



Energiepolitische Rahmenbedingungen für Strommärkte und erneuerbare Energien

23 Länderanalysen Kapitel Costa Rica

Eschborn, September 2007

gtz

Im Auftrag des



Bundesministerium für
wirtschaftliche Zusammenarbeit
und Entwicklung

**Energiepolitische Rahmenbedingungen für
Strommärkte und erneuerbare Energien**

**23 Länderanalysen
Kapitel Costa Rica**

Eschborn, September 2007

Herausgeber:

Deutsche Gesellschaft für
Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH
Abteilung Umwelt und Infrastruktur
Postfach 5180
65726 Eschborn
Internet: <http://www.gtz.de>

Redaktion:

Angelika Wasielke
Tel. +49 (0)6196 79-1224
Fax +49 (0)6196 7980-1224
E-Mail: angelika.wasielke@gtz.de

Autoren:

Projekt-Consult GmbH
Dipl.-Ing. Detlef Loy

Gestaltung:

Open Ffm.
www.open-agentur.de
Verena Siebert

Neuaufgabe der TERNA Länderstudie

Seit der Erstauflage der TERNA-Länderstudie im Jahre 1999 hat sich das öffentliche und politische Bewusstsein für die Folgen des Klimawandels und die Energieversorgung als Schlüsselfaktor für nachhaltige Entwicklung deutlich geschärft. Politischer Rückenwind, wirksame Fördermechanismen und steigende Energiepreise haben in Deutschland und anderen Industrieländern einen dynamischen Markt mit hohen Zuwachsraten der erneuerbaren Energien im Energiemix ermöglicht. Im Jahr 2006 beliefen sich die globalen Neuinvestitionen in erneuerbare Energien auf 70,9 Milliarden US\$ – ein Anstieg von 43 % gegenüber 2005.

Die robuste Wirtschaftsentwicklung in vielen Schwellenländern hat einen stark steigenden Energiebedarf und einen Wettbewerb auf dem internationalen Ölmarkt ausgelöst. Vor dem Hintergrund steigender Preise für fossile Energieträger, Versorgungsrisiken und Umweltschäden wächst die Bedeutung von regenerativen Energieträgern zur Stromerzeugung auch in Entwicklungs- und Schwellenländern: Nach Analysen des Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN 21) sind in 39 Ländern Ausbauziele für erneuerbare Energiequellen festgelegt und Fördermechanismen eingeführt, davon allein neun in Entwicklungs- und Schwellenländern. Von den globalen Neuinvestitionen in erneuerbare Energien wurden in Entwicklungs- und Schwellenländern 15 Milliarden US\$ investiert. Dennoch liegt vor der Mehrzahl der Länder noch ein langer Weg, um die vorhandenen Barrieren zur erfolgreichen Einführung erneuerbarer Energien zu überwinden.

Der deutsche und europäische Markt ist Motor und unverzichtbarer Erfahrungshintergrund für die Windbranche. Das Branchenwachstum findet zunehmend jedoch auch in Entwicklungs- und Schwellenländern statt. Es sind die Erfolge in Ländern wie Indien, China und Brasilien, die Mut für Engagement über die Grenzen der Industrieländer hinaus machen. Dort erfolgt die Fertigung von Anlagen mit steigenden lokalen Anteilen – und dies nicht nur zur Versorgung des eigenen Marktes. Aber auch in zahlreichen anderen Ländern werden erste Windparks realisiert und damit die Erfahrungsbasis für zukünftige Märkte gelegt.

Um interessierten Akteuren den Einstieg in die neuen Märkte zu erleichtern, stellt diese Studie die energie-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Strommärkte und erneuerbare Energien in 23 Entwicklungs- und Schwellenländern detailliert dar.

Lateinamerika	Afrika/Naher Osten	Asien
Argentinien	Ägypten	Bangladesch
Brasilien	Äthiopien	China
Chile	Jordanien	Indien
Costa Rica	Marokko	Indonesien
Dom. Republik	Namibia	Pakistan
Kolumbien	Südafrika	Philippinen
Mexiko	Tunesien	Vietnam
Nicaragua		
Karibik		

Die aktuelle Länderstudie sowie die vorherigen Auflagen sind auf der Homepage www.gtz.de/wind verfügbar. Zum ersten Mal ist die Studie auch auf CD-ROM erhältlich. Informationen hierzu sind auf der Homepage zu finden.

Für die Unterstützung bei der Zusammenstellung der Informationen sei einer Vielzahl von GTZ-Mitarbeiterinnen und -Mitarbeitern sowie weiteren Experten und Expertinnen gedankt.

Eschborn, September 2007

Rechtlicher Hinweis

1. Die in dieser Studie verwandten Daten basieren sowohl auf öffentlich zugänglichen Informationsquellen (Publikationen, Fachartikeln, Internetdarstellungen, Konferenzpapieren etc.) als auch auf nicht öffentlichen Papieren (z.B. internen Gutachten von Förderinstitutionen) sowie persönlichen Befragungen von Fachleuten (z.B. Beamten der Energieministerien der untersuchten Länder, Projektmitarbeitern von Förderinstitutionen). Obwohl alle Informationen, soweit möglich, überprüft wurden, können Fehler nicht ausgeschlossen werden. Weder die GTZ noch die Autoren übernehmen daher eine Garantie für die Richtigkeit der in dieser Studie enthaltenen Daten; jegliche Haftung für etwaige Schäden, die durch eine Verwendung der in dieser Studie enthaltenen Daten entstehen, ist ausgeschlossen.
2. Ausschließlicher Nutzungsberechtigter dieser Studie für alle Nutzungsarten ist die GTZ. Die vollständige und auszugsweise Vervielfältigung und Verbreitung (einschließlich der Übertragung auf Datenträger) zu nicht kommerziellen Zwecken ist gestattet, sofern die GTZ und das TERNA-Windenergieprogramm als Quelle genannt werden. Sonstige Nutzungen, einschließlich der vollständigen oder auszugsweisen Vervielfältigung oder Verbreitung zu kommerziellen Zwecken, bedürfen der vorherigen schriftlichen Zustimmung der GTZ.

Windenergieprogramm TERNA

In vielen Entwicklungs- und Schwellenländern existieren große Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Hindernisse für ihre Nutzung bilden u.a. mangelnde Kenntnisse der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie unzureichende Transparenz der Vorerfahrungen und Interessenlagen der nationalen Akteure.

Um Partner in Entwicklungs- und Schwellenländern bei der Planung und Entwicklung von Windkraftprojekten zu unterstützen, führt die GTZ das Windenergieprogramm TERNA (Technical Expertise for Renewable Energy Application) im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) durch. Seit 1988 werden im Rahmen von TERNA zum einen die Grundlagen für fundierte Investitionsentscheidungen gelegt und zum anderen die Partner befähigt, Windenergiepotenziale zu bewerten, Windenergieprojekte zu planen und energiepolitische Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien zu verbessern.

Partner des Windenergieprogramms TERNA sind Institutionen in Entwicklungs- und Schwellenländern, die an einer kommerziellen Nutzung der Windkraft interessiert sind: z.B. Ministerien oder staatliche Institutionen, die das Mandat haben, BOT-BOO-Projekte zu entwickeln, staatliche oder private Energieversorger (EVU) und private Unternehmen (Independent Power Producers).

TERNA bietet seinen Partnern Know-how und Erfahrung: Um Windkraftprojekte zu initiieren, müssen günstige Standorte erkannt und deren Windenergiepotenzial ermittelt werden. Dazu werden Windmessungen i.d.R. über einen Zeitraum von mindestens zwölf Monaten durchgeführt und Windgutachten erstellt. Liegen Erfolg versprechende Windgeschwindigkeiten vor, folgen Projektstudien zur technischen Auslegung und zur Wirtschaftlichkeit. Auch in Finanzierungsfragen berät TERNA die Partner und schließt so die Lücke zwischen potenziellen Investoren und Finanzierungsangeboten nationaler und internationaler Geber.

Bei Bedarf können CDM-Baseline-Studien erstellt und potenzielle Betreiber beim Aufbau einer effizienten Betreiberstruktur beraten werden. Zur Erzielung eines möglichst hohen Know-how-Transfers wird eine Zusammenarbeit zwischen internationalen und lokalen Fachkräften z.B. bei der Erstellung der Studien angestrebt.

Im Erfolgsfall initiiert TERNA auf diese Weise investitionsreife Windparkprojekte. An der Finanzierung selbst beteiligt sich TERNA nicht. Neben diesen an konkrete Standorte gebundenen Aktivitäten berät TERNA die Partner bei der Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen für die Förderung erneuerbarer Energieträger.

Bis 2007 wurde TERNA in mehr als zehn Ländern weltweit aktiv.

Weitere Informationen zum TERNA-Windenergieprogramm der GTZ, dem Antragsverfahren etc. finden Sie unter:
www.gtz.de/wind

oder direkt bei:

Deutsche Gesellschaft für Technische
Zusammenarbeit (GTZ) GmbH
Postfach 5180
65726 Eschborn

Dr. Rolf Posorski
Tel. +49 (0)6196 79-4205
Fax +49 (0)6196 7980-4205
E-Mail: rolf.posorski@gtz.de

Angelika Wasielke
Tel. +49 (0)6196 79-1224
Fax +49 (0)6196 7980-1224
E-Mail: angelika.wasielke@gtz.de

Tim-Patrick Meyer
Tel. +49 (0)6196 79-1374
Fax +49 (0)6196 7980-1374
E-Mail: tim-patrick.meyer@gtz.de

4 Costa Rica

4.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Das 4,5 Millionen Einwohner zählende Land verfügt über keine fossilen Energieressourcen. Die installierte Kapazität im Nationalen Elektrizitätssystem (SEN) lag Ende 2005 bei 1.931 MW. Dabei entfielen 67% auf Wasserkraft, 21% auf thermische Anlagen¹, 9% auf Geothermie und 3% auf Windkraft. Das staatliche Elektrizitätsunternehmen Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) verfügt über rund 80% der installierten Kapazität. Private Erzeuger haben einen Anteil von rund 13%, während die verbleibenden 7% auf Kooperativen zur ländlichen Elektrifizierung² entfallen. Die maximale Nachfrage wurde im Dezember 2005 erreicht und lag bei 1.390 MW.

Jahr	Wasserkraft		Geothermie		Windkraft		Thermisch		Gesamt
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	
2001	1.224	72,0	143	8,4	46	2,7	288	16,9	1.701
2002	1.262	71,8	143	8,1	66	3,8	288	16,4	1.758
2003	1.295	67,6	161	8,4	66	3,4	395	20,6	1.916
2004	1.304	67,5	164	8,5	66	3,4	398	20,6	1.931
2005	1.304	67,5	164	8,5	66	3,4	398	20,6	1.931

Tab. 1: Installierte Kapazität; Costa Rica; 2001-2005; MW, %³

Stromerzeugung

96% der landesweiten Elektrizitätsnachfrage konnten 2005 durch Nutzung erneuerbarer Energiequellen gedeckt werden. Thermische Kraftwerke, die 21% der Kraftwerkskapazität ausmachen, werden primär als Reserve für den Fall geringer Niederschläge eingesetzt und hatten 2005 einen Anteil von etwas mehr als 3% an der Erzeugung.

Jahr	Wasserkraft		Geothermie		Windkraft		Thermisch		Gesamt
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2001	5.651	81,7	986	14,3	179	2,6	99	1,4	6.916
2002	5.963	80,0	1.117	15,0	254	3,4	122	1,6	7.456
2003	6.021	79,6	1.144	15,3	230	3,0	157	2,1	7.554
2004	6.518	80,8	1.206	15,0	255	3,2	83	1,0	8.062
2005	6.568	80,0	1.149	14,0	202	2,5	295	3,6	8.215

Tab. 2: Stromproduktion nach Erzeugungsquellen; Costa Rica; 2001-2005; GWh, %⁴

Stromübertragung

Das Übertragungsnetz in Costa Rica basiert auf 230 kV-Hochspannungsleitungen mit einer Gesamtlänge von knapp 1.000 km und 138-kV-Mittelspannungsleitungen mit einer Länge von gut 700 km. Im Bereich der Stromübertragung liegen die Verluste bei rund 4%.

Zu den Nachbarländern bestehen nur geringe Übertragungskapazitäten von etwa 80 MW. Eine marginale Verbesserung der Situation wird durch die Kooperation der zentralamerikanischen Staaten erwartet. Im Rahmen des Projekts SIEPAC, das von den Staaten Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica und Panama getragen wird, soll bis 2008 durch den Ausbau und die Verknüpfung der Transportnetze ein zentralamerikanischer Elektrizitätsmarkt geschaffen werden. Der entsprechende Vertrag wurde von sechs Ländern der Region bereits 1999 unterzeichnet. Das Projekt wird größtenteils durch die Interamerikanische Entwicklungsbank (BID)⁵ finanziert. Das SIEPAC-Netz soll aus einer zentralen 1.830 km langen 230-kV-Haupttrasse bestehen. Dadurch dürfte sich die zwischenstaatliche Netzkapazität in der Region von heute 4% auf 10% der Nachfrage erhöhen.

1 Die thermischen Anlagen beruhen hauptsächlich auf der Verwendung von Diesel.

2 Die Verteilungsnetze der Kooperativen zur ländlichen Elektrifizierung sind mit dem SEN verbunden.

3 Quelle: ARESEP.

4 Quelle: ARESEP 2006.

5 Die BID vergibt unter anderem Kredite in Höhe von 240 Mio. US\$ für den Bau der Übertragungsleitungen. Die Gesamtkosten des Netzes werden auf 320 Mio. US\$ geschätzt.

Elektrifizierungsgrad

Während 1970 der Elektrifizierungsgrad erst bei 47 % lag, hatten Ende 2005 98 % der Bevölkerung Zugang zu Elektrizität. Je nach Region variiert der Elektrifizierungsgrad zwischen 80 % in der Provinz Puntarenas im Süden des Landes und knapp 100 % in der Hauptstadtprovinz San José.

Stromverbrauch

Die Stromnachfrage in Costa Rica ist in den vergangenen Jahren um 4 bis 6 % jährlich gestiegen. Der Stromverbrauch hat sich in den vergangenen Jahren wie folgt auf die verschiedenen Abnehmergruppen verteilt:

Jahr	Haushalte		Gewerbe/Andere		Industrie		Beleuchtung		Gesamt
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
2002	2.720	42,8	1.613	25,3	1.862	29,2	165	2,6	6.361
2003	2.855	42,5	1.775	26,4	1.913	28,4	173	2,6	6.715
2004	2.951	43,5	1.922	27,4	1.950	27,8	186	2,7	7.010
2005	3.056	41,5	2.068	28,0	2.046	27,8	192	2,6	7.363

Tab. 3: Stromverbrauch nach Abnehmern; Costa Rica; 2002-2005; GWh, %⁶

Strompreise

Den Stromtarifen liegen pauschal die kurzfristigen Grenzkosten des Kraftwerksparks zugrunde.

Im Vergleich zu anderen zentralamerikanischen Staaten sind die Elektrizitätspreise aufgrund der Importunabhängigkeit von Primärenergieträgern stabil und relativ niedrig.

Die durchschnittlichen Strompreise für das Jahr 2005 lagen für Haushalte bei 5,1 €-ct/kWh (33,13¢), für den Gewerbesektor bei 9,8 €-ct/kWh (43,89¢) und für den Industriesektor bei 5,3 €-ct/kWh (34,33¢). Eine weitere Ausdifferenzierung des Tarifsystems besteht zwischen Normal- und Spitzenlastzeiten und in Relation zur Abnahmemenge. So müssen Haushalte für die ersten 200 kWh in Normallastzeiten 4,4 €-ct/kWh (28,60¢)

zahlen, zu Spitzenlastzeiten hingegen 5,3 €-ct/kWh (34,50¢). Für jede zusätzliche Einheit Strom werden in Spitzenlastzeiten 9,0 €-ct/kWh (58,00¢) fällig, zu Normallastzeiten hingegen nur 7,4 €-ct/kWh (48,10¢).⁷ Tendenziell sind die Tarife in den von den Kooperativen belieferten ländlichen Versorgungsgebieten niedriger als im Gebiet um die Hauptstadt San José. Quersubventionen bestehen folglich zwischen den städtischen Stromkonsumenten und den Konsumenten in ländlichen Landesteilen. Zudem zahlen Kunden mit einem hohen Verbrauch durchschnittlich mehr als Kunden mit niedrigem Stromverbrauch.

ICE hat für das Jahr 2007 bei der Regulierungsbehörde eine Strompreiserhöhung beantragt, die mit einer durchschnittlichen Preissteigerung von 16,5 % gegenüber 2006 deutlich über der Inflationsrate von 9,4 % liegt. Bereits im Frühjahr 2005 kam es zu einer mittleren Preiserhöhung von 17 %.

Ausbauplanung

Der Zubau von Kapazität wird in nationalen Plänen zur Ausweitung der Elektrizitätsproduktion festgelegt, die etwa alle zwei Jahre von ICE erstellt werden. Diese werden in Einklang mit dem Nationalen Entwicklungsplan und dem Nationalen Energieplan formuliert.⁸ Bei den Berechnungen für den geplanten Kapazitätsausbau geht ICE von einem weiteren Bedarfsanstieg zwischen 5,3 und 6 % pro Jahr aus.

Der aktuelle Plan zur Ausweitung der Elektrizitätsproduktion⁹ vom Januar 2006 hat einen Planungshorizont bis 2025 und soll die Stromversorgung unabhängig von den Nachbarländern, d.h. unabhängig von möglichen Stromimporten, sicherstellen. In der ersten Planungsperiode von 2006 bis 2010 sollen insgesamt rund 500 MW installiert werden, davon 360 MW durch Projekte im Bereich der Wasserkraft, 50 MW im Rahmen eines weiteren Windparks und 116 MW durch das thermische Kraftwerk Garabito.

⁶ Quelle: ARESEP 2006.

⁷ Eine detaillierte Auflistung aller Stromtarife befindet sich auf der Homepage der Regulierungsbehörde ARESEP (www.aresp.gov.cr).

⁸ Plan de Desarrollo Nacional und Plan de Nacional de Energía 2002-2016, Ministerio de Ambiente y Energía.

⁹ Siehe ICE (2006).

Das Kraftwerk Garabito sollte ursprünglich bereits 2007 fertig gestellt werden. Da Schwierigkeiten bei der Finanzierung des Gaskraftwerks aufgetreten sind, wurde der Bau des Projekts jedoch auf unbestimmte Zeit ausgesetzt.

Den Planungen bis 2016 entsprechend soll thermisch erzeugte Elektrizität in den kommenden Jahren einen größeren Stellenwert einnehmen. Für die Periode von 2010 bis 2015 ist der Bau von drei weiteren thermischen Kraftwerken geplant. Werden alle Projekte realisiert, wird nach Berechnungen des ICE der Anteil thermischer Kraftwerke an der Gesamtstromerzeugung von heute knapp 4% auf nahezu 20% anwachsen.

Aufgrund des rasanten Anstiegs der Stromnachfrage wurden in den vergangenen Jahren bereits Engpässe in der Elektrizitätsversorgung und eine eventuell notwendig werdende Rationierung des Stroms befürchtet. Die Situation hat sich durch die nicht absehbare Fertigstellung des thermischen Kraftwerks Garabito verschärft. Es wurde in Erwägung gezogen, die angespannte Situation durch die Anmietung von mobilen Erzeugungsanlagen zu entschärfen. Vorerst sollen Engpässe jedoch durch Elektrizitätsimporte aus dem zusammenwachsenden zentralamerikanischen Elektrizitätsmarkt umgangen werden.

Während für den Planungszeitraum 2006 bis 2010 die Entscheidung für die Durchführung der Projekte bereits gefallen ist, stehen für die Periode 2010 bis 2025 mehrere Projekte zur Auswahl, über deren Umsetzung noch nicht endgültig entschieden wurde. Im Bereich Wasserkraft sollen zusätzliche 1.400 MW installiert werden, im Bereich Geothermie 70 MW und im Rahmen von Windkraftanlagen 180 MW.

Betrachtet man den Planungszeitraum von 2006 bis 2020, so entfallen 53% der gesamten geplanten Kapazität von rund 3.000 MW auf Wasserkraft, 38% auf neue thermische Kraftwerke, rund 6% auf Windenergie und etwas mehr als 2% auf eine neue geothermische Anlage.

Neben den Kraftwerksprojekten des staatlichen Elektrizitätsunternehmens ICE beinhaltet der Plan auch die bereits im Bau befindlichen Projekte privater Investoren. Da der Ausbau des Kraftwerksparks nicht allein von staatlicher Seite finanziert werden kann, sind in Zukunft verstärkt private Investitionen im Rahmen von BOT-Verträgen (Build-Operate-Transfer) zu erwarten.

4.2 Marktakteure

Staatliche Akteure

Der Strommarkt wird durch das vertikal integrierte staatliche Elektrizitätsunternehmen ICE dominiert, das 1949 gegründet wurde.¹⁰ Das Unternehmen ist in den Bereichen Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vermarktung aktiv. Durch das in das Unternehmen integrierte Nationale Zentrum für Energiekontrolle CENCE übernimmt ICE zudem die Rolle des Systembetreibers.

Das Planungszentrum CENPE – ebenfalls ein Teil von ICE – ist im Rahmen der Pläne zur Ausweitung der Elektrizitätsproduktion für die Versorgungssicherheit durch den Zubau von ausreichenden Erzeugungskapazitäten verantwortlich. Außerdem liegt das Monopol auf die Übertragungsnetze des Landes bei ICE. Regionale Verteilungsunternehmen und Kunden, die an das Hochspannungsnetz angeschlossen sind, können den Service von ICE für eine Pauschale von 0,68€-ct/kWh (4,40¢) nutzen. Die Netzentgelte werden von der Regulierungsbehörde ARESEP festgelegt.

Der Stromversorger CNFL (Compañía Nacional de Fuerza y Luz) wurde 1941 gegründet. Im Rahmen der Nationalisierung des Unternehmens wurden von ICE im Jahre 1968 rund 98% der Unternehmensanteile gekauft. Die übrigen Anteile befinden sich in der Hand von privaten Aktionären. CNFL engagiert sich in den Bereichen Produktion¹¹ und Verteilung. Es ist mit landesweit knapp einer halben Millionen Kunden das größte Verteilungsunternehmen und hatte 2005 einen Marktanteil von 41% in diesem Bereich. Der Versorger beliefert die bevölkerungsreichste Region im Einzugsgebiet der Hauptstadt.

¹⁰ Siehe Gesetz 449 des Jahres 1949.

¹¹ In 9 Wasserkraftwerken werden rund 11% des veräußerten Stroms produziert. Die verbleibenden 89% werden über ICE bezogen.

Private Akteure

Vier Kooperativen (Coopelesca, Coope Alfaro Ruiz, Coope Guanacaste und Coope Santos) operieren in ländlichen Regionen und sind Organisationen ohne Erwerbsscharakter. Primäres Ziel der Kooperativen ist nach dem Gesetz 8345 aus dem Jahr 2003 die ländliche Elektrifizierung¹². Zwei lokale Versorgungsunternehmen, JASEC in der Provinz Cartago und ESPH in der Stadt Heredia, nehmen eine ähnliche Sonderstellung im Elektrizitätsmarkt des Landes ein¹³. Vornehmliche Aufgabe der lokalen Versorgungsunternehmen ist die öffentliche Versorgung mit Elektrizität. JASEC wurde 1964 gegründet und ist im Bereich Produktion¹⁴ und Verteilung aktiv. ESPH besteht seit 1976, ist auf die Bereiche Wasser- und Stromversorgung spezialisiert und versorgt rund 65.000 Kunden in sechs Kantonen.

Zudem gibt es 27 private Erzeuger, die ihren Strom an ICE verkaufen. Die Vergütung für private Erzeuger variiert je nach Anlage zwischen 4,65€-ct/kWh und 6,92€-ct/kWh.¹⁵

Weitere Akteure

Die staatliche Verantwortung im Bereich Energiepolitik liegt beim Umwelt- und Energieministerium MINAE. Das Ministerium leitet den Energierat (Consejo Subsectoral de Energía), der aus den wichtigsten Institutionen und staatlichen Unternehmen des Energiesektors besteht. Dazu zählen das Wissenschafts- und Technologieministerium, das Ministerium für Planung und Wirtschaftspolitik, die Regulierungsbehörde ARESEP, das nationale Erdölunternehmen RECOPE und das nationale Elektrizitätsunternehmen ICE. Die Interessen der privaten Stromerzeugungsunternehmen werden von dem Verband ACOPE vertreten.

Die Regulierungsbehörde ARESP

Die unabhängige Regulierungsbehörde ARESEP wurde 1996 geschaffen¹⁶ und ist in erster Linie für die Festlegung der Durchleitungsgebühren und der Strompreise verantwortlich. ARESEP legt die Tarife unter Berücksichtigung ökonomischer, sozialer und ökologischer Aspekte fest. Der Regulierer ist dabei befugt, Abgaben für die Finanzierung des Netzausbaus und die Unterstützung einkommensschwacher Bevölkerungsgruppen zu erheben. Eine weitere wesentliche Aufgabe ist zudem die Überwachung des Elektrizitätssektors auf allen Ebenen. Dazu zählen auch Technik- und Sicherheitsinspektionen. Der fünfköpfige Vorstand der Regulierungsbehörde wird von der Regierung bestimmt und muss vom Parlament bestätigt werden.

4.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Energie- und Elektrizitätsmarktpolitik

Trotz einiger Liberalisierungsansätze zu Beginn der 1990er Jahre befindet sich der Elektrizitätsmarkt weiterhin zum Großteil in staatlicher Hand. Ein weiterreichendes Gesetz für die Liberalisierung des Strommarktes wurde 1998 vom Kongress abgelehnt.

Private Erzeugung

Mit dem Gesetz 7200 aus dem Jahr 1990 war Costa Rica das erste Land Mittelamerikas, das per Gesetz Regelungen für die private Stromerzeugung getroffen hat. Ziel der Gesetzgebung war die Senkung der Importabhängigkeit im Energiesektor und die Nutzung der Wasserkraft und anderer regenerativer Energieträger. Private Akteure konnten nach dem Gesetz Elektrizität auf Basis erneuerbarer Energien erzeugen, wobei der Anteil privater Akteure an der installierten Kapazität des Landes 15% nicht überschreiten sollte. Zudem waren die Anlagen auf eine Größe von 20 MW Leistung beschränkt und Vertragslaufzeiten von 15 Jahren vereinbart.

12 Siehe Abschnitt "Ländliche Elektrifizierung".

13 Siehe Gesetze 7789 und 7799 des Jahres 1998.

14 JASEC verfügt über eine 19-MW-Wasserkraftanlage.

15 Eine ausführliche Auflistung der Vergütung für alle privaten Erzeuger befindet sich auf der Homepage der Regulierungsbehörde (www.aresp.go.cr).

16 Siehe Gesetze 7593 des Jahres 1996.

Die Regelungen für private Erzeuger wurden mit dem Gesetz 7508 des Jahres 1995 reformiert und erweitert. Demnach müssen sich bei privaten Erzeugern und Kooperativen mindestens 35% des Gesellschaftskapitals in den Händen costaricanischer Staatsbürger befinden. ICE kauft nun Strom von Anlagen bis zu einer Größe von 50 MW. Der Anteil privater Erzeuger an der installierten Leistung wurde auf 30% erhöht.

Konzessionen für die Stromproduktion werden im Rahmen von Ausschreibungen durch die Regulierungsbehörde vergeben. Die Abnahmeverträge wurden von 15 auf 20 Jahre ausgedehnt. Diese Regelungen gelten gleichermaßen für Kooperativen und für lokale Versorgungsunternehmen.¹⁷

Die Genehmigung von privaten Erzeugungsanlagen wurde im Januar 2004 durch die Regulierungsbehörde neu gestaltet.¹⁸ Zu den wesentlichen Bestimmungen zählen neben der präzisen Darstellung des Projekts eine öffentliche Anhörung, die Vorlage eines Stromabnahmevertrags mit ICE und ein Zertifikat des Ministeriums für Umwelt und Energie bezüglich der bestandenen Umweltverträglichkeitsprüfung.

4.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

In Costa Rica werden für Regenerativstrom keine gesonderten Tarife wie etwa im Rahmen von speziellen Förderinstrumenten gewährt.¹⁹ Die Nutzung und Förderung erneuerbarer Energien ist jedoch wichtiges Leitmotiv der nationalen Energiepolitik. So bestätigt der aktuelle nationale Energieplan, dass die Nutzung und Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor einen wesentlichen Beitrag zum Umweltschutz leistet. Für den Strommarkt wird folglich das langfristige Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Energiequellen (ohne Wasserkraft) auf 15% zu steigern.

Die Förderung erneuerbarer Energien wird zudem in wichtigen Gesetzen des Landes festgeschrieben. Bereits im Gründungsgesetz des staatlichen Elektrizitätsunternehmens ICE aus dem Jahre 1949 wurde als

primäre Aufgabe des Unternehmens die Nutzbarmachung der Wasserkraft verankert. Im Gesetz 5961 aus dem Jahr 1976 wurde dem ICE das Monopol auf die Untersuchung und Nutzung der Geothermie zugesprochen. Das Umweltgesetz aus dem Jahr 1995 besagt, dass der Staat dazu verpflichtet ist, die Verfügbarkeit alternativer Energiequellen zu prüfen und die Nutzung zu fördern, um so ein nachhaltiges wirtschaftliches Wachstum zu erreichen.²⁰

Die ausschließliche Nutzung der Wasserkraft wird durch die Regelungen des Dekrets No. 30480 aus dem Jahre 2002 eingeschränkt, wonach Technologien zur Nutzung sonstiger erneuerbarer Energien den Vorzug vor der Wasserkraft erhalten sollen, solange so die negativen Umweltauswirkungen eingeschränkt werden können. Die Direktive 22 zur Förderung erneuerbarer Energien aus dem Jahr 2003²¹ präzisiert, dass erneuerbare Energien außer Wasserkraft im Elektrizitätssektor genutzt werden sollen, solange dies umweltpolitisch vorzuziehen und gleichzeitig ökonomisch praktikabel ist.

In der Deklaration von San Salvador haben die Energie- und Umweltminister Mittelamerikas im Februar 2006 den politischen Willen bekundet, den Anteil erneuerbarer Energien im Energieportfolio weiter zu erhöhen. Zudem sollen zukünftig private Akteure eine wichtigere Rolle spielen und potenzielle ökonomische Anreize evaluiert werden.

Clean Development Mechanism

Costa Rica hat das Kyoto-Protokoll im August 2002 ratifiziert. Zuständig für CDM-Angelegenheiten ist das OCIC (Oficina Costarricense de Implementación Conjunta), das dem Umwelt- und Energieministerium angeschlossen ist. OCIC gibt technische Unterstützung und berät private und öffentliche Unternehmen bei der Vorbereitung von CDM Projekten. OCIC wurde bereits 1995 im Rahmen des Programms Activities Implemented Jointly, dem Pilotprojektprogramm des Kyoto-Protokolls, gegründet.

17 Der rechtliche Rahmen für Kooperativen wurde im Gesetz 8345 vom 25.03.2003 geregelt.

18 Siehe ARESEP, 2004.

19 Für einige Windkraftanlagen wurden lediglich steuerliche Anreize gesetzt.

20 Siehe Ley Orgánica del Ambiente 7554 von 1995, Artikel 58.

21 Siehe D22-26389 vom 25.03.2003.

Mit der Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls wurde für eine bessere Finanzierung der CDM-Projekte eine aus privaten Akteuren bestehende Organisation, die Asociación Costarricense de Implementación Conjunta (ASOCIC), gebildet. Die Mitgliedschaft in ASOCIC steht den größten nationalen Unternehmen im privaten und öffentlichen Bereich sowie der Forstwirtschaftskammer offen. Das OCIC ist ASOCIC in administrativen Fragen untergeordnet. Somit stellt die Ausgestaltung der DNA in Costa Rica einen Fall dar, bei dem gewisse Kompetenzen ausgelagert wurden, um auf das Know-how privater Institutionen zurückgreifen zu können.

Bis Ende Januar 2007 wurden zwei CDM-Projekte beim UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) registriert. Im Oktober 2005 wurde die Anlage Rio Azul zur Deponiegasgewinnung registriert. Die 3,7-MW-Anlage in der Hauptstadt San José befindet sich in Besitz der Unternehmensgruppe SARET, der die Durchführung des Projekts im Rahmen einer Ausschreibung von CNFL zugesprochen wurde.

Im März 2006 wurde zudem das Wasserkraftwerk Cote mit einer Leistung von rund 7 MW registriert. Die Anlage befindet sich in der nördlichen Provinz Guanacaste und wird vom staatlichen Unternehmen CNFL finanziert.²² Der produzierte Strom soll in das nationale Stromnetz eingespeist werden.

Das spanische Stromversorgungsunternehmen Union Fenosa hat im August 2006 die Registrierung des Wasserkraftwerks La Joya mit einer Kapazität von 50 MW bei der spanischen DNA erreicht. Die Registrierung bei UNFCCC steht noch aus.

4.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Aus dem aktuellen Plan zur Ausweitung der Elektrizitätsproduktion geht hervor, dass für den Zeitraum 2006 bis 2025 im Rahmen erneuerbarer Energieträger in erster Linie die Wasserkraft, gefolgt von Geothermie und Windkraft ausgebaut werden sollen. Zu einem geringeren Grad wird die Nutzung der Biomassen, insbesondere aus Biomasse (Bagasse), geplant. Die Solarenergie soll aus Kostengründen hingegen nur eine marginale Rolle spielen.

Wasserkraft

Die Schätzungen des technisch nutzbaren Wasserkraftpotenzials Costa Ricas liegen bei 5.800 MW. Die Nutzbarkeit wird allerdings eingeschränkt, da sich rund 800 MW des identifizierten Potenzials in Nationalparks befinden und die Wasserkraftnutzung dort gesetzlich verboten ist. Weitere 1.800 MW der potenziellen Leistung liegen in Gebieten, die von indigenen Volksgruppen bewohnt werden. Eine Umsetzung von Vorhaben in diesen Regionen wird von ICE als problematisch erachtet.

Die installierte Wasserkraftleistung lag Ende 2005 bei 1.304 MW. Rund 75 % der installierten Leistung entfallen auf große Wasserkraftwerke (> 50 MW), 20 % auf mittelgroße Kraftwerke zwischen 10 und 50 MW-Leistung und die verbleibenden 5 % auf kleine Wasserkraft mit weniger als 10 MW.

Staatliche Wasserkraftwerke

Der Wasserkraftwerkspark des staatlichen Elektrizitätsunternehmens ICE hat rund 1.000 MW Kapazität, die sich maßgeblich aus großen Kraftwerken zusammensetzen. ICE verfügt dabei über 11 Anlagen, die zwischen 1958 und 2002 ihren Betrieb aufgenommen haben und eine Kapazität zwischen 24 und 180 MW besitzen. Zudem ist ICE im Besitz von fünf kleinen Wasserkraftwerken²³, die akkumuliert über eine Leistung von 5,3 MW verfügen. Das staatliche Unternehmen CNFL besitzt drei Anlagen, die insgesamt eine Kapazität von 73 MW haben.²⁴

²² Die Projektkosten von rund 8,8 Mio. US\$ werden zu 76 % durch einen Kredit der American Bank for Economic Integration getragen.

²³ Es handelt sich um die Kraftwerke Cacao, Echandi, Avance, Lotes und Pto. Escondido.

²⁴ Es handelt sich um die Anlagen Daniel Gutiérrez (18 MW), Cote (7 MW) und Brasil (5 MW).

ICE setzt auch in Zukunft auf den Ausbau der Wasserkraft. 2007 soll mit Cariblanco ein 80-MW-Kraftwerk ans Netz gehen, gefolgt von der 128-MW-Anlage Pírris in 2009/2010. In Planung befindet sich zudem das Wasserkraftwerk Veraguas, dessen Leistung einmal 631 MW betragen soll und somit das mit Abstand größte Kraftwerk des Landes wäre. Die vorläufigen Machbarkeits- und Umweltverträglichkeitsstudien aus dem Jahr 2005 haben positive Ergebnisse hervorgebracht. Bis Ende 2008 soll die Vorbereitungsphase abgeschlossen werden. Die Gesamtkosten des Projekts werden auf knapp eine Milliarde US\$ geschätzt.

Private Wasserkraftwerke

Die beiden lokalen Versorgungsunternehmen JASEC und ESPH sind Eigentümer einiger kleiner Wasserkraftwerke, die zusammen eine Kapazität von 22,5 MW haben. Durch die Fertigstellung des Wasserkraftwerks Los Negros konnte ESPH die installierte Leistung um 17 MW erweitern.

Von dem Unternehmen Edificadora Beta wurden Kraftwerke für drei Kooperativen des Landes gebaut. Für Coopelesca wurde 1999 eine 8-MW-Anlage und 2003 Erzeugungsstätten mit 14 MW bzw. 5 MW in Betrieb genommen. Eine 17,5-MW-Anlage für die Kooperative Copeguanacaste befindet sich in Bau. 2007 soll zudem mit dem Bau eines 15-MW-Kraftwerks für die Kooperative Coopesanto begonnen werden. Weitere Projekte des Unternehmens sind in Planung. Die Kooperative Coneléctricas R.L. plant mit dem Bau des Wasserkraftwerks Pocosol die Erweiterung des Kraftwerksparks um 26 MW. Das 47-Mio. US\$-Projekt soll im ersten Halbjahr 2007 in Angriff genommen und bis Ende 2008 fertig gestellt werden. Durch weitere Wasserkraftwerke sollen die installierte Kapazität der vier Kooperativen auf 132 MW im Jahre 2010 ausgebaut und somit 80% der Nachfrage in den entsprechenden Versorgungsgebieten mittels Wasserkraft gedeckt werden.

Weitere private Akteure verfügten 2005 über Abnahmeverträge mit ICE, die sich zu 127 MW Wasserkraftleistung summierten. Mit der Fertigstellung der Projekte La Joya (50 MW) und El General (39 MW) im Jahre 2006, die im Rahmen von BOT-Verträgen errichtet wurden, ist der Anteil privater Erzeuger weiter angestiegen.

Windenergie

Das Windenergiepotenzial in Costa Rica wird von der Regierung auf 500 bis 600 MW geschätzt. ICE geht jedoch davon aus, dass aufgrund bestehender gesetzlicher Restriktionen das tatsächlich nutzbare Windenergiepotenzial bei 274 MW liegt, da sich in den Nationalparks viele geeignete Standorte für die Nutzung der Windenergie befinden, diese dort jedoch verboten ist. Die Windenergie wird in Costa Rica als geeignete Ergänzung zur Wasserkraft gesehen, da in der Sommerzeit stärkere Winde verzeichnet werden und so die Auswirkungen eventueller Trockenperioden auf die Stromproduktion gemindert werden können. Bereits zu Beginn der 1980er Jahre begann ICE mit der Evaluierung des nationalen Windenergiepotenzials. Es liegt eine relativ ungenaue Studie der Windverhältnisse vor, die eine Unterteilung in vier Windgeschwindigkeitsbereiche vornimmt.²⁵

Ende 2006 verfügte Costa Rica über eine installierte Windenergiekapazität von rund 70 MW. Die Windparks befinden sich mit Ausnahme des 20-MW-Windparks des ICE in Tejona in privater Hand. Alle vier in Betrieb befindlichen Parks liegen in der Umgebung des Arenal-Stausees im Norden des Landes.

Der kleinste Windpark Aeroenergia wurde vom gleichnamigen Unternehmen im Jahr 1998 eingeweiht und hat eine Leistung von 6,4 MW. Die Projektkosten beliefen sich auf 9,5 Mio. US\$. Für ein weiteres Projekt wurde bereits 1995 von der Inter-American Development Bank ein 18,7 Mio. US\$-Kredit zur Verfügung gestellt und so weltweit das erste private Windkraftprojekt ohne staatliche Unterstützung realisiert. Der 20-MW-Windpark, der sich aus 55 Anlagen zusammensetzt, ist in der Hand des Unternehmens Planta Eólica S.A.

25 Die Studie wurde 1983 vom Schweizer Unternehmen Electrowatt Engineering Services erstellt.

Der Windpark Movasa mit einer Gesamtleistung von 24 MW ging ebenfalls 1999 ans Netz. Der Park, bestehend aus 32 Anlagen mit einer Leistung von je 750 kW²⁶, gehört ERGA, einer Tochtergesellschaft des italienischen Energieversorgungsunternehmens ENEL. Der Abnahmevertrag mit ICE beläuft sich jedoch auf 20 MW. Bei einer Einspeisung unterhalb der vereinbarten Abnahmemengen drohen Strafzahlungen, die Mehrproduktion wird hingegen nicht vergütet.

Im Jahr 2002 wurde der letzte Windpark in Betrieb genommen. Der staatliche Windpark Tejona wird direkt von ICE betrieben. Er besteht aus 30 Turbinen des dänischen Herstellers Vestas mit einer Leistung von je 660 kW. Die Windgeschwindigkeiten am Standort liegen durchschnittlich bei 11,7 m/sec. Die Gesamtkosten des Windparks von 26 Mio. US\$ wurden zum Großteil von ICE selbst getragen (18,8 Mio. US\$) und im Rahmen eines Pilotprojekts für CDM-Projekte von dem niederländischen Stromversorger Essent (3,9 Mio. US\$) sowie vom GEF (3,3 Mio. US\$) unterstützt. Nach Angaben des Regulierers vom Januar 2007 werden die bestehenden Windenergieanlagen mit durchschnittlich 6,8€-ct/kWh (8,75 US-Cent/kWh) vergütet.

Das Unternehmen CNFL hat bei der Erstellung eines Entwicklungsplans für erneuerbare Energien bereits 2004 sechs geeignete Standorte für die Nutzung der Windenergie identifiziert. Mit einer Leistung zwischen 3 MW und 20 MW wurde von relativ kleinen Parks ausgegangen. Zudem wurden Windmessungen an den Standorten durchgeführt und Kostenabschätzungen vorgenommen. Konkrete Pläne zur Nutzung der Standorte lagen bis Ende 2006 nicht vor.

Im Rahmen des Plans zur Ausweitung der Elektrizitätsproduktion für die Jahre 2006 bis 2025 wurde der Zubau von weiteren 50 MW Windkapazität bis Ende 2008 geplant. Die Projektvergabe sollte über eine öffentliche Ausschreibung erfolgen, die bis Januar 2007 allerdings noch nicht abgeschlossen war. Auf dem Plan steht für die Folgejahre die Installation von weiteren 20 MW.

Biomasse

Das Potenzial der Biomassenutzung zur Elektrizitätsgewinnung wird von ICE auf 317 MW_e geschätzt. Die in der Zuckerindustrie anfallende Biomasse (Bagasse) soll in Zukunft verstärkt zur Stromproduktion verwendet werden. Momentan bestehen Verträge für die Aufnahme von Überschussstrom für die nachfolgenden zwei Anlagen, die auf der Nutzung von Bagasse operieren.

Die Anlage Ingenio El Viejo wird von der 1955 gegründeten Zuckerfabrik El Viejo S.A. betrieben und befindet sich in der Region Guanacaste, im Nordwesten des Landes. Das Heizkraftwerk mit 4 MW Leistung speist seit 1991 Strom ins Netz ein. Die zweite Anlage namens Taboga verfügt nach Angaben des Betreibers über eine installierte elektrische Leistung von 20 MW. Aufgrund der grenznahen Lage wird ein Teil der produzierten Elektrizität nach Nicaragua verkauft. Für beide Anlagen bestehen Stromabnahmeverträge mit ICE. Nach Angaben von ICE werden von den Betreibern Pläne zur Ausweitung der Kapazität erarbeitet.

Die Nutzung von Biogas zur Elektrizitätsproduktion wird bisher nur in dem Pilotprojekt Rio Azul erprobt, das gleichzeitig als erstes CDM-Projekt des Landes registriert wurde. Die seit 2004 installierte Anlage zur energetischen Verwertung von Deponiegas hat eine Leistung von 3,7 MW. Abgesehen von Bagasse wird Biomasse von ICE als "neue erneuerbare Energie" eingestuft, die aufgrund technischer und wirtschaftlicher Restriktionen nur begrenzt eingesetzt werden soll.

Solarenergie

Costa Rica verfügt über eine mittlere tägliche Sonneneinstrahlung von maximal 5,0 bis 6,0 kWh/m², die jedoch starken Schwankungen unterworfen ist. Photovoltaikanlagen werden in Costa Rica fast ausschließlich zur Elektrifizierung netzferner Regionen verwendet. Das theoretische Potenzial der Solarenergie in Costa Rica wird auf 10.000 MW geschätzt. Im Bereich der Forschung ist seit 1977 die Nationaluniversität Heredia aktiv. Zudem wird die Nutzung der Solarenergie durch Nichtregierungsorganisationen, wie dem costa-ricanischen Solarenergieverband, "Sol de Vida" und CEPRONA, gefördert.

2006 waren im Land 1.445 Anlagen zur Stromerzeugung installiert. Fast alle Anlagen werden in dezentralen Systemen eingesetzt und verfügen über eine Gesamtleistung von schätzungsweise 140 kW. Mit dem Solarprojekt San Antonio wurde von ICE eine erste Anlage zur Einspeisung in das Elektrizitätsnetz in Betrieb genommen. Die 2,4 kW leistenden PV-Module können jährlich etwa 3 MWh erzeugen. Nach Informationen des ICE sollen aufgrund der gewonnenen Erfahrungen ähnliche netzgekoppelte Anlagen mit insgesamt 500 kW Leistung an weiteren Standorten errichtet werden.

In netzfernen Gebieten hat ICE in Kooperation mit den Kooperativen des Landes fast 1.300 Solaranlagen installiert. Die Kooperative Coopeguanacaste hat in ihrem Versorgungsgebiet 170 weitere Solarsysteme installiert. Eine der größten PV-Anlagen wurde auf der Insel Caballo errichtet. Das aus 107 Modulen bestehende zentrale System versorgt die 200 Bewohner der Insel mit Strom für die Beleuchtung, zum Pumpen von Wasser und zur Eisproduktion für die Kühlung von Fisch.

Die Nutzung der Solarenergie zur Warmwasserbereitung steckt noch in den Kinderschuhen. Landesweit sind erst etwa 3.000 bis 4.000 m² Kollektorfläche installiert. Im aktuellen Energieplan hat sich die Regierung das Ziel gesetzt, die Nutzung von Sonnenenergie für die Erwärmung von Wasser weiter zu untersuchen. In nur wenigen Fällen wird die Sonnenenergie für das Destillieren von Wasser verwendet.²⁷

Geothermie

Das Geothermiepotezial des Landes wird in einigen Quellen auf bis zu 900 MW geschätzt. ICE geht hingegen lediglich von 235 MW aus, da bei der Analyse bereits restriktive Faktoren bedacht wurden. Dazu zählt in erster Linie die Tatsache, dass sich eine Vielzahl der geeigneten Standorte in Nationalparks im Norden des Landes befindet, der Betrieb von Anlagen an diesen Standorten jedoch gesetzlich verboten ist. Eine Gesetzesinitiative, die den Betrieb von Geothermieanlagen in Nationalparks ermöglichen sollte, hatte bisher keinen Erfolg. Ende 2005 verfügte Costa Rica

über eine installierte Geothermieleistung von 165 MW, mit der rund 15% der Stromnachfrage gedeckt werden konnten.

Untersuchungen für die Nutzung der Geothermie wurden in Costa Rica als Reaktion auf die erste Ölkrise bereits im Jahr 1974 initiiert. Die Vorbereitungen für den Bau eines ersten Geothermiekraftwerks nahe des Vulkans Miravalles wurden 1987 in Angriff genommen, bevor sieben Jahre später die erste Anlage Miravalles I mit einer Leistung von 55 MW in Betrieb ging. Im selben Jahr wurde ein zweites Kraftwerk mit dem Namen Boca de Pozo und einer Leistung von 5 MW in Betrieb genommen. Die Anlage wurde in den Jahren 1996 und 1997 um je 5 MW erweitert. Die beiden zuletzt errichteten Anlagen waren in Besitz des mexikanischen staatlichen Stromversorgers CNE, wurden 1998 jedoch wieder stillgelegt.

Der Komplex Miravalles wurde 1998 um das Kraftwerk Miravalles II mit ebenfalls 55 MW erweitert. Im Jahre 2000 folgte das Kraftwerk Miravalles III mit einer Leistung von 27,5 MW, das erstmals von privaten Investoren im Rahmen von BOT-Verträgen finanziert wurde.²⁸ Zuletzt wurde mit dem Kraftwerk Miravalles V der Kraftwerkskomplex im Jahr 2003 um 15 MW erweitert.

Ein weiteres Geothermiekraftwerk namens Las Pailas ist in Planung. Für die 35-MW-Anlage wurden bereits erfolgreich Tiefbohrungen durchgeführt. Das Kraftwerk soll nach dem Plan zur Ausweitung der Elektrizitätsproduktion 2011 betriebsbereit sein und im Rahmen eines BOT-Vertrags finanziert werden. Genaue Angaben über die Finanziere waren Ende 2006 noch nicht bekannt. 2013 soll das Kraftwerk dann um abermals 35 MW ausgebaut werden. Weitere Kraftwerke sind im Rahmen des Plans zur Erweiterung der Elektrizitätsproduktion nicht vorgesehen.

²⁷ Für eine detaillierte Aufzählung ausgewählter Solaranlagen in Costa Rica siehe Nandwani, 2006.

²⁸ Die Kosten von rund 65 Mio. US\$ werden vom privaten Konsortium um Oxbow Power, Marubeni Corp. & José Altmann getragen. Mit ICE wurde ein Stromabnahmevertrag über 15 Jahre geschlossen.

4.6 Ländliche Elektrifizierung

Angesichts des landesweiten Elektrifizierungsgrades von über 98 %, ist auch die ländliche Elektrifizierung Costa Ricas weit fortgeschritten, was einen Sonderfall in Mittelamerika darstellt. Zurückzuführen ist diese Entwicklung insbesondere auf die seit den 1960er Jahren aktiven Kooperativen. Die vier gemeinnützigen Organisationen wurden mit dem Ziel der ländlichen Elektrifizierung gegründet. Das Verteilungsnetz der Kooperativen ist insgesamt über 7.000 km lang und versorgt rund 150.000 Kunden. Das Versorgungsgebiet der vier Kooperativen erstreckt sich über 22 % des Staatsgebiets. Die wenigen ausschließlich auf Wasserkraft beruhenden Erzeugungsanlagen²⁹ decken jedoch nur 34 % der akkumulierten Nachfrage, sodass die zusätzlich nachgefragte Strommenge vom ICE bezogen werden muss. Durch den Zubau von Wasserkraftwerken soll die Eigenerzeugung bis 2010 auf 80 % der Nachfrage ausgebaut werden. Die Interessen der Kooperativen werden von der 1989 gegründeten Kooperative Coneléctricas R.L. vertreten, die als Dachverband fungiert.

Kooperation UNDP, ICE und MINAE

Die Regierung hat sich im Rahmen des nationalen Entwicklungsplans das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2010 alle Bürger Costa Ricas mit Strom zu versorgen. Um die verbleibenden 20.000 Haushalte zu erreichen, wurde im Rahmen einer Kooperation von UNDP (Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen), des ICE und des MINAE das nationale Programm für die Elektrifizierung netzferner Gebiete ins Leben gerufen, dass ausschließlich auf dezentral genutzten erneuerbaren Energien beruhen soll.

Das Programm ist in zwei Phasen untergliedert. In der ersten Phase soll durch die Schaffung eines institutionellen, finanziellen und normativen Rahmens im Energiesektor die ländliche Elektrifizierung mit Hilfe erneuerbarer Energien vorbereitet werden. In der zweiten Phase soll die Umsetzung der Projekte realisiert werden. Konkret wird die Elektrifizierung von 329 Gemeinden durch die Nutzung von kleinen Wasser-

kraftanlagen oder Photovoltaikanlagen ins Auge gefasst. 7.000 Familien sollen von dem Projekt profitieren, bei dem die Anlagen jeweils über weniger als 100 kW Leistung verfügen.

Für die erste Phase des Projekts, deren Kosten sich auf rund 2 Mio. US\$ belaufen, wurde vom GEF ein Zuschuss in Höhe von 1,15 Mio. US\$ bewilligt. Das ICE und das Umwelt- und Energieministerium steuern 660.000 bzw. 240.000 US\$ bei. Der Vertrag für das Projekt wurde im Mai 2005 vom ICE und Umwelt- und Energieministerium unterzeichnet. Im Rahmen von Pilotprojekten sollen 16 Gemeinden, die bislang weder über Netzanschluss noch über Dieselgeneratoren verfügen, mit Elektrizität versorgt werden.

Für eine systematische Elektrifizierung der verbleibenden Haushalte in Phase II hat das UNDP-Büro in Costa Rica in Kooperation mit dem GEF im Oktober 2006 ein Projekt ausgeschrieben. Die Bewerber sollen einen stringenten Plan zur umfassenden ländlichen Elektrifizierung erarbeiten. Dabei sollen die Standorte dargestellt werden, die über die Ausweitung des Verteilungsnetzes erreicht werden. Im Umkehrschluss müssen alle verbleibenden Standorte über die Nutzung dezentraler Erzeugungssysteme auf Basis erneuerbarer Energien elektrifiziert werden. Zudem sollen die kostenwirksamsten Optionen herausgearbeitet und Studien für die Umsetzung der ersten Projekte erarbeitet werden.

Währungskurs (27.01.2007):

1.000 Costa-Rica-Colón (CRC) = 1,546 Euro (EUR);

4.7 Literatur

- **ARESEP – Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos:**
Procedimiento para el otorgamiento de concesiones para explotar centrales de limitada capacidad, al amparo de la ley 2700 y sus reformas, Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Publicado en La Gaceta N° 14 del 21 de enero de 2004
- **Asamblea Legislativa de la República de Argentina:**
Participación de las cooperativas de electrificación Rural y de las empresas de servicios públicos municipales en el desarrollo nacional, Decreto Legislativo No. 8345 de 2003
- **CEPAL:**
Estrategia para el fomento de las energías renovables de energía en América Central, Naciones Unidas, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), LC/MEX/L.620, 2 de agosto de 2004
- **Henkel, K.:**
Frühzeitig erneuert, in: Neue Energie, 02/2006, S. 92-95
- **ICE – Instituto Costarricense de Electricidad:**
Plan de Expansión de Generación Eléctrica, enero de 2006, San José
- **Manso:**
Establishing a national authority (NA) for the Clean Development Mechanism (CDM): The Costa Rican Experience, OECD, 2003, Paris
- **Ministerio del Ambiente y Energía:**
IV Plan Nacional de Energía 2002-2016, Dirección Sectorial de Energía, Februar 2003, San José
- **Nandwani, S.:**
Use of solar energy in Costa Rica, in: Energy Policy Volume 31, Issue 5, April 2006, S. 689-701
- **Quirós:**
Visión energética regional de Centroamérica, Visión del ICE, Präsentation des Présidents des ICE Pedro Pablo Quirós, Central American Power – Integration, Trade, Regulation. November 2006, Institute of the Americas
- **PNUD/GEF:**
Proyecto:
Programa nacional de electrificación rural con base en fuentes de energía renovable en áreas no cubiertas por la red, octubre 2006
- **Romero-Peréz:**
La generación eléctrica privada en Costa Rica, Instituto de Investigaciones Jurídicas, Universidad de Costa Rica, 2004
- **UCCAEP:**
Modernización y Fortalecimiento del Sector Eléctrico, Union Costarricense de Cámaras y Asociaciones de las Empresas Privadas, enero 2005

4.8 Kontakte

Asociación Costarricense de Solar (ACES)
c/o Departamento de Física, Universidad Nacional
Heredia
Tel. +506 (277) 34 82
Fax +506 (277) 33 45
E-Mail: snandwan@una.ac.cr

Asociación Costarricense de Productores
de Energía (ACOPE)
Apartado 270-1007
Centro Colón
9no. piso
Oficina #6
Tel. +506 (258) 41 41
Fax +506 (258) 41 35/36
E-Mail: acopecr@racsa.co.cr

**Autoridad Reguladora de los
Servicios Públicos (ARESEP)**

Apartado: 936 1000
Sabana Sur
San José
Tel. +506 (220) 01 02
Fax +506 (290) 20 10
www.aresep.go.cr

**Clean Development Mechanism
Oficina Costarricense de
Implementación Conjunta (OCIC)
Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE)**

Calle 25
Avenida 8
Barrio Gonzalez Lahman
Apartado 10104-1000
San José
Director: Sr. Paulo Manso
E-Mail: pmanso@imn.ac.cr
Tel. +506 (258) 11 40/(222) 42 90
Fax +506 (222) 74 26/(223) 18 37
www.minae.go.cr/dependencias/ocic.htm

Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL)

Calle 1
Avenidas 5 y 7
S. José
Tel. +506 (295) 50 00
www.cnfl.go.cr

**Dirección Sectorial de Energía (DSE)
Secretaría de Planificación Subsectorial
de Energía de Costa Rica
Edificio de Oficinas Centrales del Ministerio
del Ambiente y Energía**

Sita calle 25
Avenidas 8 y 10
San José
Tel. +506 (257) 36 62
Fax: +506 (257) 24 34
E-Mail: dse@dse.go.cr
www.dse.go.cr

Instituto Costarricense de Electricidad – ICE

Apartado 10032-1000
Sabana Norte
San José
www.ice.go.cr

**Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)
Büro Costa Rica**

Apartado 8-4190
1000 San José
Tel. +506 (520) 15 35
Fax +506 (520) 15 28
E-Mail: gtz-costa-rica@gtz.de
www.gtz.de/de/weltweit/lateinamerika-
karibik/627.htm

Ministerio del Ambiente y de Energía (MINAE)

Apartado 10104
1000 San José
Tel. +506 (233) 28 75
Fax +506 (233) 23 34
E-Mail: prensa@minae.go.cr
www.minae.go.cr

**Oficina Costarricense de
Implementación Conjunta (OCIC)**

Apartado 7170-1000
La Uruca, San José
Tel. +506 (220) 00 36/ext. 346
Fax +506 (290) 12 38
E-Mail: crocic@sol.racsa.co.cr

In vielen Entwicklungs- und Schwellenländern existieren große Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Hindernisse für ihre Nutzung und den Einstieg ausländischer Investoren bilden u.a. mangelnde Kenntnisse der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie unzureichende Transparenz der Vorerfahrungen und Interessenlagen der nationalen Akteure. Solche Barrieren will diese vierte, aktualisierte und erweiterte Auflage überwinden.

Für 23 Länder aus den Regionen Lateinamerika, Afrika – Naher Osten und Asien werden die Elektrizitätsmärkte mit ihren jeweiligen Akteuren untersucht. Die energiepolitischen Rahmenbedingungen werden analysiert, der Status und die Förderpolitik für die Stromerzeugung auf Basis von Wasserkraft, Wind- und Sonnenenergie, Biomasse und Geothermie unter die Lupe genommen. Die Länderkapitel werden durch Informationen zur ländlichen Elektrifizierung abgerundet.

Deutsche Gesellschaft für
Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
Postfach 5180
65726 Eschborn
T +49 (0)61 96 79-1303
F +49 (0)61 96 79-80 1303
I <http://www.gtz.de>

