS FUERZAS HIDRÁULICAS PARA LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, MAYO 2009. ²²	Establece el marco regulatorio para otorgar concesiones para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica.

14 http://www.grupoice.com/esp/ele/docum/ley_449.htm 12 http://www.siget.gob.sv/documentos/electricidad/legislacion/reglamento_de_la_ley_general_de_electricidad0.pdf

15 http://www.grupoice.com/esp/ele/docum/energ/ley_5961.htm

16 http://www.pgr.go.cr/scij/scripts/TextoCompleto.dll?Texto&nNorma=10180&nVersion=10892&nTamanoLetra=10&strWebNormativa=http://www.pgr.go.cr/scij/&strODBC=DSN=SCIJ_NRM;UID=sa;PWD=scij;DATABASE=SCIJ_NRM;&strServidor=\\pgr04&strUnidad=D:&strJavaScript=NO

17 <http://www.aresp.go.cr/docs/Ley%20Generacion%20Electrica%20Autonoma%20o%20Paralela.pdf>

18 <http://www.aresp.go.cr/docs/Reglamento%20Ley%207508.pdf>

19 http://www.aresp.go.cr/docs/01-2003-ML_Ley_%20Autoridad_Regul.pdf

20 http://www.ariae.org/costa_rica/Archivos.htm

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

22 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

ANEXO 2. Organizaciones relevantes para el sector de energía renovable en Costa Rica

Las organizaciones de mayor relevancia para la actividad de desarrollo de proyectos de energía renovable son aquellas con las que el promotor deberá interac-

tuar durante el proceso de gestión y promoción de su proyecto. En este sentido, tienen particular importancia aquellas instituciones que regulan o promueven el desarrollo de energías renovables en Costa Rica. También se mencionan aquellas organizaciones con las que se debe gestionar el licenciamiento ambiental del proyecto.

INSTITUCIÓN	FUNCIONES	TELÉFONO	DIRECCIÓN ELECTRÓNICA
MINISTERIO DE AMBIENTE, ENERGÍA Y TELECOMUNICACIONES (MINAET)	<i>Órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, y programas relativos al subsector eléctrico.</i>	506 2233 4533	http://www.minae.go.cr
DIRECCIÓN DE RECURSOS HÍDRICOS (DRH) DEL MINAET	<i>Dependencia del MINAET que tiene a su cargo la Recoría del Recurso Hídrico, incluyendo el otorgamiento de concesione y la gestión del canon de aguas.</i>	506 2281 2020	http://www.drh.go.cr/
DIRECCIÓN SECTORIAL DE ENERGÍA (DSE) DE MINAET	<i>Dependencia del MINAER encargada de formular y promover la planificación energética integral.</i>	506 22253662	http://www.dse.go.cr/
SECRETARÍA TÉCNICA NACIONAL AMBIENTAL (SETENA)	<i>Dependencia del MINAET, ante la cual se tramita la declaratoria de viabilidad ambiental.</i>	506 2234 3420	http://www.setena.go.cr/
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ARESEP)	<i>Regula todos los segmentos desde generación hasta distribución, y establece los precios, peajes y tarifas correspondientes.</i>	506 2220 0102	http://www.aresep.go.cr
DIRECCIÓN DE SERVICIOS DE ENERGÍA DE ARESEP	<i>Dependencia de ARESEP encargada de el análisis técnico en todo lo concerniente al servicio público de energía, incluyendo el otorgamiento de concesiones de servicio público de electricidad y fijación de tarifas.</i>	506 2543 0647	http://www.aresep.go.cr
DIRECCIÓN DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR DE ARESEP	<i>Dependencia de ARESEP encargada de la protección y atención de quejas de los consumidores de servicios públicos. Es quien realiza las Audiencias Públicas de otorgamiento de concesiones y fijación de tarifas de servicios públicos.</i>	506 2220 0102	http://www.aresep.go.cr

INSTITUCIÓN	FUNCIONES	TELÉFONO	DIRECCIÓN ELECTRÓNICA
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (ICE)	<i>Bajo la figura de Grupo ICE, está integrado por las divisiones de Electricidad y Telecomunicaciones, así como por sus subsidiarias Radiográfica Costarricense S.A y la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). A través de la División de Electricidad participa en los segmentos de generación, transmisión y distribución. Es responsable también del Centro Nacional de Despacho. Interviene en varias fases de la autorización de proyectos de energía renovable.</i>	506 2220 7720	http://www.grupoice.com
ÁREA DE GESTIÓN DE CONTRATOS-LEY 7200 DEL ICE	<i>Se encarga de la gestión de solicitudes de elegibilidad, licitaciones y contratos de venta de energía bajo el Marco de la Ley 7200</i>	506 2220 6041 506 2220 6224	http://www.grupoice.com
COLEGIO FEDERADO DE INGENIEROS Y ARQUITECTOS (CFIA)	<i>Es el ente colegiado que regula el ejercicio profesional de la arquitectura y varias ramas de la ingeniería. Regula lo referente a los profesionales y empresas de construcción y registra la responsabilidad profesional de los ingenieros y arquitectos en relación con las obras que construyen. Debe realizar el visado inicial sobre los planos constructivos y administra el portal que centraliza la información sobre los permisos de construcción.</i>	506 2202 3900 EXT. 3990	http://www.cfia.or.cr
MINISTERIO DE SALUD PÚBLICA	<i>Ente rector de la salud pública. Debe otorgar el Permiso Sanitario de Funcionamiento a las construcciones.</i>	506 2223-0333	http://www.ministerio-desalud.go.cr/
Otras entidades relacionadas con los trámites de construcción de edificaciones: municipalidad del cantón en que está situado el proyecto, cuerpo de bomberos de costa rica, otras dependiendo de las características propias del proyecto	<i>Entidades que tienen competencia en relación con el Visado de Planos.</i>	CUERPO DE BOMBEROS: 506 2287-6027 PARA MUNICIPALIDADES CONSULTAR AL IFAM: 506 2507-1000	http://www.tramitesconstruccion.go.cr/
BANCO CENTROAMERICANO DE INTEGRACIÓN ECONÓMICA (BCIE)	<i>Banco multilateral, con fuerte presencia en el sector eléctrico</i>	506 2207 6500	http://www.bcie.org
ASOCIACIÓN COSTARRICENSE DE PRODUCTORES DE ENERGÍA (ACOPE)	<i>Agrupación a la mayor parte de generadores privados con contrato bajo el esquema de la Ley 7200 y sus reformas, así como otros productores eléctricos que generan para autoconsumo.</i>	506 2258 4141	http://www.cope.com
CÁMARA DE INDUSTRIAS DE COSTA RICA (CICR)	<i>Representa desde 1943 al sector industrial del país. Procura mejores condiciones no sólo para el sector industrial sino para todos aquellos costarricenses que dependen directa o indirectamente de esta actividad.</i>	506 2202-5600	http://www.cicr.com
CÁMARA COSTARRICENSE DE LA CONSTRUCCIÓN (CCC)	<i>Agrupación a empresarios del sector construcción. Su portal en la web ofrece información sobre el proceso de gestión de la construcción, incluyendo los permisos requeridos.</i>	506 253 5757	http://www.construccion.co.cr/

ANEXO 3. Requisitos para la tramitación de autorizaciones, permisos y licencias

SECRETARIA TÉCNICA NACIONAL DEL AMBIENTE
Tarifas por el uso de los instrumentos técnicos del
proceso de Evaluación Ambiental

Fuente: http://www.setena.go.cr/p_servicios_tarifas.htm
(Decreto N° 34536-MINAE del 5 junio, 2008)

FORMULARIO D1

(DEBEN UTILIZARLO LAS CATEGORÍAS A, B1
O B2 SIN PLAN REGULADOR APROBADO POR SETENA)

US\$200 Documento D1 con DJCA
US\$500 Documento D1 con P-PGA
US\$1500 Documento D1 con EslA NO Megaproyecto
US\$3000 Documento D1 con EslA Megaproyecto
US\$1400 EslA NO Megaproyecto
US\$2900 EslA Megaproyecto

FORMULARIO D2

(DEBEN UTILIZARLO LAS CATEGORÍAS C
O B2 CON PLAN REGULADOR APROBADO POR SETENA)

US \$60 Formulario D2 con el Código
Buenas Prácticas

PLANES AMBIENTALES DE DESARROLLO

US \$500

FORMULARIO PARA INSCRIPCIÓN CONSULTORES

PARTICULAR	¢1,500.00
EMPRESA CONSULTORA	¢3,000.00



MINISTERIO DEL AMBIENTE, ENERGÍA Y TELECOMUNICACIONES
DIRECCIÓN DE AGUAS

Apartado 5583-1000 San José Tel. (506) 2281-2020 Fax. (506) 2283-7140
75m sur de Automercado Los Yoses, San Pedro de Montes de Oca, San José, Costa Rica
www.drh.go.cr aguas@imn.ac.cr

SOLICITUD DE CONCESIÓN DE FUERZA HIDRAÚLICA

REQUISITOS PARA PRESENTAR ESTA SOLICITUD

1. Llenar este formulario con letra legible o impresa
2. Adjuntar los siguientes documentos:
 - a) Certificación Literal de Propiedad del terreno en que se ubicará la casa de máquinas. Registral o Notarial, con menos de tres meses de expedida.
 - b) Certificación de Personería Jurídica, cuando el solicitante sea persona jurídica. Registral o Notarial, con menos de tres meses de expedida.
 - c) Planos catastrados en que se marque el punto de toma del agua y el emplazamiento de la casa de máquinas..
 - e) Certificación de estar al día en el pago de cuotas obrero patronales, emitida por la CCSS
 - f) Viabilidad Ambiental emitida por la SETENA
 - g) Estudio hidrológico e hidráulico (firmado por profesional del ramo)
 - h) Planos de planta y perfil, firmados por profesional del ramo (desde la cota del nivel de la toma hasta la cota del punto de desfogue)
 - j) Ubicación general del proyecto en hoja cartográfica ampliada. Debe mostrar todas las obras hidráulicas desde el punto de toma hasta el punto de restitución incluyendo lo indicado en la casilla 13 de este formulario.

NOTAS IMPORTANTES

- Al aceptarse su solicitud se le asignara un número de expediente que se le escribirá en la esquina inferior derecha de esta página. Para consultar sobre cualquier asunto relacionado con su solicitud, debe referirse a ese número de expediente.
- Si desea un “Recibido”, favor de traer una fotocopia adicional de este formulario.
- Al recibimiento conforme de esta solicitud, se elaborará y entregará un edicto para publicar tres veces, en La Gaceta. Usted lo llevará a la Imprenta Nacional y allí cancelará el monto respectivo.
- La concesión implica el pago de un canon periódico. Por tal razón es muy importante que la dirección, el apartado postal, los números telefónicos y de fax y la dirección de correo electrónico sean claras y exactas, pues se usan esos instrumentos para comunicarle este y otros tipos de información sobre su gestión, tales como estados de cuenta, envío de facturas de canon, etc.
- Según el artículo 169 de la Ley de Aguas “si no fuera pagado el canon indicado durante un semestre podrá hacerlo durante el siguiente con el 25% de recargo o durante el tercero con el 50%. Si transcurrieron 3 semestres sin hacer los pagos caducará la concesión con carácter de hipoteca legal.
- Hay un espacio en esta solicitud para que usted indique un “contacto”. Esto se refiere a una persona a la que se pueda hacer cualquier consulta con relación a esta gestión.
- Usted puede consultar sobre el estado de su trámite, estados de cuenta, detalles del aprovechamiento, legislación, etc. en el sitio WEB: www.drh.go.cr .

PROCEDIMIENTO QUE SEGUIRÁ SU SOLICITUD

- Se da audiencia a diversas instituciones relacionadas con la petición (AyA, SENARA, etc.)
- Se otorga un plazo de 30 días a partir de la publicación del primer edicto para recibir oposiciones. Las que se atenderán conforme al debido proceso.
- Se efectua el análisis técnico sobre lo solicitado (A criterio del Departamento se puede efectuar una inspección de campo). Y se elabora un informe técnico con las respectivas recomendaciones. Las oposiciones que hayan surgido serán resultas integralmente en la resolución final.
- Se redacta resolución sobre lo solicitado y se envía al Ministro del MINAE para ser firmada y posteriormente notificada.

ESPACIO PARA USO DE LA OFICINA

EXPEDIENTE No.

- Esta solicitud fue recibida del solicitante, quien firmó y exhibió cédula.
- Esta solicitud fue recibida de:

Nombre: _____

Sello de recibido

Cédula: _____

SOLICITANTE

(Debe ser el o la propietario(a) del terreno en que se aprovechará el agua)

1. NOMBRE: _____

2. TELÉFONOS:

Fijo: _____

Móvil: _____

3. APARTADO POSTAL:

Número: _____

Código: _____

Lugar: _____

4. FAX:

5. Dirección de correo electrónico: _____

6. DIRECCIÓN EXACTA DEL DOMICILIO:

DISTRITO: _____

CANTÓN: _____

PROVINCIA: _____

7. EN CASO DE SER PERSONA JURÍDICA; INDIQUE:

Cédula Jurídica _____

Representante: _____

Cédula: _____

Estado civil: _____

Profesión u oficio: _____

Nacionalidad: _____

8. SI ES PERSONA FÍSICA; INDIQUE:

Cédula de identidad: _____

Estado civil: _____

Profesión u oficio: _____

Nacionalidad: _____

9. COMO CONTACTO PARA CONSULTAR ASUNTOS RESPECTO A ESTA GESTIÓN SE SEÑALA LA SIGUIENTE PERSONA:

Nombre: _____

Teléfono: _____

Correo electrónico: _____

10. DIRECCIÓN EXACTA PARA ENVÍO DE FACTURAS

11. NOTIFICACIONES

Para recibir notificaciones se señala el fax: _____

En caso de no indicar número de fax, es indispensable que indique, a continuación, una persona y dirección, dentro del perímetro del Primer Circuito Judicial de San José: _____

12. FUENTES Y CAUDALES SOLICITADOS (Indique cada una de las corrientes en que realizará una toma. Los caudales se deben indicar en litros por segundo. La ubicación cartográfica se refiere al sitio de toma) :

NOMBRE DE LA CORRIENTE

LATITUD:

LONGITUD:

CAUDAL SOLICITADO (DE DISEÑO)

1. _____

2. _____

3. _____

4. _____

13. CAUDAL MÍNIMO REMANENTE (Caudal ambiental)

Fuentes o corrientes que aporten agua a la corriente solicitada, entre el sitio de toma y el desfogue del proyecto (si existen). Las coordenadas cartográficas se deben referir al punto de confluencia. El caudal se refiere al mínimo durante la época seca y debe indicarse en litros por segundo. La distancia debe indicarse en metros y corresponde a la longitud medida sobre el cauce, entre el punto de toma y el punto de confluencia con este.

NOMBRE DE LA CORRIENTE	CAUDAL	LATITUD:	LONGITUD	DISTANCIA
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____

OPCIONAL: De tenerse estudios relacionados con caudal ambiental, podrá adjuntarlo para su consideración

14. TRASVASES (En caso de que los incluya el proyecto. El caudal se indicará en litros por segundo)

FUENTE DE TOMA	LATITUD	LONGITUD	FUENTE RECEPTORA	LATITUD	LONGITUD	CAUDAL
_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____

15. EMBALSES (En caso de que los incluya el proyecto. El caudal se indicará en litros por segundo y los volúmenes en m³)

NOMBRE	VOLUMEN TOTAL	VOLUMEN ÚTIL	CAUDAL DE GENERACIÓN
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____

Aportar documento con detalle del régimen de generación (manejo de embalse) incluyendo los horarios picos.

16. OTROS DATOS (La caída debe indicarse en metros, desde cada punto de toma hasta cada punto de desfogue en el río. Las potencias deben indicarse en kw)

FUENTE	CAÍDA	POTENCIA TEÓRICA	CAPACIDAD DEL GENERADOR
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____

NOTA: Si se requiere más espacio use hojas adicionales o el dorso de este folio

DECLARACIONES

17. Datos de la propiedad en que se CAPTARÁ el agua

Propietario(a): _____

Si la captación se efectúa en finca ajena, presente a continuación una declaración del dueño sobre su parecer con relación a esta solicitud. La firma deberá venir autenticada por Notario Público, por Autoridad de Policía o por el Inspector Cantonal de Aguas. En caso de que se niegue a declarar deberá el notario, policía o el inspector de aguas hacer un acta que consigne la forma, y fecha en que se le notificó y su negativa, así como el nombre, dirección, teléfono y fax de tal propietario.

Declaración: _____

Firma (debe ser autenticada): _____

18 Predios inferiores

Llene este espacio en caso de que su solicitud sea para aprovechar agua de nacimiento, quebrada o río. No lo llene si se trata de pozo.

En caso de existir propietarios de terrenos ubicados aguas abajo de la toma, hasta que la corriente se junte con otra, deberá presentar, las respectivas declaraciones de tales propietarios sobre esta solicitud. Las firmas deberán venir autenticadas por Notario Público, Autoridad de Policía o por el Inspector Cantonal de Aguas. Si hay más de

dos propietarios de predios inferiores utilice hojas adicionales para presentar esas declaraciones. En caso de que se niegue a declarar deberá el notario, la policía o el Inspector de Aguas hacer un acta que consigne la forma y fecha en que se notificó y su negativa, así como los datos de nombre, dirección, teléfono y fax de tal propietario.

NOMBRE: _____ CÉDULA: _____
DECLARACIÓN: _____
FIRMA (debe ser autenticada): _____
NOMBRE: _____ CÉDULA: _____
DECLARACIÓN: _____
FIRMA (debe ser autenticada): _____
NOMBRE: _____ CÉDULA: _____
DECLARACIÓN: _____
FIRMA (debe ser autenticada): _____

19. En caso de no existir dueños de predios inferiores, presente 3 testigos que firmen la siguiente declaración (Sus firmas deben venir autenticadas por Notario, Policía o Inspector de Aguas):

Los abajo firmantes declaramos, bajo juramento, que conocemos la fuente de que trata esta solicitud y nos consta que, no existen propietarios de predios inferiores.

NOMBRE	CÉDULA	FIRMA
1. _____	_____	_____
2. _____	_____	_____
3. _____	_____	_____

Autenticación: _____

PETITORIA

20. TRÁMITE SOLICITADO

- Nueva Aumento de caudal Aumento de fuentes
- Ampliación de usos Cambio punto de toma
- Solicitada de nuevo por expiración del plazo anterior
- Otro: _____

Con la excepción de "Nueva" indique el número de expediente de su concesión: _____

21. OBSERVACIONES:

COMPROMISOS ADQUIRIDOS AL FIRMAR ESTA SOLICITUD

- Se declara bajo juramento, que los datos aportados son correctos
- Se adquiere la obligación de acatar todas las disposiciones de Ley concernientes al aprovechamiento racional y protección del agua, así como las condiciones que imponga la resolución.
- La obtención de la concesión implica el pago de un canon periódico, bajo las condiciones legales indicadas en la sección de "Notas importantes" en la carátula de esta solicitud.

22. Firma del solicitante: _____

23. En caso de que el firmante no se presente, la firma debe venir autenticada.

REQUISITOS PARA LA SOLICITUD DE FIJACIÓN DE TARIFA

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
Fuente: Departamento de Servicios de Energía ARESEP



Estimado señor:

1. Toda solicitud que se presente antes las instancias públicas debe cumplir con las condiciones de forma que establece el artículo 285 de la Ley General de la Administración Pública.
2. La ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece en el artículo 33 lo siguiente: *“Toda petición de los prestatarios sobre tarifas y precios deberá estar justificada”*.
3. De acuerdo con los lineamientos contenidos en la resolución RRG-6570-2007, Publicados en La Gaceta No. 108 del 6 de junio de 2007, las peticiones tarifarias deben cumplir con lo siguiente:
 - I.- Establecer como requisitos de admisibilidad para toda petición tarifaria que se presente en la Autoridad Reguladora, los siguientes:
 1. Presentarse en idioma español o con su debida traducción oficial, y conforme al Sistema Internacional de Unidades de Medidas (Ley 5292 del 9 de agosto de 1973 y su reglamento).
 2. Contener el nombre y apellidos, residencia, lugar y/o medio para recibir notificaciones, de la parte y de quien la representa (artículo 285-LGAP).
 3. Estar firmada por el petente (artículo 285-LGAP).
 4. En el caso que el petente sea una persona jurídica, deberá aportarse certificación registral o notarial de su personería, en la que acredite su vigencia y las facultades de su representante para actuar a su nombre. Dicha certificación no podrá tener más de tres meses de expedida.
 5. Presentar su solicitud en original y tres copias. Además, deberá presentarse al menos en un medio digital de uso común (Word, Excel, etc.) con el detalle de las fuentes de información y de los cálculos efectuados (fórmulas explícitas). (Artículo 29-Ley 7593 y 41.b-Decreto 29732-MP).
 6. Deberá estar jurídica y técnicamente sustentada en los modelos de fijación de precios vigentes al momento de la solicitud. Debe indicar cual es la tarifa que solicita y su variación tarifaria con respecto a las tarifas vigentes (variación absoluta y porcentual). En caso de variaciones escalonadas, se requiere indicar los datos anteriores en cada escalón y el total acumulado (artículo 33-Ley 7593).
 7. La dirección y el teléfono de un funcionario, quien será el responsable de suministrar cualquier información adicional que se solicite y actuará como enlace con la Autoridad Reguladora.
- II. Además de los requisitos enunciados en el punto I anterior, se establecen como requisitos de admisibilidad de las peticiones tarifarias propuestas por los prestadores de los servicios públicos, los siguientes:
 1. Indicar del detalle del acto administrativo por medio del cual, el ente público competente en la materia le otorgó la concesión o permiso para prestar el servicio público (artículos 5 y 9-Ley 7593).
 2. Haber cumplido al momento de la presentación de la solicitud, con las condiciones establecidas por la Autoridad Reguladora en anteriores fijaciones o en intervenciones previas realizadas en el ejercicio de sus potestades (artículo 33-Ley 7593).
 3. Estar al día con la entrega del informe sobre el trámite de quejas, requerido por esta Autoridad Reguladora mediante la resolución RRG-6199-2006 de las nueve horas del 20 de noviembre de 2006, publicada en La Gaceta N° 236 del 8 de diciembre de 2006 (artículo 33-Ley 7593).
 4. Estar al día con el pago del canon de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (artículo 59-Ley 7593).
 5. Estar al día con el pago de las obligaciones en materia tributaria, el pago de las cargas sociales y el cumplimiento de las leyes laborales, incluyendo las de salud ocupacional. Deberá aportar una declaración jurada rendida ante notario público, que acredite dichos cumplimientos (artículo 6-Ley 7593).

6. Contener una justificación técnica que incluya antecedentes, estudio de mercado, costos y gastos de operación reales y proyectados al último nivel de sub-cuenta, cargas tributarias, costos y beneficios ajenos a la actividad, activo fijo neto al costo y revaluado, programa de inversiones, servicio de la deuda, análisis económico-financiero de la empresa con las tarifas vigentes y con las propuestas y la estructura de precios que se propone. Esta justificación deberá cumplir con los requisitos establecidos por la Autoridad Reguladora en anteriores intervenciones. Esta disposición aplica para aquellas peticiones tarifarias de carácter extraordinario, en lo que fuera procedente (artículo 29-Ley 7593 y 41.a-Decreto 29732-MP).

III.- Adicionalmente se debe de adjuntar de forma detallada los siguientes puntos con la solicitud tarifario:

1. Toda la información requerida, en medio electrónico (archivos de Excel y no PDF), con sus respectivas fórmulas para su correspondiente seguimiento. Así mismo, cada hoja del libro de Excel debe tener un nombre que identifique su contenido.
2. Toda la información contenida en los cuadros titulada y con indicación de las unidades físicas y monetarias, el período y año al que corresponde y la fuente de información.
3. Clasificar los activos, tanto al costo como revaluados, en activos en operación y activos fuera de operación (corresponden a los activos que aún tienen vida útil y valor en libros, pero no se están usando).
4. Un detalle de la metodología utilizada para proyectar cada una de las variables que sirven de base para estimar los ingresos. En el caso de utilizar un modelo econométrico o un modelo tendencial, se deben incluir las salidas del software estadístico que permitan la validación del modelo empleado.

REQUISITOS DEL INFORME DE VIABILIDAD DEL ICE SEGÚN EL TIPO DE PROYECTO

Fuente: Decreto No.20346-MIRENEM del 21 de marzo de 1991

ARTICULO 16

Para centrales hidráulicas menores de 2.000 KW, el informe de viabilidad del proyecto deberá contener como mínimo la siguiente información, que deberá ser respaldada por profesionales del ramo en cada una de las especialidades, con cuyas firmas darán fe de la veracidad de los datos consignados:

- a. Resumen del proyecto
- b. Nombre del río y otras corrientes fluviales a utilizar
- c. Estimación de energías promedio mensuales de enero a diciembre, producidas por la planta y a suministrar al ICE (KWh).
- d. Potencia nominal de la planta y potencia ofrecida al ICE (kw)
- e. Caudal de diseño, en metros cúbicos por segundo.
- f. Estimación de caudales promedio mensuales de las corrientes, de enero a diciembre, en metros cúbicos por segundo, para años de hidraulicidad promedio.
- g. Esquema general del proyecto (vista de planta y perfil) con base en hojas originales completas o copias nítidas del IGN, escala 1:50.000 o en otras de más detalle.
- h. Planos individuales de las obras indicando dimensiones (m) y elevaciones (metros sobre el nivel del mar) sobre planos topográficos de campo de detalle.
- i. Suministro de información hidrológica utilizada para el diseño de las obra,.
- j. Diseño preliminar de la línea de interconexión y subestación asociada, con ubicación desde la casa de máquinas hasta el punto de enlace con el SNI, de acuerdo con normas indicadas por el ICE.
- k. Estimación del costo total del proyecto y de rentabilidad económica y financiera del mismo y su plan de financiamiento.
- l. Programa de ejecución de obras.

ARTICULO 17

Para centrales hidráulicas cuyas potencias sean iguales o mayores de 2.000 KW, el informe de viabilidad del proyecto deberá contener, como mínimo, la siguiente información, la cual deberá ser respaldada por profesionales del ramo en cada una de las especialidades, con cuyas firmas darán fe de la veracidad de los datos consignados:

- a. Resumen del proyecto
- b. Nombre del río y otras corrientes fluviales a aprovechar.
- c. Plano general del proyecto (vista de planta y perfil), basado en mapas originales o copias nítidas del IGN, escala 1:50.000 y topografía de campo de detalle.

- d. Estudios geológicos y geotécnicos de los sitios de obra, especialmente para el diseño de las obras de presa, conducción y casa de máquinas.
- e. Estudio hidrológico de respaldo, incluyendo una estimación de las avenidas de diseño, en metros cúbicos por segundo.
- f. Estimación de caudales de las corrientes mensuales de enero a diciembre, en metros cúbicos por segundo, para años de hidraulicidad promedio.
- g. Estimación de energía promedio anual y mensual, de enero a diciembre, producidas por la planta y a suministrar al ICE (KWH).
- h. Potencia nominal de la planta y potencia ofrecida al ICE (kW), además de las eficiencias estimadas del equipo turbogenerador.
- i. Volumen útil de los embalses, si los hubiere.
- j. Diseño preliminar de la línea de transmisión y subestación asociada, con ubicación desde la casa de máquinas hasta el punto de enlace con el SNI, de acuerdo con normas indicadas por el ICE.
- k. Desglose de costos del proyecto y estudio de rentabilidad económica y financiera del mismo y su plan de financiamiento.
- l. Programa de ejecución de obras.

ARTICULO 18

Para centrales con fuentes no convencionales de energía, el informe de viabilidad del proyecto deberá contener, como mínimo, la siguiente información, la cual deberá ser respaldada por profesionales del ramo en cada una de las especialidades, con cuyas firmas darán fe de la veracidad de los datos consignados:

- a. Resumen del proyecto y descripción del funcionamiento de la planta.
- b. Fuente primaria de energía a utilizar y demostración de la existencia del recurso durante toda la vida económica del proyecto.
- c. Plano general del proyecto (vista de planta y perfil), basado en mapas originales o copias nítidas del IGN, escala 1:50.000, y topografía de campo de detalle.
- d. Estimación de energías promedio anual y mensual, de enero a diciembre, producidas por la planta y a suministrar al ICE (kwh).
- m. Potencia nominal de la planta y potencia ofrecida al ICE (kw), además de las eficiencias del equipo turbogenerador.
- n. Diseño preliminar de la línea de transmisión y subestación asociada, con ubicación desde la casa de máquinas hasta el punto de enlace con el SNI, de acuerdo con normas indicadas por el ICE.
- o. Desglose de costos del proyecto y estudio de rentabilidad económica y financiera y su plan de expansión.
- p. Programa de ejecución de obra.

ANEXO 4. Requisitos específicos para el trámite de solicitudes de financiamiento de preinversión del BCIE

El listado que se presenta a continuación corresponde a lo requerido por la Unidad de Proyectos de Preinversión del BCIE para este tipo de financiamiento.

ANTECEDENTES

- *Carta de solicitud, especificando monto de los recursos y finalidad de los mismos.*
- *Antecedentes del solicitante:*
 - ✓ *Datos de los socios (personas físicas y/o jurídicas), y miembros de Junta Directiva.*
 - ✓ *Fotocopias autenticadas de las personerías jurídicas y/o escrituras públicas.*
 - ✓ *Estados financieros.*
 - ✓ *Formularios correspondientes a la Prevención de Lavado de Activos y Otros Ilícitos de Similar Naturaleza.*
 - ✓ *Experiencia técnica y crediticia en la ejecución de este tipo de proyectos y en relaciones crediticias con el BCIE u otra entidad financiera.*
- *Breve explicación del proyecto de inversión (un perfil del proyecto), incluyendo el monto aproximado al que ascendería el mismo.*
- *Situación del Sector Económico*

COOPERACIÓN PARA LA PREINVERSIÓN

- *Actividades ya realizadas y actividades que se van a llevar a cabo con los recursos de preinversión solicitados.*
- *Aspectos técnicos:*
 - ✓ *Objetivo de la preinversión.*
 - ✓ *Ubicación del proyecto*
 - ✓ *Estudios propuestos. Indicar los estudios a realizar con recursos propios y con los recursos solicitados.*
- *Procedimiento para la contratación y modalidad de ejecución (llave en mano, licitación u otra modalidad).*
- *Términos de referencia, cuando sea necesario*

ASPECTOS FINANCIEROS

- *Costos estimados. Presupuesto detallando rubros o actividades, recursos solicitados al BCIE y aportes de la empresa u otras fuentes.*
- *Cronograma de Desembolsos.*
- *Garantías ofrecidas*

ANEXO 5. Costos de transacción asociados al financiamiento

Al analizar las distintas opciones de financiamiento, el promotor del proyecto debe tener en cuenta no sólo la tasa de interés, o el dividendo que le corresponde pagar a las distintas fuentes de financiamiento, sino también los costos de transacción (comisiones y gastos legales) que se dan mayoritariamente al momento de la formalización, o del desembolso del financiamiento.

Mientras que los intereses y los dividendos deben ser entendidos como le rendimiento que un proyecto paga a sus fuentes de financiamiento, las comisiones deben ser entendidas principalmente como la compensación que recibe la institución financiera por los distintos servicios que presta: a) análisis de la propuesta de financiamiento; b) gestión de recursos de otras instituciones financieras; c) supervisión del proyecto en sus distintas etapas, d) elaboración y redacción de documentos, etc.

Algunas comisiones se pagan antes de la formalización del financiamiento y otras al momento de formalizar la operación, otras al momento de cada desembolso, y ciertas comisiones establecen un pago periódico, posterior al desembolso. Finalmente, es usual que se establezcan comisiones pagaderas durante el período de desembolsos, y que se calculan sobre los montos no desembolsados. A continuación se describirán las tendencias observadas en cuanto a las comisiones que se deben pagar. Se agrupan en cinco categorías, dependiendo del momento en el ciclo de la negociación del financiamiento cuando que se cobran.

- 1. Comisiones pagaderas antes de la formalización del préstamo:** Una vez que el promotor ha presentado al banco un perfil o resumen de su proyecto, el banco lo analiza, y toma la decisión de aceptar el caso para análisis. En ese momento, el banco requiere del pago de una suma para garantizar que el interés del empresario en la solicitud del crédito es real, y que el esfuerzo que incurrirá en el análisis será remunerado, aunque el empresario decida posteriormente retirar su solicitud. Esta comisión varía según el tamaño y la complejidad del proyecto, y puede variar entre US\$5,000 y US\$ 50,000. Normalmente, este monto es aplicable a las comisiones que se establezcan a la hora de formalizar el crédito. Por otro lado, también es usual que una porción (usualmente la mitad) sea devuelta al solicitante en caso de que la propuesta no sea aprobada por el banco.
- 2. Comisiones pagaderas a la hora de formalizar la operación:** Estas comisiones suelen rebajarse del primer desembolso. Se utilizan diferentes nombres,

que corresponden a conceptos ligeramente diferentes, pero en principio tienen el mismo efecto:

- a. Comisión de estructuración:** Esta comisión es usual cuando participan varios bancos en el financiamiento. Le corresponde principalmente al banco que estructuró el financiamiento, y puede oscilar entre 0.75% y 1% del monto del financiamiento.
- b. Comisión de aseguramiento ('underwriting fee'):** Es pagadera a la hora de la formalización le garantiza al solicitante del financiamiento que los recursos estarán disponibles en los montos y fechas que se establezcan en el cronograma de desembolsos. Usualmente representa un 0.25% del monto del financiamiento.
- c. Comisión de supervisión:** Es pagadera a la hora de la formalización y corresponde a la supervisión del cierre financiero. Típicamente, se establece como un 0.25% del total financiado.

- 3. Comisión de desembolso o de participación:** Se establece como un porcentaje de cada uno de los desembolsos. Típicamente oscila entre un 0.50% y un 1.0%. En aquellos casos en que participa más de un banco en el financiamiento, esta comisión se distribuye entre los distintos bancos, en proporción al monto aportado al sindicado.
- 4. Comisiones pagaderas en forma periódica:** Este tipo de comisión se cobra principalmente en préstamos mayores y donde participan varias instituciones. Usualmente corresponde a la administración de la facilidad crediticia. Se cobra en forma anual por adelantado, por lo que el primer pago suele rebajarse del primer desembolso. Se puede establecer como un monto fijo (por ejemplo \$25,000 anuales) o como un porcentaje sobre el saldo al inicio de cada año (por ejemplo 0.20%).
- 5. Comisiones sobre saldos no desembolsados o comisión de compromiso:** Se calculan a partir de la formalización y del primer desembolso, y se calculan sobre la porción del préstamo que no se ha desembolsado. Debe entenderse como una compensación para las instituciones financieras por mantener la disponibilidad de los fondos. Usualmente oscila entre un 0.75% y un 1.5%, y es pagadero cada seis o cada 12 meses. Su impacto puede ser importante, sobre todo durante el primer año del período de construcción, donde los saldos no desembolsados son mayores.

Como resumen del tema de conclusiones, es importante tener en cuenta que el otorgamiento de financiamiento por una institución financiera va a implicar el pago de diferentes tipos de comisiones. Para las comisiones descritas

en las categorías 1 a 4 debe presupuestarse un monto que oscilará entre un 1.5% y un 2.5% del monto solicitado. El pago de estas sumas se distribuirá entre el momento de la formalización y con cada desembolso. A esto hay que adicionar los pagos en períodos posteriores de una eventual comisión de administración (categoría 4), y las comisiones de compromiso (categoría 5).

Como parte de los costos de transacción, hay que tener en cuenta también los gastos legales que debe pagar el prestatario. Estos corresponden a gastos registrales y honorarios de notarios y abogados involucrados en la estructuración de los contratos de préstamo, estudios de registro de propiedades y bienes muebles, constitución de instrumentos de garantía (por ejemplo fideicomisos, mandatos de administración), elaboración de certificaciones y otros trámites registrales, así como la verificación del proceso de debida diligencia (*due diligence*) desde el punto de vista legal. Es prudente que se presupueste para los gastos una suma que oscila entre un 0.20% y un 0.50% del monto del préstamo.

ANEXO 6. Lista de verificación para la elaboración de un plan de negocios

Esta lista de verificación considera cada uno de los temas contenidos en la Guía Técnica para la Presentación de Pequeños Proyectos de Energía Renovable, elaborada por el Proyecto ARECA, del BCIE.

I.) DATOS DEL SOLICITANTE ✓	
Datos de la empresa solicitante, fecha de fundación, trayectoria	
Estados financieros de los últimos 3 años	
Nombre y experiencia de los socios	
II.) DATOS DE PROYECTO ✓	
Ubicación	
Principales características físicas del proyecto	
Estado actual 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)	
III.) ASPECTOS DE TENENCIA DE TIERRA ✓	
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	
IV.) ASPECTOS COMUNITARIOS EN LA ZONA DE INFLUENCIA ✓	
Comunidades ubicadas dentro del área de influencia	
Gestión de relaciones con comunidad	

V.) ASPECTOS AMBIENTALES EN LA ZONA DE INFLUENCIA ✓	
Recursos naturales ubicados dentro del área de influencia	
Consideraciones con respecto a recursos naturales	
VI.) ESTUDIOS, PERMISOS Y LICENCIAS ✓	
Prefactibilidad y factibilidad	
Estudio de impacto ambiental	
Estudios hidrológicos, de viento, geotérmicos, geológicos, sísmicos, 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	
VII.) ESTRATEGIA PARA LA VENTA DE ENERGÍA Y POTENCIA ✓	
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	
VIII.) OTRAS EMPRESAS INVOLUCRADAS EN EL PROYECTO ✓	
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	

IX). PROGRAMA DE INVERSIONES ✓	
Terrenos y servidumbres	
Obras civiles	
Costos de montaje y construcción	
Costos de ingeniería y administración	
Gastos pre - operativos	
Intereses durante fase de construcción	
Cronograma de trabajo	
X). FASE DE OPERACIÓN DEL PROYECTO ✓	
Parámetros para la proyección de energía y potencia	
Gastos de operación y mantenimiento (mayor y menor)	
Gastos administrativos	
Seguros	
Servicio de deuda	
Otros	
XI). FUENTES DE FINANCIAMIENTO ✓	
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)	
XII). EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO ✓	
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	

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 7. Bancos comerciales de Costa Rica

BANCOS	ACTIVOS US \$
BANCO NACIONAL DE COSTA RICA	5,476.0
BANCO DE COSTA RICA	3,624.3
BANCO POPULAR Y DE DESARROLLO COMUNAL	2,270.6
BANCO BAC SAN JOSÉ	1,915.5
SCOTIABANK DE COSTA RICA	1,893.8
BANCO HSBC	1,536.9
CITIBANK DE COSTA RICA	1,041.3
BANCO CRÉDITO AGRÍCOLA DE CARTAGO	538.1
BANCO IMPROSA	416.6
BANCA PROMÉRICA	411.5
BANCO LAFISE	241.7
BANCO BCT	193.4
BANCO HIPOTECARIO DE LA VIENDA	140.1
BANCO CATHAY	70.6
BANCO GENERAL	31.4
TOTAL	19,801.7

Fuente: *Elaboración propia, con base a información de la Superintendencia General de Entidades Financieras. (<http://www.sugef.fi.cr>).*



La presente **Guía para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable** está dirigida a aquellos empresarios que estén interesados en desarrollar proyectos de generación eléctrica a partir de energías renovables, para suministrarla al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Costa Rica. Si bien esta guía puede ser de utilidad para desarrolladores experimentados, ha sido elaborada prestando especial atención a los aspectos cuya comprensión es importante para aquellos empresarios que se encuentran desarrollando, o buscan desarrollar, su primer proyecto de energía renovable en Costa Rica. La Guía contempla las acciones necesarias para llevar a cabo tres actividades en el desarrollo de un proyecto de energía renovable: a) permisos, b) financiamiento y c) créditos de carbono.

