



Energiepolitische Rahmenbedingungen für Strommärkte und erneuerbare Energien

23 Länderanalysen Kapitel Brasilien

Eschborn, September 2007

gtz

Im Auftrag des



Bundesministerium für
wirtschaftliche Zusammenarbeit
und Entwicklung

**Energiepolitische Rahmenbedingungen für
Strommärkte und erneuerbare Energien**

**23 Länderanalysen
Kapitel Brasilien**

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

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

Weitere Informationen zum TERNÄ-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

2 Brasilien

2.1 Elektrizitätsmarkt

Installierte Kapazitäten

Die gesamte inländische Erzeugungskapazität lag Ende 2005 bei knapp 93,2 GW, Ende 2006 bei etwa 96,3 GW. Zusätzlich bestanden Ende 2005 vertragliche Vereinbarungen zum Import von 7,7 GW aus Argentinien und Paraguay. Knapp 6,9 GW dienten der reinen Eigenversorgung. Mehr als 50% der Erzeugungskapazität befinden sich in den drei Bundesstaaten Minas Gerais, São Paulo und Paraná.

	2001	2002	2003	2004	2005
Wasserkraft/ Wind	62.523	65.311	67.793	68.999	70.858
Thermische Kraftwerke	11.725	15.140	16.705	19.727	20.293
Kernenergie	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
Gesamt	76.255	82.458	86.505	90.733	93.158
Davon Eigen- versorgung	5.138	1.651	6.218	6.625	6.858

Tab 1: Stromerzeugungskapazitäten; Brasilien; 2001-2005; MW

Die insgesamt von der Regulierungsbehörde genehmigte Leistung des öffentlichen Versorgungssektors, unabhängiger Stromproduzenten sowie von Eigenversorgern, d.h. inklusive geplanter und im Bau befindlicher Vorhaben, betrug Ende 2006 rund 100,9 GW.

Typ	Genehmigte Leistung (ANEEL)		In Betrieb befindliche Leistung	
	Zahl der Anlagen	MW	MW	%
Großwasserkraft	156	73.349	71.885	74,66
Kleinwasserkraft	476	1.702	1.671	1,73
Thermische Kraftwerke	946	23.570	20.490	21,28
Kernkraft	2	2.007	2.007	2,08
Windenergie	15	239	237	0,25
Photovoltaik	1	20	20	0,02
Gesamt	1.596	100.887	96.310	100,00

Tab 2: Stromerzeugungskapazitäten; Brasilien; Genehmigte und in Betrieb befindliche Leistung Ende 2006; MW; %

Die weit überwiegende Zahl aller Erzeugungsanlagen speist in das großflächige Verbundnetz SIN ein. In den isolierten Versorgungsnetzen des Nordens und Nordostens betrieben Ende 2005 15 Versorgungsunternehmen einen Erzeugungspark von 2.533 MW in thermischen Anlagen und 636 MW in Wasserkraft.

In den letzten Jahren blieben die Investitionen in neue Kraftwerke und damit der Erzeugungszuwachs aufgrund unzureichender regulatorischer Bedingungen¹ und fehlender Preissignale teilweise deutlich hinter den Erwartungen und Anforderungen zurück. Gestiegene Umweltauflagen beim Bau von Staudämmen haben den Zuwachs im Wasserkraftbereich stark begrenzt bzw. erheblich zeitlich verzögert. Die mittelfristige Sicherheit der Stromversorgung wurde zudem durch die Krise im bolivianischen Gassektor belastet.

Seit 2004 beginnt sich deshalb die Differenz zwischen Kapazitätsbedarf und -angebot mit wachsender Geschwindigkeit zu verringern. Alleine zwischen 2005 und 2006 fiel die Leistungsreserve von 12% auf 6% und dürfte auch in 2007 weiter schrumpfen, sodass mit Versorgungsengpässen zu rechnen ist.

1 Die erst ab dem Jahr 2005 positiv verändert wurden.

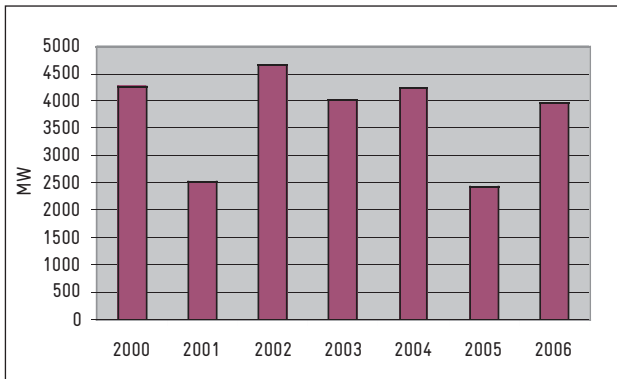


Abb. 1: Jährlicher Zubau neuer Erzeugungskapazitäten 2000-2006; Brasilien; MW²

	2001	2002	2003	2004	2005
Erdgas	6.907	9.097	9.073	14.681	13.898
Kohle	7.352	5.080	5.251	6.344	6.107
Diesel	4.010	4.697	5.640	6.868	6.630
Schweröl	6.070	4.492	1.625	1.390	1.613
Nuklear	14.279	13.836	13.358	11.611	9.855
Wasserkraft	262.655	274.338	294.274	308.584	325.053
Wind	35	61	61	61	93
Summe	301.318	311.601	329.282	349.539	363.248

Tab 3: Öffentliche Stromversorgung – Erzeugung; Brasilien; 2001-2005; GWh

Stromerzeugung

Das Stromaufkommen lag im Jahr 2005 bei insgesamt 442,3 TWh (plus 4 % gegenüber 2004). Dazu trug die Stromerzeugung der öffentlichen Versorgung 363,2 TWh bei (3,9 % über dem Vorjahresniveau), die Eigenerzeugung 39,8 TWh und der Stromimport (netto) 39,0 TWh. Die technischen und nicht-technischen Verluste der Stromversorgung lagen bei 66,8 TWh (15,1 %).

Die inländische Stromerzeugung (nur öffentliche Versorgung) basiert zu knapp 90 % auf Wasserkraft, der Rest entstammt fast ausschließlich thermischen Kraftwerken auf Kohle-, Gas- und Erdölbasis sowie zwei nuklearen Reaktoren (Tab. 2). Angesichts der Nationalisierungstendenzen in der bolivianischen Gaswirtschaft, von der Brasilien stark abhängig ist, ist gegenwärtig allerdings eher unsicher, ob der Anteil thermischer Kraftwerke auf Basis fossiler Brennstoffe in den kommenden Jahren weiter zunehmen wird.

Bezogen auf das gesamte Stromaufkommen (inkl. Eigenversorgung und Importe) basierten in 2005 gut 77 % auf (inländischer) Wasserkraft, alle anderen Energieträger blieben, wie in der folgenden Abbildung skizziert, jeweils deutlich unter 5 %.

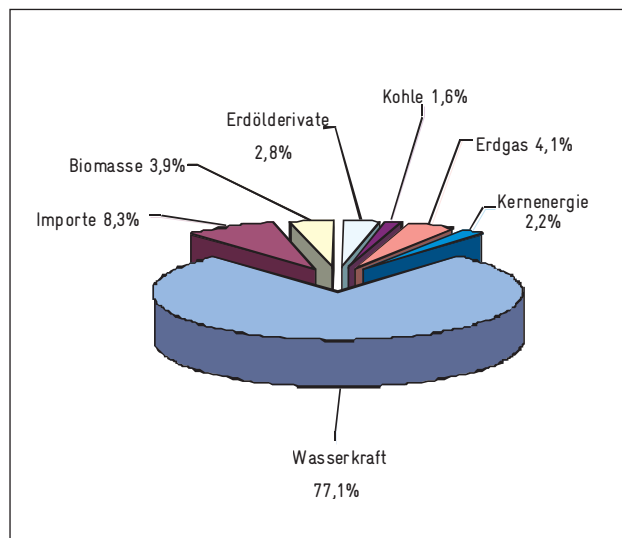


Abb. 2: Anteile der Energieträger am Gesamtstromaufkommen in %; Brasilien; 2005

Eigenversorgung

Die Energieträgerbasis für die Eigenversorgung ist aufgrund der Verbindung zum landwirtschaftlichen und industriellen Sektor sehr viel breiter gestreut und schließt vor allem auch die Nutzung organischer Reststoffe ein. Hauptenergieträger ist allerdings seit einigen Jahren die Kleinwasserkraft. Die Eigenversorgung hat sich in absoluten Zahlen während der letzten zehn Jahre mehr als verdreifacht und wies in diesem Zeitraum teilweise sprunghafte Zuwächse auf.

	2001	2002	2003	2004	2005
Erdgas	3.014	3.309	4.037	4.583	4.914
Kohle	242	247	185	236	245
Holz	585	677	626	660	618
Zuckerrohrbagasse	4.655	5.360	6.795	6.967	7.661
Schwarzlaug ³	3.111	3.515	3.881	4.220	4.482
Andere Abfallprodukte	3.925	4.184	4.157	4.501	5.513
Diesel	2.063	933	640	672	968
Schweröl	1.966	1.715	1.470	1.518	1.400
Koks	624	693	464	454	450
Wasserkraft	5.211	11.754	11.342	12.213	12.404
Andere	1.794	1.683	1.460	1.892	1.127
Gesamt	27.190	34.070	35.057	37.913	39.782

Tab 4: Eigenerzeugung; Brasilien; 2001-2005; GWh

Stromimport

Brasilien ist Netto-Stromimporteure und bezieht Strom ganz überwiegend aus Paraguay⁴ und Argentinien. Darüber hinaus bestehen Verbindungen mit geringer Kapazität nach Venezuela und Uruguay, über die Strom in regionale Netze eingespeist wird.

Stromübertragung

Das Übertragungsnetz hatte Ende 2005 eine Ausdehnung von 72.000 km und bestand aus Übertragungsleitungen auf den Ebenen 230-750 kV. Alle wesentlichen Erzeugungs- und Verbrauchszentren sind über dieses nationale Verbundnetz miteinander verknüpft. Allerdings kam es in den letzten Jahren aufgrund der geringen Übertragungskapazitäten zwischen dem Norden und Nordosten einerseits und dem Süden des Landes andererseits zu Engpässen in der Versorgung. Diese Engpässe werden durch den Neubau von Übertragungsleitungen nun schrittweise beseitigt.

Seit 1998 wurden von dem Regulierer ANEEL 28.263 km Übertragungsleitungen genehmigt, wovon inzwischen 23.132 km realisiert wurden (Februar 2007). Alleine in 2006 wurden knapp 3.200 km neu in Betrieb genommen. Für 2007 und 2008 sind neue Trassen von 2.644 bzw. 2.330 km Länge vorgesehen.

Stromverbrauch

Nach Jahren des Wachstums fiel das Stromangebot und demzufolge auch der Stromverbrauch in 2001 aufgrund knapper Wasserressourcen drastisch gegenüber dem Vorjahr. Erst in 2003 wurde wieder der Verbrauchswert des Jahres 2000 erreicht.

Insgesamt lag der Stromverbrauch in 2005 bei 373,5 TWh. Die konzessionierten Verteilungsunternehmen und Stromhändler (öffentliche Versorgung) lieferten hiervon rund 346 TWh. Der Zuwachs der aus dem öffentlichen Netz versorgten Industrie hielt sich allerdings aufgrund eines weiteren Ausbaus der Eigenversorgung in Grenzen. Ein Teil des Zuwachses bei der Stromlieferung durch öffentliche Versorger ist auch auf den Anschluss neuer Verbraucher durch Netzerweiterung in ländlichen Gebieten und die allgemeine demographische Entwicklung zurückzuführen.

3 Schwarzlaug (engl.: black liquor) ist ein flüssiges Rückstandsprodukt der Papier- und Zellstoffindustrie, das organische Reststoffe und Chemikalien enthält. Es wird zur Verbrennung und Dampferzeugung konzentriert, kann jedoch auch zur Biogaserzeugung dienen.

4 Von dem gemeinsam mit Paraguay betriebenen Wasserkraftwerk Itaipú, das jedem der beiden Länder zur Hälfte gehört.

	Stromverbrauch
Sektor	(TWh)
Haushalte	82,3
Gewerbe	52,9
Industrie	161,1
Übrige Kunden	49,8
Gesamt	346,1

Tab 5: Stromverbrauch nach Sektoren – Öffentliche Versorgung, Brasilien, 2005; TWh

Insbesondere im Haushaltsbereich nahm der Stromverbrauch zwischen 2000 und 2002 aufgrund der drastischen Sparmaßnahmen deutlich von 84 auf 73 TWh ab und konnte auch in 2005 mit 82,3 TWh noch nicht an sein altes Niveau anknüpfen. Der durchschnittliche Monatsverbrauch in den Haushalten fiel von 173 kWh in 2000 auf 142 kWh in 2005 und lag damit sogar niedriger als 1994. Damit ist auch der Anteil der Haushalte am Gesamtstromverbrauch auf mittlerweile 22,2% (2005) gesunken. Besonders deutlich ist der Rückgang des spezifischen Verbrauchs im Südosten/Mittelosten sowie im Nordosten des Landes.⁵ Interessanterweise ist der durchschnittliche Haushaltsverbrauch auch nach dem Ende der Stromkrise nur unwesentlich gestiegen.

Geografisch betrachtet konzentriert sich der Stromverbrauch vor allem auf die südöstliche Region mit den industriellen Ballungszentren sowie den mittleren Westen des Landes (Verbundnetz Südosten/Mittelwesten), wo insgesamt etwa zwei Drittel des nationalen Elektrizitätsbedarfs verwendet wurden.⁶

Seit Anfang der siebziger Jahre lag der Zuwachs im Stromverbrauch regelmäßig deutlich über den Wachstumsraten des Bruttosozialprodukts. Auch wirtschaftliche Krisen haben diese Entwicklung in der Vergangenheit nicht wesentlich dämpfen können. Erst die Stromkrise von 2001 und die gleichzeitige wirtschaftliche Schwäche Argentiniens haben diesen Trend durchbrochen.⁷ Trotz dieser Einbrüche gehen die Prognosen für den 10-Jahres-Zeitraum 2005-2015 im Referenzszenario der Ausbauplanung von einem durchschnittlichen Verbrauchswachstum von 5,2% pro Jahr aus. Damit wird 2015 von einem Gesamtverbrauch von rund 618 TWh (inkl. Eigenversorgung) ausgegangen. Langzeitprognosen sehen sogar einen Anstieg des Stromverbrauchs auf mehr als 990 TWh im Jahr 2030 voraus, wozu die öffentliche Versorgung mit knapp 900 TWh beitragen müsste.

Der Stromverbrauch der Eigenerzeuger lag in 2005 bei 27,4 TWh (inkl. des gewerblichen Bereichs), davon konsumierten Großverbraucher alleine 17,6 TWh.

Strompreise

Die durchschnittlichen Strompreise lagen im Mittel des Jahres 2006 bei 90 €/MWh (251 R\$/MWh) mit Schwankungen zwischen 82 €/MWh (228 R\$/MWh) im Süden und 95 €/MWh (263 R\$/MWh) im Norden. Für den Haushaltssektor lagen die Preise im Mittel bei 106 €/MWh (295 R\$/MWh), im Industriebereich bei 75 €/MWh (208 R\$/MWh).⁸ Anfang 2007 lagen die Tarife für Haushalte je nach Stromlieferant zwischen 8,6 €-ct (0,24 R \$) und 15 €-ct/kWh (0,42 R \$/kWh).

5 Der Rückgang beim Durchschnittsverbrauch von Haushalten im Nordosten ist allerdings auch auf den Neuanschluss von ländlichen Regionen mit geringem Stromabsatz zurückzuführen.

6 In den Inselnetzen, die vor allem die Siedlungszentren im Norden des Landes (Amazonasregion) versorgen (mit Manaus als größter Verbrauchseinheit) und Konzessionären unterstehen, wurden in 2005 nur 7,2 TWh konsumiert. Die Situation in kleineren Kommunen, die häufig auf der Basis von Dieselgeneratoren in Eigenregie Strom erzeugen, wird aufgrund der veralteten Anlagentechnik allgemein als prekär beschrieben.

7 Energieeffizienzprogramme haben den Stromverbrauch um etwa 20% und die Spitzenlast um 5GW gesenkt.

8 Diese Preise verstehen sich netto ohne Steuern und Abgaben.

Ausbauplanung

Nach zwei Auktionen für Stromlieferungen von Erzeugern an Verteilungsunternehmen auf der Basis neuer Regelungen von März 2004 ist sichtbar, dass signifikante neue Kapazitäten erst Ende dieses Jahrzehnts ans Netz gehen werden. Nach dem derzeitigen Ausbauplan 2006-2015 und den darin unterstellten Bedarfszuwächsen müsste sich die Stromerzeugungskapazität innerhalb dieser Dekade um bis zu 40 GW erhöhen. Dafür sind jährlich Investitionen im Umfang von etwa 6 Mrd. US\$ erforderlich. Interessanterweise wird für den kurzfristigen Angebotszuwachs große Hoffnung auf den Neubau oder die Leistungsverbesserung von Biomasseheizkraftwerken auf Basis von Bagasse gelegt – eine realistische Option auch angesichts der vorgeesehenen deutlichen Ausweitung des Zuckerrohranbaus in den kommenden Jahren.

Für den Zeitraum bis 2030 sehen Langzeitprognosen eine Zunahme der installierten Erzeugung für die öffentliche Versorgung auf 223 GW (inkl. Importe voraus). Demzufolge müssten im Zeitraum 2015-2030 netto etwa 100 GW neue Kapazitäten hinzugebaut werden.⁹ Etwa zwei Drittel des Zuwachses würde auf dem Ausbau der Wasserkraft beruhen, wozu auch einige Großkraftwerke gehören. Zudem wird in diesem Szenario auch von einer Wiederbelebung der Kernkraft sowie von einem erheblichen Ausbau thermischer Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger ausgegangen, wodurch sich der CO₂-Ausstoß im Energiebereich wesentlich erhöhen würde.

2.2 Marktakteure

Der brasilianische Elektrizitätsmarkt befindet sich seit einigen Jahren in einem starken Wandlungsprozess. Aus einem ursprünglich staatsmonopolistischen Versorgungssektor sollte nach Abschluss der Neustrukturierung ein weitgehend privatisierter, liberalisierter und auf Wettbewerb orientierter Dienstleistungsbereich hervorgehen. Die Privatisierung ist allerdings in den letzten Jahren nach dem Verkauf etlicher Verteilungsunternehmen weitgehend zum Erliegen gekommen und nimmt inzwischen den noch zentralstaatlich beherrschten Erzeugungsbereich ausdrücklich aus.

Gliederung des öffentlichen Stromsektors

Der (öffentliche) brasilianische Stromsektor gliedert sich im Wesentlichen in die staatliche Holding Eletrobrás mit dem binationalen Wasserkraftwerk Itaipú (Gemeinschaftsbetrieb mit Paraguay), einer Betreibergesellschaft für die Kernkraftwerke und drei großen Stromerzeugern als Tochtergesellschaften¹⁰, in zahlreiche unabhängige sowie bundesstaatliche Stromlieferanten, in eine größere Anzahl von Verteilungsunternehmen auf regionaler, d.h. zumeist bundesstaatlicher Ebene, und in eine Reihe von Versorgungsunternehmen mit Schwerpunkten in den größeren Städten.¹¹ Die regionalen und städtischen Versorger verfügen nur teilweise über eigene Erzeugungskapazitäten und kaufen zumeist ihren Strom bei den zentralen Stromproduzenten.

Eletrobrás verfügte Ende 2005 über 69% aller Übertragungsleitungen des Verbundnetzes und über 40% der brasilianischen Erzeugungskapazitäten. Letztere verteilten sich auf 29 Wasserkraftwerke, 15 thermische Kraftwerke sowie zwei Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 37.056 MW. In 2005 produzierten die Erzeugungsanlagen von Eletrobrás insgesamt 219 TWh Strom.

⁹ Diese Prognose beruht auf Berechnungen der Regierung und berücksichtigt nur zu einem kleineren Teil die Nutzung von Effizienzpotenzialen. Ein alternatives Szenario hat Greenpeace Brasilien vorgestellt, siehe www.greenpeace.org.br.

¹⁰ Furnas, CHESF und Eletronorte.

¹¹ Die drei größten dieser städtischen bzw. regionalen Versorger tragen allerdings zu fast 40% zum brasilianischen Stromaufkommen bei.

Erzeugungssektor

Der Erzeugungssektor wird vor allem von staatlichen Unternehmen dominiert. Anfang 2007 waren insgesamt 1.264 Stromerzeuger registriert (Gesellschaften mit Genehmigungen zur Stromerzeugung), darunter 91 öffentliche Versorger, 530 Erzeuger für den reinen Eigenbedarf, 71 Produzenten für Eigenbedarf und Überschusslieferung an das öffentliche Netz, 570 unabhängige Stromproduzenten und 71 Stromhändler mit Erzeugungstätigkeiten. Darunter befinden sich allerdings auch einige Gesellschaften, deren Einstieg in die Stromerzeugung noch aussteht.

Die Funktion von Eletrobrás ist trotz der beschnittenen Aufgabenfelder durch Ausgliederung eines Teils des Erzeugungs- und Verteilungssektors weiterhin bedeutsam. Für die wichtigen verbliebenen Unternehmen bildet sie das Dach einer Holdinggesellschaft und erfüllt mittlerweile wichtige Aufgaben als Finanzierungsinstitution für den Stromsektor.

Weitere Akteure

Verbundnetzbetreiber ONS

Der 1999 eingerichtete Verbundnetzbetreiber Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) sorgt für den diskriminierungsfreien Zugang der Marktteilnehmer zum Verbundnetz (Sistema Interligado Nacional – SIN) und für die Abstimmung zwischen Angebot und Nachfrage. Beteiligt sind an dieser privatrechtlichen Gesellschaft die Erzeuger, Verteiler, Stromhändler, die Großverbraucher und Vertreter der übrigen Verbrauchergruppen.

Regulierungsbehörde ANEEL

Ende 1997 wurde die neue unabhängige Regulierungsbehörde ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) ins Leben gerufen.¹² Ihre Aufgabe ist vorwiegend die Erarbeitung von Vorschlägen zur Erteilung von Konzessionen für Stromerzeugung und -verteilung, die Festlegung von Tarifen für Endkunden und die Ausstellung von Berechtigungen für den Netzzugang.

Ministerium für Bergbau und Energie – MME

Das Energieministerium (Ministério de Minas e Energia) ist auf Regierungsebene für den Energiesektor zuständig und wurde durch die Sektorreform von 2004 deutlich gestärkt. Das Ministerium ist nun wieder direkt für die Erteilung von Konzessionslizenzen auf Vorschlag von ANEEL zuständig. Es nimmt eine zentrale Rolle bei der Planung des Stromsektors ein und stimmt Angebot und Nachfrage im Rahmen des regulierten Strommarktes nach Vorlage von EPE (siehe nachfolgend) ab. Für das Programm PROINFA zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie für die ländliche Elektrifizierung ist das MME unmittelbar zuständig, auch wenn das operative Tagesgeschäft von Eletrobrás erledigt wird.

Gesellschaft für Energieforschung – EPE

Mit dem Gesetz 10.847 vom 15.3.2004 und der Neuordnung des Strommarktes wurde die Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Gesellschaft für Energieforschung) ins Leben gerufen.¹³ EPE ist ein rein staatliches Unternehmen, das direkt dem Energieministerium untersteht und Anfang 2005 die Arbeit aufnahm. EPE hat einen Teil der Aufgaben übernommen, die früher Eletrobrás übertragen waren, so zur Aufstellung von Ausbauplänen für Stromerzeugung und -übertragung, beschäftigt sich jedoch auch mit der Erarbeitung der nationalen Energiebilanz, mit der Ermittlung der Potenziale von Energiequellen, mit Studien zur optimalen Nutzung der Wasserkraftressourcen sowie mit der Datenerhebung im Energiesektor.

Nationaler Rat für Energiepolitik – CNPE

Der CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) ist ein Beratungsorgan, das den Staatspräsidenten bei allen relevanten energiepolitischen Fragen unterstützen soll. Es kann sich grundsätzlich zum gesamten Energiespektrum unter anderem durch Verabschiedung von Leitlinien äußern, was auch die Einbeziehung und Förderung von erneuerbaren Energien sowie beispielsweise die energetische Versorgung ländlicher Regionen mit einschließt.

¹² Auf der Grundlage des Gesetzes 9.427 von 1996. Struktur und Aufgaben von ANEEL sind umfassend in der Verordnung 2.335 vom 6. Oktober 1997 beschrieben. Eine teilweise Neuordnung erfolgte mit dem Gesetz 10.848 vom 15.3.2004.

¹³ Umsetzung durch Dekret 5.184 vom 16.08.2004.

Mit der Sektorreform wurde dem CNPE die Aufgabe übertragen, alle vom MME vorgelegten Planungen für prioritäre Versorgungsprojekte im Rahmen der Durchführung von Auktionen für den regulierten Strommarkt zu prüfen.

Stromhandelskammer – CCEE

Die Stromhandelskammer CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) ist Nachfolgerin des Großhandelsmarktes MAE¹⁴ und wurde mit dem Gesetz 10.848 vom 15.03.2004 und dem Dekret 5177 vom 23.08.2004 als privatrechtliche gemeinnützige Einrichtung gegründet. Sie untersteht der Regulierungsbehörde ANEEL und ist für den Stromhandel im Verbundnetz SIN zuständig. Als wichtigste Aufgabe obliegt ihr die Vorbereitung und Abwicklung der durch die Sektorreform eingeführten Handelsauktionen für den regulierten Teil des Strommarktes und die vertragliche Vereinbarung zur Stromlieferung mit den Erzeugungsunternehmen. Betrieb und organisatorische Struktur der CCEE wurden mit ANEEL-Resolution 109/2004 festgelegt, die auch die Bedingungen für den Stromhandel definiert.

Komitee zum Monitoring des Stromsektors – CMSE

Das CMSE (Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico) wurde innerhalb des MME als Antwort auf frühere Stromkrisen gegründet und soll in erster Linie dafür Sorge tragen, dass sich kurzfristig (bis 5 Jahre) Angebot und Nachfrage im Stromsektor durch eine planvolle und ökonomisch effiziente Entwicklung des Erzeugungs-, Transport- und Verteilungsbereiches in einer ausgewogenen Balance befinden. Bei absehbaren Versorgungsengpässen kann das Komitee beispielsweise die Einführung besonderer Preisanreize beschließen, um zusätzliche Erzeugungseinheiten in den Markt zu bringen.

2.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Privatisierung

1990 wurde das nationale Entstaatlichungsprogramm gestartet (Programa Nacional de Desestatização, Gesetz Nr. 8.031), in dem auch die Privatisierung von Bereichen der Stromerzeugung und -verteilung vorgesehen wurde, die Eletrobrás unterstanden. Mit den Konzessionsgesetzen 8987/95 und 9074/95 wurde 1995 die Basis für eine grundlegende Reform gelegt, die auch auf die Einrichtung neuer Regulierungsinstanzen abzielte. Mit der Privatisierung des Verteilungsunternehmens Escelsa 1995 wurde ein erster Schritt unternommen, dem zahlreiche weitere Veräußerungen vornehmlich an ausländische Investoren folgten. Im Zuge der Neuorientierung der Stromwirtschaft wurden von der Privatisierung allerdings Eletrobrás sowie die von ihr beherrschten Stromversorger Furnas, CHESF, Eletronorte, CGTEE (Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica)¹⁵ sowie die Übertragungsnetzbetreiberin Eletrosul per Gesetz ausgenommen.¹⁶

Begrenzung der Marktdominanz

Die ANEEL-Resolution 278 vom 19.7.2000 bestimmte, dass kein Stromerzeuger bzw. keines der ihn beherrschenden Unternehmen über mehr als 20 % der Gesamtkapazität des nationalen Netzes bzw. mehr als 25 % des südlichen Verbundnetzes und 35 % des nördlichen Verbundnetzes verfügen darf. Das Gleiche gilt für Stromverteiler. Eletrobrás verfügte Anfang 2007 über deutlich mehr als ein Drittel der Gesamtkapazitäten: die Tochtergesellschaft CHESF über knapp 11 % (10.615 MW), Eletronorte über gut 8 % (8.046 MW), Furnas über knapp 11 % (10.515 MW), das Wasserkraftwerk Itaipú über gut 7 % (7.000 MW) sowie die Tochterfirma Eletronuclear über 2 % (2.007 MW) der gesamten installierten Erzeugungskapazität.

Mit dem Gesetz 9648/98 und dem Dekret 2655/1998 zur Einrichtung des Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), der am 1.3.1999 seine Arbeit aufnahm, wurde eine weitere Grundlage für einen wettbewerbsorientierten Strommarkt geschaffen.¹⁷

14 Mercado Atacadista de Energia Elétrica.

15 CGTEE betreibt drei thermische Kraftwerke und gehört seit Juli 2000 zu Eletrobrás.

16 Gesetz 10.848 vom 15.3.2004., Art. 31.

17 Siehe Abschnitt „Weitere Akteure“.

Auktionen für langfristige Lieferverträge

Durch Verabschiedung des Gesetzes 10.848 vom 15.03.2004 und des Dekrets 5.163 vom 30.07.2004 trat die Reform des brasilianischen Elektrizitätssektors in eine neue Phase. Der ursprünglich etablierte liberale Großhandelsmarkt wurde durch ein neues Modell ersetzt, das eine stärkere staatliche Regulierung vorsieht. Eingeführt wurde die Verpflichtung für Verteilungsunternehmen, ab 2005 für 100 % ihres Bedarfs längerfristige Bezugsverträge mit Stromerzeugern auf der Basis von kompetitiven Auktionen abzuschließen. Damit verbunden ist die Verpflichtung für alle Stromverteiler mit Verkäufen von mehr als 500 GWh/a, sich von allen Beteiligungen an Erzeugungsstätten und Übertragungsleitungen zu trennen, um In-house-Geschäfte auszuschließen und größtmöglichen Wettbewerb zu ermöglichen. Grundsätzlich können sich alle Stromerzeuger an den jeweiligen Auktionen beteiligen, also auch neue unabhängige Stromproduzenten und Eigenversorger, die Überschussstrom anbieten.

Diese Auktionen werden in regelmäßigen Abständen, getrennt nach Stromlieferungen aus Altanlagen (mit ausgelaufenen Lieferverträgen) oder "neuen" Anlagen (Inbetriebnahme nach 1.1.2000 und ohne Lieferverträge vor dem 16.3.2004), und unterschieden nach Erzeugungsart durchgeführt und mit einer Preisobergrenze für bestimmte Versorgungsarten versehen. So lag beispielsweise die Preisgrenze für Strom aus Großwasserkraft bei der ersten Auktion (Altanlagen) im Dezember 2005 bei 42 €/MWh (116 R\$/MWh), während für thermische Kraftwerke ein 15 % höherer Grenzpreis festgelegt wurde. Bei der ersten Auktion für "Neuanlagen" im Juni 2006 wurden die Obergrenzen bei 50 €/MWh (140 R\$/MWh) für thermische Kraftwerke bzw. 45 €/MWh (125 R\$/MWh) für Wasserkraftwerke festgelegt. In diesem Fall lagen die vereinbarten Bezugspreise für Wasserkraft im Mittel bei 46 €/MWh (127 R\$/MWh), während sie für thermische Kraftwerke 47,5 €/MWh (132 R\$/MWh) betragen.

Für Altanlagen liegt die Vertragsdauer bei mindestens fünf Jahren, während sie bei "Neuanlagen" mind. 15 Jahre (thermische Kraftwerke) umfasst und bis zu 30 Jahren (Wasserkraftwerke) reichen kann.

Alle Angebote landen in einem gemeinsamen Pool, der Nachfrage und Angebot auf der Basis von Prognosen der Verteilungsunternehmen ausbalanciert und einen Durchschnittspreis ermittelt, sodass die Bezugspreise für alle Verteilungsunternehmen landesweit einheitlich sind. Eine zweite Auktion für konventionelle Großkraftwerke wurde in 2006 durchgeführt. Für Mai 2007 ist erstmals eine Auktion vorgesehen, die ausschließlich Anbieter von Strom aus Kleinwasserkraft, Biomasse und Windenergie anspricht.

Neben dem beschriebenen regulierten Markt zwischen Stromerzeugern und -verteilern besteht auch ein Markt mit frei verhandelten Verträgen und nicht-regulierten Preisen. Auf diesem Markt können sich ausgewählte Großverbraucher (Leistungsabnahme von mehr als 3 MW) und Stromhändler mit Elektrizität versorgen. Von der Zentralregierung, von Bundesstaaten oder von Kommunen dominierte Abnehmer sind in jedem Fall verpflichtet, vor dem Abschluss von Strombezugsverträgen eine öffentliche Ausschreibung vorzunehmen.

Konzessionen zum Stromverteilen

Konzessionen an Verteilungsunternehmen werden auf der Grundlage von öffentlichen Auktionen vergeben. Verteiler haben ein Vorrecht bei der Belieferung von Verbrauchern in ihrem Versorgungsgebiet, allerdings können große Verbraucher mit mehr als 3 MW Abnahmeleistung auch direkt Verträge mit Lieferanten auf dem "freien" (nicht-regulierten) Strommarkt abschließen.

Unabhängige Stromproduzenten und Eigenerzeugung

Mit der Verordnung 2003 vom 10. September 1996 wurde unabhängigen Stromproduzenten und Eigenerzeugern das Recht zur Betätigung eingeräumt. Unabhängige Stromerzeuger sowie Eigenversorger haben freien Zugang zum Verbundnetz und zu den Stromnetzen der Verteiler unter Zahlung der Transportentgelte.¹⁸ Zu deren Kalkulation hat ANEEL 1998 ein umfassendes Regelwerk erstellt, mit dem für jeden Einzelfall entsprechend den jeweiligen Parametern (Transportlänge, Spannungshöhe, Strommenge etc.) der Übertragungspreis gebildet wird.

Der unabhängige Stromproduzent kann seinen erzeugten Strom verkaufen an:

- den regulierten Strommarkt im Rahmen der oben beschriebenen Auktionen;
- Händler und Konsumenten, die nach den oben dargestellten Mindestleistungsanforderungen ihren Stromproduzenten frei wählen dürfen;
- Konsumenten, die gleichzeitig auch Wärme beziehen (also bei Kraft-Wärme-Kopplung);
- Verbrauchergemeinschaften im Einverständnis mit dem lokalen EVU;
- jeglichen Verbraucher, der beweist, dass er 180 Tage nach Abschluss eines Stromlieferungsvertrages nicht von dem örtlichen EVU versorgt wird.

Eigenversorger können mit Sondergenehmigungen Strom untereinander austauschen oder überschüssigen Strom im Rahmen des regulierten oder nicht-regulierten Strommarktes verkaufen. Eine gesetzliche Verpflichtung oder Präferenzregelung zur Aufnahme und Vergütung für Strom beispielsweise aus erneuerbaren Energiequellen, der an das Verbundnetz geliefert wird, besteht nicht.¹⁹ Aufgrund sehr hoher Spitzenlasttarife werden viele Eigenversorgungsanlagen primär zur Kappung dieser Spitzen und nicht in der Grundlastversorgung betrieben, sodass eine gleichzeitige Abdeckung des Wärmebedarfs oftmals unökonomisch ist.

2.4 Förderpolitik für erneuerbare Energien

Mit Gesetz 10.438 vom 26.4.2002²⁰ wurde das Programm PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) ins Leben gerufen, das in zwei Phasen den Stromankauf zu Vorzugsbedingungen von Anlagenbetreibern vorsieht, die erneuerbare Energien einsetzen und die erzeugte Elektrizität an das Verbundnetz liefern. Dabei richtet sich der Fokus ausdrücklich auf eine stärkere Markteteiligung unabhängiger Produzenten, die nicht von Konzessionären der öffentlichen Versorgung beherrscht werden.

Proinfa – 1. Phase bis Ende 2008

Ursprünglich jeweils 1.100 MW Windkraftanlagen, Kleinwasserkraftsysteme und Biomassekraftwerke sollten in der ersten Phase bis Ende 2008 den Betrieb aufnehmen und zu definierten Vergütungssätzen, die über 20 Jahre mit Eletrobrás vereinbart werden, Strom an das Verbundnetz liefern.

Die vom Energieministerium definierten Vergütungen müssen bestimmte Mindestsätze erfüllen, die sich an den durchschnittlichen Stromtarifen für Endverbraucher (Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final – TMNF) orientieren: mindestens 90 % für Windenergie, mindestens 70 % für Kleinwasserkraft und mindestens 50 % für Biomasse. Nach oben wurden die Vergütungen durch Maximalwerte begrenzt, die sich aus der gleichmäßigen Umlage der Mehrkosten auf alle Stromverbraucher ergeben. Dabei werden Verbraucher mit sehr niedrigem Stromverbrauch (bis zu 80 kWh/Monat) von jeder Mehrbelastung ausgenommen.

Eine besondere Anforderung stellt die Regelung dar, dass 60 % der Wertschöpfung der Anlagen national, also in Brasilien, erbracht werden müssen. Komponenten für die restlichen max. 40 % können steuerfrei importiert werden, allerdings nur, wenn es keinen brasilianischen Hersteller gibt und die Teile so speziell sind, dass sie nur für die im Rahmen von PROINFA geförderte Stromerzeugung Verwendung finden können. Andernfalls wird eine Importsteuer von 14 % fällig.

19 Eine Ausnahme hiervon bildet die Lieferung von Regenerativstrom, die im Rahmen von PROINFA vertraglich vereinbart wurde.

20 Teilweise geändert durch das Gesetz 10.762 vom 11.11.2003. Zur Umsetzung siehe Dekret 5.025 vom 30.3.2004.

Vergütungssätze und Auswahl der Projekte

Ende März 2004 wurden die Vergütungstarife für Anlagen bekannt gegeben, die im Laufe des Jahres 2006 in Betrieb genommen werden sollten.²¹ Dabei wurde vorgesehen, die Tarife bis zum Vertragsabschluss entsprechend der allgemeinen Preisentwicklung anzupassen.

Nach Angaben von Ende 2005 liegen die vereinbarten Vergütungssätze für Windstrom je nach Standort bei 86,3 bis 97,8 US\$/MWh, für kleine Wasserkraft bei 56,0 für Bagassestrom bei 44,9 und für Holzstrom bei 48,5 US\$/MWh.

Begrenzungen wurden hinsichtlich der unter PROINFA realisierbaren Projekte in jedem Bundesstaat (für Windenergie und Biomasse jeweils 220 MW, für Wasserkraft 165 MW) eingeführt.²² Während bei Kleinwasserkraft und Biomasse unabhängige autonome Produzenten Vorrang genossen, sollten bei Windenergie autonome Produzenten und nicht-autonome Produzenten gleichermaßen zum Zuge kommen (jeweils max. 550 MW).

Nach zwei öffentlichen Aufrufen wurden bis Januar 2006 insgesamt 144 Projekte unter Vertrag genommen. Dabei blieb die Quote für Biomasse mit nur 685 MW unerfüllt, da die angebotene Vergütung von Betreibern für zu niedrig und die vertragliche Laufzeit von 20 Jahren als zu lang betrachtet wurde. Die für Kleinwasserkraft und Wind vorgesehenen Anteile konnten aus diesem Grund aufgestockt werden. Die mit Verträgen durch Eletrobrás ausgestatteten Projekte können insgesamt rund 12.000 GWh/a im Gegenwert von ca. 1,8 Mrd R\$ bereitstellen, davon gut 1.800 GWh aus Anlagen mit weniger als 15 MW und 10.200 GWh aus Anlagen mit mehr als 15 MW Leistung. Allerdings lässt sich bereits absehen, dass voraussichtlich nur maximal 139 Projekte realisiert werden. Ob für alle diese Vorhaben der Zeitplan bis Ende 2008 eingehalten werden kann, ist ebenfalls offen.²³

	Installiert im März 2005	Neu durch Proinfa			Installiert Ende 2008 (Prognose)
	MW	Anzahl	MW	Investitionen R\$	MW
Klein-Wasserkraft	2.200	63	1.191	3,6	3.391
Windenergie	28	54	1.423	5,5	1.451
Biomasse	3.070	27	685	1,0	3.725
Summe	5.298	144	3.299	10,1	8.567

Tab 6: Stromerzeugende Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien; Voraussichtliche Entwicklung im Rahmen von PROINFA

Zusätzlich hat die nationale Entwicklungsbank BNDES für PROINFA-Projekte auf Basis von Wasserkraft und Windenergie für maximal zwölf Jahre zinsgünstige Kredite im Umfang von insgesamt 5,5 Mrd. R\$ bereitgestellt, durch die maximal 80% der Investitionskosten abgedeckt werden können. Allerdings müssen für eine Bewilligung 60% der Wertschöpfung für die Anlagen (nicht für das Gesamtprojekt) in Brasilien erbracht werden. Bis Ende Oktober 2006 hatte die BNDES Fördermittel in Höhe von 3,6 Mrd. R\$ freigegeben.

Proinfa – 2. Phase

In der nach Erreichung des Ziels von 3.300 MW vorgesehenen zweiten Phase sollen weitere Vorhaben realisiert werden, um in einem Zeitraum von zwanzig Jahren einen Anteil von 10% am jährlichen Strombedarf durch erneuerbare Energien (ohne große Wasserkraft) sicherzustellen. Mindestens 15% des jährlichen Zuwachses bei der Stromerzeugung sollen den beschriebenen Quellen entstammen. Dabei sollen sich die über ebenfalls 20 Jahre von Eletrobrás garantierten Ankaufpreise an den Erzeugungskosten neuer Wasserkraftanlagen mit mehr als 30 MW sowie neuer Erdgaskraftwerke orientieren. Ob diese Phase in der vorgesehenen Weise durchgeführt wird, erscheint allerdings derzeit fraglich, da nach der Sektorreform von 2004 zunehmend auf einen marktwirtschaftlichen Wettbewerb gesetzt wird,

21 Ministerio de Minas e Energia, Portaria No. 45 vom 30.3.2004.

22 Hierbei ist allerdings eine Verlagerung und ein Überschreiten möglich, sofern diese Quote in einzelnen Bundesstaaten nicht ausgeschöpft wird.

23 Der ursprüngliche Termin Jahresende 2006 für die späteste Fertigstellung der PROINFA-Projekte wurde bereits zweimal verschoben.

der den Bereich erneuerbarer Energien nicht ausklammert. Zudem dürften angesichts der momentanen Preise für Stromlieferungen aus großen Wasserkraftanlagen bestimmte erneuerbare Energien (z.B. Windenergie) nur schwerlich wettbewerbsfähig sein.

Strombezugsverträge auf der Basis von Ausschreibungen

Im Mai 2007 wurde erstmals eine Auktion durchgeführt, die sich ausschließlich an Anbieter mit so genannten "Neuanlagen" und Strom aus erneuerbaren Energien richtet. Im Vorfeld der Interessenbekundung wurden 143 Angebote von Stromproduzenten registriert, die insgesamt eine Leistung von 4.570 MW erbringen könnten. Fast alle Biomasseanlagen (41 von 42) verwenden Bagasse als Primärenergie. Wenig Chancen wird allerdings den zahlreichen Angeboten für Windenergie gegeben, da die preisliche Obergrenze auf 50 €/MWh (140 R\$/MWh) festgelegt wurde und damit deutlich unter den im Rahmen von PROINFA vereinbarten Vergütungssätzen liegt.

ANEEL-Resolutionen

Durch ANEEL-Resolution 245 vom 11.8.1999 ist ein ursprünglich zur Abfederung der hohen Kostenbelastungen in netzfernen Regionen eingerichteter Fonds zur Nutzung von fossilen Energien in Inselnetzen ("Conta Consumo de Combustíveis Fósseis" – CCC) auf die Finanzierung erneuerbarer Energien ausgeweitet worden, sofern durch diese Erdölprodukte in Inselnetzen des Nordens ersetzt werden.

Mit dem Gesetz 10.438 vom 26.4.2002 (Art. 17) und der ANEEL-Resolution 219 vom 23.4.2003 wurde festgelegt, dass bei Nutzung von Wasserkraft, Biomasse und Windenergie in Leistungseinheiten zwischen 1 und 30 MW die Transport- und Verteilungstarife nur maximal 50% der normalerweise anzusetzenden Preise betragen dürfen. Diese Regelung wurde mit dem Gesetz 10.762 vom 11.11.2003 auf Wasserkraftanlagen bis 1 MW sowie generell auf Windenergie- und Biomasseanlagen bis 30 MW erweitert.

Energia Produtiva

Im September 2003 startete das internationale Entwicklungsinstitut Winrock mit Unterstützung von USAID das Programm "Energia Produtiva" (2003-2007), an dem acht brasilianische Institutionen beteiligt sind, die dem seit Juni 2000 bestehenden Netzwerk RENOVE²⁴ angehören. Ziel des Programms ist die Nutzung erneuerbarer Energien im Norden und Nordosten des Landes zur Erschließung oder Erweiterung produktiver Tätigkeiten.

Clean Development Mechanism

Brasilien hat die Klimarahmenkonvention im Februar 1994 und das Kyoto-Protokoll im August 2002 ratifiziert. Ein erster nationaler Klimaschutzreport wurde mit mehrjähriger Verspätung erst im November 2004 vorgelegt. Für den Klimaschutz und damit auch für CDM-Vorhaben ist seit Juli 1999 eine interministerielle Kommission unter Federführung des Ministeriums für Wissenschaft und Technologie zuständig (Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima – CIMGC). Diese Kommission hat auch den Status als Designated National Authority (DNA) für Brasilien erhalten. Eine Beteiligung des Privatsektors wie auch von Nichtregierungsorganisationen erfolgt über das Brasilianische Forum zum Klimawandel (Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas). Eine wesentliche Rolle bei der Auswahl von CDM-Projekten kommt auch dem Umweltministerium zu.

Bis Anfang 2007 wurden der CIMGC insgesamt 205 CDM-Projekte unterbreitet, davon hatten 111 bis zu diesem Zeitpunkt eine Bewilligung erhalten. 46 Vorhaben beschäftigen sich mit dem Einsatz verschiedener erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung, weitere 67 mit dem Einsatz von Bagasse in Heizkraftwerken. 18 Projekte sahen die Gewinnung und Nutzung von Deponiegas vor. Von allen auf nationaler Ebene als CDM-Maßnahme bewilligten Energieprojekten waren Anfang 2007 2.164 MW bereits realisiert, darunter 938 MW auf der Basis von Bagasse, 474 MW mit Kleinwasserkraft und 290 MW mit Großwasserkraft (über 30 MW).

24 Rede Nacional das Organizações da Sociedade Civil para as Energias Renováveis, www.renove.org.br.

Von 561 insgesamt vom CDM-Exekutivbüro registrierten Projekten im März 2007 stammten 94 aus Brasilien, womit Brasilien in der globalen Rangliste den zweiten Platz hinter Indien einnimmt. 85 dieser Vorhaben können dem Bereich Erneuerbare Energien zugeordnet werden. Darunter befinden sich 16 Projekte zur Kleinwasserkraft, vier Vorhaben zur Nutzung von Windenergie, 10 Projekte im Bereich Deponiegasnutzung, 20 Projekte zur Verwendung von Biogas im Agrarbereich, 25 Vorhaben zum Einsatz von Bagasse, 9 Projekte zum Einsatz von Holzresten, Sägespänen und Frischholz sowie ein Projekt zur Verwertung von Reishülsen.

2.5 Status der erneuerbaren Energieträger

Der Nutzung erneuerbarer Energien gebührt traditionell in der Stromerzeugung wie auch in der ländlichen Energieversorgung Brasiliens ein hoher Stellenwert. In jüngerer Zeit haben die Anstrengungen zur Erschließung erneuerbarer Energien (insbesondere Sonne, Wind und Biomasse) im Forschungs- und Entwicklungsbereich wie auch bei der anwendungsorientierten Umsetzung deutlich zugenommen. In den urbanen und industrialisierten Zentren treten Anwendungen zur Nutzung der reichlich vorhandenen regenerativen Ressourcen allerdings bisher kaum in Erscheinung.

Wasserkraft

Das Wasserkraftpotenzial wird mit theoretisch verfügbarem rund 260 GW angegeben und konzentriert sich vor allem auf die Nordregion (Amazonasgebiet, ca. 40 %), den Süden und Südosten Brasiliens. Ausgeschöpft wird dieses Potenzial gegenwärtig zu etwas mehr als einem Viertel (71 GW), womit Wasserkraft zu mehr als 40 % zum Primärenergieaufkommen und zu fast 90 % zur Stromerzeugung beiträgt. Weitere sieben große Wasserkraftwerke mit insgesamt 1,7 GW befanden sich Ende 2006 im Bau. Mehr als die Hälfte des Ausbaus der Stromerzeugung wird in den kommenden Jahren auf Wasserkraft beruhen. Zusätzliche 90 GW gelten als gesichert, allerdings lassen sich bei Investitionskosten bis 4.100 US\$/kW und mittleren Erzeugungskosten

von bis zu 60 US\$/MWh derzeit nur etwa 61,3 GW wirtschaftlich nutzen. In der Praxis erschließbar ist das gesamte Energievolumen über die bereits in Betrieb befindlichen Wasserkraftwerke hinaus nur zu einem kleineren Teil, da der Eingriff in die Natur zum Bau von Stauseen vor allem im flachen Norden in vielen Fällen unververtretbar erscheint. Im Süden und Südosten werden dagegen bereits jetzt über 50 % der vorhandenen Kapazitäten genutzt.

Langzeitprognosen schätzen die installierte Erzeugungskapazität aus Wasserkraft für 2015 auf knapp 100 GW, d.h. dass in den nächsten Jahren im Mittel jeweils 3.100 MW neu ans Netz gehen müssten. Bis 2030 wird ein Ausbau auf 156,3 GW erwartet.

Kleinwasserkraft

Wasserkraftwerke zwischen 1 und 30 MW werden als Kleinwasserkraftanlagen bezeichnet und bedürfen, sofern der zugehörige Stausee nicht größer als 3 km² ist und sie von unabhängigen Stromproduzenten oder zur Eigenversorgung betrieben werden, nur einer einfachen stromrechtlichen Genehmigung, die dem ersten geeigneten Antragsteller gewährt wird.²⁵ In Ausnahmefällen können auch öffentliche Auktionen durchgeführt werden. Konzessionen werden für einen Zeitraum gewährt, der eine Refinanzierung der Investitionen erlaubt, maximal jedoch für 35 Jahre.

Kleinwasserkraftanlagen sind derzeit vor allem in den bergigen Regionen des Südens und Südostens des Landes konzentriert.

Trotz der Investitionsanreize und der hohen Zahl stromrechtlicher Genehmigungen (3.380 MW von 1998 bis Ende 2005) blieb der Zubau in den letzten Jahren sehr begrenzt. Für 2005 wird eine installierte Leistung von 578 MW genannt. Allerdings ist zu erwarten, dass im Rahmen der ersten Phase von PRO-INFA bis Ende 2008 mindestens 1.000 MW neu errichtet werden. Bis Ende 2006 hatten von den vertraglich vereinbarten 63 Projekten 9 Anlagen mit insgesamt 162,3 MW den Betrieb aufgenommen.

25 ANEEL-Resolution 394 vom 4.12.1998 und 395/1999. Nach ANEEL-Resolution 652 vom 9.12.2003 sind in besonders definierten Fällen auch größere Stauseen zugelassen.

Insgesamt wird das Potenzial für Kleinwasserkraftwerke auf 7 bis 14 GW beziffert. Es wird geschätzt, dass sich alleine 700 MW durch Erweiterung und Verbesserung bestehender Anlagen sowie durch Reaktivierung stillliegender Kraftwerke erschließen lassen. Langfristige Prognosen sehen bis 2020 einen Ausbau auf 2.770 MW und bis 2030 auf 7.770 MW voraus.

Förderung von Kleinwasserkraftanlagen

Verschiedene Anreize sollten in den letzten Jahren den Bau neuer Kleinwasserkraftwerke anregen:

- Für Stromtransport und -verteilung sind maximal 50 % der normalen Tarife zu zahlen, wobei sogar 100 % Rabatt für Kleinwasserkraftanlagen gewährt wurden, die bis Ende 2003 in Betrieb gingen.
- Befreiung von Ausgleichszahlungen für überflutete Gebiete sowie von Steuerzahlungen für die Wassernutzung.
- Verbraucher mit einem Bedarf von 500 kW (bzw. 50 kW bei Inselversorgung) oder mehr können freie Verträge aushandeln, wobei bis zu 49 % der bezogenen Elektrizität aus anderen Quellen stammen darf.

Windenergie

Trotz guter bis sehr guter Windenergiebedingungen befindet sich die Nutzung zur Stromerzeugung in Brasilien noch in den Anfängen. Ende 2006 betrug die gesamte installierte Leistung, verteilt auf relativ wenige Standorte, gut 236 MW. Bei Ausschöpfung aller vertraglich vereinbarten Vorhaben im Rahmen von PROINFA ist mit einer installierten Leistung von 1.450 MW bis Ende 2006 zu rechnen.

Das technisch erschließbare Erzeugungspotenzial wird auf mehr als 140 GW, die aus Windkraft zu gewinnende Strommenge auf 272 TWh jährlich geschätzt. Nicht zuletzt die Küstenbereiche im Norden und Nordosten, an denen mittlere Windgeschwindigkeiten von 8 m/s und mehr in 50 m Höhe gemessen werden, sind bestens für eine Windenergienutzung geeignet.

Wie bereits oben ausgeführt, gilt für alle Windkraftanlagen und -parks bis 30 MW, dass sie nur 50 % der üblichen Tarife für Übertragung und Verteilung bezahlen müssen.

Windmessungen

Die meisten windhöffigen Gebiete sind unter anderem aufgrund internationaler Programme gut erfasst und dokumentiert. Bereits 1990/91 wurden im Rahmen des TERNA-Programms der GTZ gemeinsam mit dem regionalen Stromversorger COELCE an drei Küstenstandorten im Bundesstaat Ceará²⁶ Windmessungen vorgenommen, die ein hervorragendes Windpotenzial mit hoher Stetigkeit auswiesen. Ein erster Windatlas für den Nordosten wurde 1998 vom Brasilianischen Zentrum für Windenergie publiziert.

Auf bundesstaatlicher Ebene liegen Windatlanten für Ceará, Paraná und Bahia vor. Die erste Fassung eines gesamtbrasilianischen Windatlas des Referenzzentrums für Solar- und Windenergie CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito) im Forschungszentrum für Elektroenergie (CEPEL) wurde in 2002 abgeschlossen. Dieser Atlas beruht auf Messungen verschiedener Versorgungsunternehmen und anderer Akteure.

Mit dem Brasilianischen Zentrum für Windenergie in Recife, das über eine Testanlage verfügt, und CRESESB in Rio de Janeiro existieren wichtige Know-how-Träger. Auch akademische Institutionen in anderen Bundesstaaten nehmen sich verstärkt der Windenergie an und tragen zur Qualifizierung von Fachleuten bei. Mit deutscher Hilfe (InWEnt und Deutsches Windenergie-Institut) wurden in der Vergangenheit wiederholt Schulungsmaßnahmen für brasilianische Energie- und Finanzexperten durchgeführt.

26 Siehe www.seinfra.ce.gov.br.

Stand der Windnutzung

Aufgrund der ersten im Rahmen von PROINFA in 2006 installierten Anlagen hatte die installierte Windkraftkapazität einen deutlichen Zuwachs zu verzeichnen. Bis Ende des Jahres gingen 208 MW verteilt auf 5 Standorte neu ans Netz, die meisten davon im südlichsten Bundesstaat Rio Grande do Sul (Tab. 7). Alle Anlagen wurden von der Enercon-Tochter Wobben Windpower geliefert.

Die Windparks Osório sowie Água Doce wurden mittlerweile auch als CDM-Vorhaben registriert, außerdem ein weiterer kleiner Windpark (Horizonte) in Santa Catarina mit 4,8 MW, der bereits in 2003 fertig gestellt wurde, sowie drei Anlagen mit insgesamt 1,8 MW in Macau im Bundesstaat Rio Grande do Norte, die ebenfalls seit 2003 in Betrieb sind und Strom für Erdöl-pumpen des staatlichen Konzerns Petrobrás liefern.

Standort	Bundesstaat	Leistung	Turbinen	Betriebsbeginn	Betreiber
Água Doce	Santa Catarina	9,0 MW	15 x 600 kW	2005/2006	CENAEEL
Rio do Fogo	Rio Grande do Norte	49,6 MW	62 x 800 kW	Juli 2006	Iberdrola / Enerbrasil
Osório	Rio Grande do Sul	50,0 MW	25 x 2.000 kW	Juni 2006	Elecnor / Enerfin / Ventos do Sul
Sangradouro	Rio Grande do Sul	50,0 MW	25 x 2.000 kW	Sept. 2006	Elecnor / Enerfin / Ventos do Sul
Índios	Rio Grande do Sul	50,0 MW	25 x 2.000 kW	Nov. 2006	Elecnor / Enerfin / Ventos do Sul

Tab 7: Im Rahmen von PROINFA in 2006 errichtete Windkraftanlagen

Die insgesamt 54 mit Stromkaufverträgen durch Eletrobrás ausgestatteten PROINFA-Vorhaben im Windbereich verteilen sich wie folgt auf die Bundesstaaten:

- Santa Catarina – 11
- Ceará – 14
- Pernambuco – 5
- Paraíba – 13
- Rio Grande do Sul – 5
- Rio Grande do Norte – 3
- Rio de Janeiro – 2
- Piauí – 1

Interessanterweise gibt es in einigen ebenfalls windreichen Bundesstaaten im Nordosten, wie Alagoas, Bahia und Sergipe, keinerlei Windprojekte, die im Rahmen von PROINFA zur Auswahl kamen.

Als problematisch für eine zügige Realisierung erweist sich unter anderem die Anforderung eines 60%-Anteils nationaler Wertschöpfung bei allen Vorhaben. Da bislang nur mit Anlagen des einzigen in Brasilien ansässigen Turbinenherstellers Wobben Windpower diese Bedingung erfüllt werden kann, zeichnet sich hier ein deutlicher Engpass ab. Ab dem zweiten Halbjahr 2007 wird voraussichtlich auch die deutsche Firma Fuhrländer mit der Fertigung von Windkraftanlagen in Brasilien beginnen.

Aktuelle Langzeitprognosen sehen bis 2015 keinen Ausbau der Windenergie über die geplante erste Phase von PROINFA hinaus. Für den folgenden Zeitraum bis 2030 wird unter der gegenwärtigen Kostensituation ein Ausbau von nicht mehr als 3.300 MW erwartet, also lediglich 220 MW pro Jahr.

Biomasse

Brasilien verfügt über weit reichende Biomasseressourcen, die bereits heute zu fast einem Viertel zum Primärenergieverbrauch und zu etwa 2% zum Stromaufkommen beitragen. Allerdings erfolgt die Nutzung derzeit häufig noch in nicht nachhaltiger Form, zum Beispiel durch Verbrennung von Holzkohle ohne gezielte Wiederaufforstung.

Auch für alle Biomasseanlagen bis 30 MW gilt, dass nur 50% der Tarife für Übertragung und Verteilung zu zahlen sind.

Nutzung von Biomasse

Bislang kommt Biomasse zur Stromerzeugung vor allem in der industriellen Eigenversorgung zur Anwendung. Dabei überwiegt der Einsatz von Bagasse aus der Zucker- und der (damit verbundenen) Alkoholproduktion²⁷ und die Verwertung von Reststoffen in der Holz- und Papierindustrie. Etwa drei Viertel der Strom erzeugenden Biomasseanlagen mit einer Gesamtkapazität von mehr als 3.000 MW (März 2005) sind Heizkraftwerke, wobei hierbei fast ausschließlich Bagasse zum Einsatz kommt und Stromüberschüsse zur Lieferung ans Verbundnetz nur in begrenztem Maße und nur saisonal (sechs bis sieben Monate pro Jahr) bereitstehen.

Bei der Verwertung von Biomasse zur Stromerzeugung und Lieferung von Überschussstrom an das öffentliche Netz hat sich das Programm PROINFA nur bedingt als förderlich erwiesen, da die vorgesehene Vergütungsregelung weitgehend als unzureichend betrachtet wurde. Bis Ende 2006 hatten von den vertraglich vereinbarten 22 Projekten (mit insgesamt 685 MW) 15 Anlagen mit insgesamt 414 MW den Betrieb aufgenommen.

Mehr Hoffnung wird nun in die anstehenden Ausschreibungen für neue Erzeugungskapazitäten gelegt, in Verbindung mit einer anteiligen Finanzierung durch den Verkauf von Emissionszertifikaten im Rahmen von CDM.

Stromerzeugung durch Verwertung von Bagasse

In 2005 standen insgesamt 106,5 Mio. Tonnen Bagasse für Energiezwecke zur Verfügung. In den Anlagen der Zuckerindustrie wurden daraus rund 7.660 GWh Strom erzeugt. In 2006 verfügten insgesamt 248 Zuckerraffinerien über eine Genehmigung als Eigenversorger, die größtenteils auch eine Autorisierung als unabhängige Stromproduzenten besitzen (mit Lieferung von Überschussstrom an das öffentliche Netz).

Insgesamt beziffert das Energieministerium das Potenzial zur Stromerzeugung durch Verwertung von Bagasse auf rund 8.000 MW, wovon nach anderer Quelle 3.220 MW bzw. rund 14.000 GWh während der Ernteperiode für Stromlieferungen ans öffentliche Netz zur Verfügung stünden. Eine Steigerung auf 35.000 GWh und eine Stromlieferung während des ganzen Jahres erscheint möglich, wenn neben Bagasse auch die Pflanzenrückstände vom Feld in Anlagen mit Hochdruck-Dampf-erzeugern verwertet würden.²⁸

Zudem wird durch Ausweitung des Ethanolprogramms eine starke Zunahme beim Anbau von Zuckerrohr erwartet. Gegenüber etwa 425 Mio. t in der Ernteperiode 2006/07 wird 2012/13 von einem Ertrag von knapp 630 Mio. t Zuckerrohr ausgegangen, die dann in voraussichtlich 325 Fabriken verarbeitet würden.

Andere Biomasseressourcen

Eine Bestandsaufnahme des kurzfristig zusätzlich erschließbaren Biomassepotenzials der Land- und Forstwirtschaft zur Stromerzeugung in den verschiedenen Landesteilen wurde Ende 2002 von ANEEL veröffentlicht:

²⁷ Mit einer Stromerzeugung von mehr als 4.000 GWh pro Jahr.

²⁸ Andere Schätzungen gehen alleine für den Bundesstaat São Paulo von einer möglichen elektrischen Kapazität von Heizkraftwerken auf Zuckerrohrobasis von 6.000 MW aus. Für Gesamtbrasilien wird unter Einsatz hocheffizienter Techniken für 2010 sogar ein Erzeugungspotenzial von mehr als 21.000 MW in Aussicht gestellt.

	Norden	Nord- osten	Mittel- westen	Süd- osten	Süden
	MW				
Ölfrüchte	Pará: 157	45	k.A.	k.A.	k.A.
Reisschalen	33	34	68	13	190
Forstwirtschaft ³⁰	13	52	3	121	127
Kokosnussschalen	6	36	-	5	-
Cashewnussschalen	-	13	-	-	-

Tab 8: Kurzfristig erschließbare Biomassepotenziale zur Stromerzeugung nach Regionen; Brasilien; MW³⁰

Im Hinblick auf die bereits genutzten oder in Erschließung befindlichen Ressourcen stellen die ermittelten Potenziale allerdings eher eine konservative Abschätzung dar.

Das Energieministerium beziffert das technische Erzeugungspotenzial im Reisanbau sowie in der Papier- und Zellstoffindustrie in neueren Veröffentlichungen auf 1.300 MW. Nur für die südlichen Bundesstaaten Santa Catarina, Paraná und Rio Grande do Sul wird das kurzfristig nutzbare technische Stromerzeugungspotenzial durch Verwertung von Restholz, Reisschalen und Bestandteilen des Zuckerrohrs auf mehrere Hundert Megawatt geschätzt. Eine erste Strom erzeugende Anlage zur Verwertung von Reisschalen wurde 1996 in Betrieb genommen.³¹ Insgesamt vier neue Anlagen, bei denen Reisschalen und Holzspäne zum Einsatz kommen, sollen in 2007 im Bundesstaat Rio Grande do Sul von der deutschen Firma CCC Machinery GmbH errichtet werden und insgesamt 61,5 MW leisten.

Gleichzeitig wird die Erschließung weiterer Biomasseressourcen diskutiert und teilweise bereits im Kleinformat umgesetzt. Das Augenmerk richtet sich dabei neben organischen Bestandteilen des Hausmülls auf Reststoffe anderer landwirtschaftlicher Produkte, z.B. Kakao- und Kaffeeschalen, und auf ölhaltige Früchte, die vor allem auch bei der ländlichen Elektrifizierung des Nordens und Nordostens unter Einsatz von Verbrennungsmotoren in Form von reinem Pflanzenöl oder als Biodiesel eine wichtige Rolle einnehmen könnten.

Als wichtige Ressource erweist sich – wie auch in anderen Ländern – die Nutzung von Deponiegas. Mehrere Vorhaben befinden sich hierzu derzeit im Rahmen des CDM-Zertifikatehandels in der Umsetzung. In ersten Pilotvorhaben wird auch die Nutzung von Klärgasen aus der Reinigung von Abwasser erprobt.

Eine aktuelle Langzeitprognose geht für 2005 von einer installierten Biomasse-Kapazität (ohne Bagasse) von 56 MW aus. Bis 2015 wird ein Ausbau auf 1.621 MW, bis 2030 auf 6.571 MW erwartet.

Solarenergie

Auf der Basis von 350 Messstationen wurde in 2001 von der Bundesuniversität Pernambuco ein erster Solaratlas für Brasilien vorgelegt. Eine wesentlich verbesserte Version wurde im Rahmen des UNEP-SWERA-Projekts erstellt und in 2006 veröffentlicht.³² Brasilien weist aufgrund seiner Lage in Äquatornähe in allen Landesteilen gute bis sehr gute solare Bedingungen auf. Die mittlere tägliche Einstrahlung liegt zwischen 4,5 kWh/m² an der Küste des Bundesstaates Paraná und 6,3 kWh/m² im Landesinneren des Nordostens (Region Sertão). Ein regionaler Strahlungsatlas liegt für den Bundesstaat Santa Catarina vor, er wurde in Partnerschaft zwischen dem regionalen Energieversorger und der Bundesuniversität erarbeitet.

Photovoltaische Nutzung

Eine solarelektrische Nutzung fand in den letzten Jahren vor allem im Rahmen des bundesstaatlichen Programms PRODEEM statt, bei dem gemeinschaftliche Einrichtungen im Gesundheitssektor, aber auch für produktive Tätigkeiten mit PV-Anlagen von insgesamt etwa 5,8 MW ausgestattet wurden. Erste Erfahrungen mit einer netzgekoppelten Anlage wurden auf dem Gelände der Bundesuniversität Santa Catarina gesammelt. Im Energieentwicklungsplan bis 2030 findet solar erzeugter Strom keine Berücksichtigung.

29 Nur Holzrückstände aus der Forstwirtschaft.

30 Quelle: ANEEL, 2002.

31 Bei São Gabriel im Bundesstaat Rio Grande do Sul.

32 Siehe swera.unep.net.

Insgesamt wird das Potenzial für Photovoltaikanlagen im Rahmen der ländlichen Basiselektrifizierung auf etwa 100 MW geschätzt. Solar-Home-Systeme für die elementare netzferne Versorgung privater Haushalte wurden in der Vergangenheit vor allem im Rahmen bilateraler Entwicklungsprojekte verbreitet. Aufgrund mangelnder Marktdichte und fehlender Wartung ist die Ausfallrate von PV-Anlagen in der Vergangenheit allerdings sehr hoch gewesen. Mit einer unmittelbaren Einbindung der Verteilungsunternehmen in die Elektrifizierungsmaßnahmen im Rahmen des Programms "Luz para Todos" sollen derartige Fehler in der Zukunft vermieden werden. Als einziger nationaler Hersteller von Solarzellen und -modulen ist die Firma Heliodinâmica tätig, deren Produktionsvolumen allerdings bislang nur sehr gering ist.

Solarthermische Stromerzeugung

Brasilien ist seit 1996 über die Forschungseinrichtung CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) an dem internationalen Vorhaben SolarPACES (Solar Power and Chemical Energy Systems) beteiligt. Konkrete Überlegungen für einen Bau solarthermischer Kraftwerke bestehen nicht.

Solarthermische Warmwasserbereitung

Die Warmwassererwärmung für Duschzwecke erfolgt in Brasilien üblicherweise mit einfachen und in der Anschaffung sehr preiswerten elektrischen Durchlauferhitzern, sofern nicht aus Kostengründen oder aus Mangel an Fließendwasser ganz auf diesen Komfort verzichtet wird. In einigen südlichen Städten, so auch in Rio de Janeiro, sind zudem gasbetriebene Durchlauferhitzer verbreitet. Die elektrische Energiezufuhr führt vor allem in den größeren Verbrauchszentren zu extremen Lastspitzen in den Morgen- und Abendstunden. Trotz des ganzjährigen Solarangebotes und einer Reihe von Kollektorherstellern sowie international durchaus vergleichbaren technischen Anforderungen zur Qualitätssicherung kann die solare Warmwasserbereitung noch nicht als breit eingeführt bezeichnet werden.

Weder im städtischen Umfeld mit mehrstöckigen Gebäuden noch bei Einfamilienhäusern hat sich die Solarthermie bislang ein signifikantes Marktvolumen verschaffen können. Trotzdem gibt es eine stetig nachwachsende Nachfrage nach Thermosiphonsystemen für einzelne Haushalte wie auch nach größeren Anlagen zum Beispiel für Krankenhäuser. Ein weiteres Anwendungsfeld versuchen vor allem Stromversorger mit entsprechender Förderung in Armutgebieten zu erschließen. Da in diesen Wohnsiedlungen häufig nicht für den Strombezug bezahlt wird, bestehen Ansätze, unter Einbeziehung der Einwohner wenig aufwändige Systeme zu konstruieren und zu installieren. Die Stromversorger übernehmen die Kosten aus einem Etat, den sie ohnehin gesetzlich für Maßnahmen zur Energieeffizienz aufwenden müssen. Einzelne Kommunen starten zudem derzeit Initiativen, die solare Warmwasserbereitung in ihrem Gebiet stärker zu verbreiten.

Geothermie

Aufgrund der geologischen Gegebenheiten bietet Brasilien keine günstigen Bedingungen für eine geothermische Nutzung. Ob lokal Möglichkeiten für eine Anwendung zur Stromerzeugung bestehen, ist bislang nicht erkundet.

2.6 Ländliche Elektrifizierung

Aufgrund seiner territorialen Größe, geringer Bevölkerungsdichte in weiten Landesteilen und gravierender Armut in ländlichen Regionen weist Brasilien nach wie vor einen nicht zu vernachlässigenden Anteil nicht-elektrifizierter Kommunen und Haushalte auf.³³ Nach der Volkszählung von 2000 verfügten rund 3,1 Mio. Haushalte (entsprechend 6,5 % der Gesamtzahl) über keine elektrische Beleuchtung.³⁴ Durch die zwischenzeitlich erfolgten Maßnahmen dürfte der Elektrifizierungsgrad mittlerweile allerdings auf mehr als 95 % gestiegen sein.

33 Nichtelektrifizierung ist in diesem Zusammenhang wörtlich zu verstehen, da meist nicht einmal Dieselgeneratoren zur elementaren Eigenversorgung verfügbar sind und für Grundbedürfnisse (z.B. Betrieb von Radiogeräten) oft lediglich Batterien beschafft werden. Kommunen sind als lokale Gemeinschaften zu interpretieren, deren Bewohner häufig weiträumig verstreut angesiedelt sind, jedoch nicht unbedingt über individuelles Landeigentum verfügen. Im Brasilianischen wird deshalb auch oft eher von "Propriedade" ("Anwesen") gesprochen.

34 Die Gesamtbevölkerung Brasiliens lag nach Schätzungen im Jahr 2006 bei 186,8 Millionen (DSW-Datenreport, Sept. 2006). In vielen Regionen ist die bestehende Stromversorgung zudem häufig unterbrochen und somit nur zeitweilig aktiv.

Programm "Luz para Todos"

Zur Verbesserung der Elektrifizierung im ländlichen Raum wurde im November 2003 das Programm "Luz para Todos" ("Strom für alle") gestartet.³⁵ Danach sollen alle 12 Mio. Menschen ohne Stromanschluss mit Elektrizität versorgt werden (10 Mio. davon im ländlichen Raum). Bis Ende 2008 sollen insgesamt 1,7 Mio. nicht-elektrifizierte Haushalte Zugang zu Strom erhalten. In den Konzessionsgebieten mit einer Elektrifizierungsrate bei Start des Programms von unter 96% soll eine komplette Deckung bis 2013 erreicht werden, in Kommunen mit weniger als 53% sogar erst bis 2015.

Das Programm wird vom Energieministerium koordiniert, von Eletrobrás abgewickelt und von den von ihr kontrollierten Verteilungsunternehmen sowie den privatisierten und bundesstaatlichen Stromversorgern unter Beteiligung regionaler Komitees umgesetzt. Bis November 2006 konnten 4,6 Mio. Menschen neu mit Strom versorgt werden. Dabei lag der Schwerpunkt der Aktivitäten im Nordosten sowie im Südosten. Insgesamt waren bis zu diesem Zeitpunkt gut 3 Mrd. US\$ durch Verträge für Investitionen und bauliche Maßnahmen gebunden.

Die Mittel für das Programm, die insgesamt auf etwa 2,5 Mrd. € (7 Mrd. R\$) bis 2008 geschätzt werden, entstammen zumindest teilweise (1,9 Mrd. €, entsprechend 72% der Gesamtkosten) den von ANEEL vereinnahmten Konzessionsgebühren und Strafzahlungen der Energieversorgungsunternehmen, die als Darlehen vergeben werden (Reserva Global de Reversão – RGR). Außerdem aus dem CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), einem von allen Stromverbrauchern gespeisten Zuschussfonds zur Entwicklung des Elektrizitätssektors in den Bundesstaaten und zur Förderung bislang nicht wettbewerbsfähiger Erzeugungsquellen. Den Rest sollen die Bundesstaaten und Kommunen (14%) und die Stromversorger (14%) beisteuern.

Im Falle sehr niedriger Ausgangsraten bei der Elektrifizierung werden jedoch auch bis zu 90% der von den Versorgungsunternehmen getätigten Gesamtinvestitionen aus nationalen Mitteln bezuschusst. Die Stromverbraucher müssen für eventuelle Netzerweiterungen nicht aufkommen.

Vorrang haben vor allem Projekte in Gemeinden mit einer Anschlussrate unter 85% sowie Vorhaben, die einen produktiven Einsatz der elektrischen Energie vorsehen, oder Maßnahmen, die in öffentlichen Schulen, Gesundheitsposten oder zur Wasserversorgung umgesetzt werden.

Einsatz erneuerbarer Energien

Die Elektrifizierung erfolgt durch Netzerweiterung, dezentrale Erzeugungssysteme mit Inselnetzen oder individuelle Anlagen, wobei neben einer Stromproduktion auf Dieselmotorbasis auch erneuerbare Energien zum Einsatz kommen. Das Programm ersetzt damit auch das frühere Vorhaben PRODEEM (Programa para o Desenvolvimento da Energia nos Estados e Municípios), mit dem gemeinschaftliche Einrichtungen mit Anlagen zur Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien ausgestattet werden konnten. Zur wirtschaftlichen Abwägung dienen regional gestaffelte Kostensätze, bei deren Überschreitung Alternativen zur Netzerweiterung erwogen werden sollten. So liegen die Grenzkosten beispielsweise im Nordosten bei im Mittel rund 1.870 € (5.200 R\$) pro Verbraucher.³⁶

Es wird geschätzt, dass sich im Amazonasgebiet für etwa 17.500 Orte mit nur geringer Bevölkerung der Einsatz von etwa 130.000 PV-Systemen als am wirtschaftlichsten erweist. Weitere 2.300 Orte mit etwa 110.000 Gebäuden könnten sinnvoll mit einem Mininetz auf der Basis von Photovoltaik oder Biomasse ausgestattet werden. 680 mittelgroße Kommunen ließen sich auf der Basis hybrider Systeme versorgen und 10 größere Kommunen könnten eine Stromerzeugung auf Basis konventioneller Dieselgeneratoren oder Hybrid-systemen erhalten.

35 Dekret 4.873 vom 11.11.2003, das sich auf das Gesetz 10.438 (Art. 14 und 15) bezieht. Das neue Vorhaben folgt dem von Eletrobrás verwalteten Programm "Luz no Campo", mit dem innerhalb von vier Jahren ca. 1 Million ländliche Haushalte und Gebäude mit Strom versorgt werden sollten. Das Programm führte allerdings aufgrund der nur auf Kreditbasis für konzessionierte Versorgungsunternehmen und ländliche Kooperativen gewährten Fördermittel nicht zum gewünschten Erfolg.

36 Diese Mittelwerte beziehen sich auf alle Haushalte innerhalb einer zu versorgenden Region und bilden lediglich einen Anhaltspunkt für die Wahl der Versorgungsart

Bis Ende 2006 belief sich die Anzahl der im Rahmen von Luz para Todos bewilligten Anträge auf Einsatz erneuerbarer Energien auf insgesamt sechs, wobei es sich ausschließlich um Solar-Home-Systeme (SHS) handelt (insgesamt 3.071 Anlagen).

Derzeit werden außerdem im gesamten Amazonasgebiet eine Reihe von Pilotvorhaben mit Kleinwasserkraft, Pflanzenöl, Biomassevergasung, PV-Anlagen, Biodiesel und Hybridsystemen betrieben, die vor allem der Erforschung der Alltagstauglichkeit derartiger Anlagen dienen. Dazu gehört auch eine stromerzeugende Anlage auf der Basis von Holzvergasung in der Gemeinde Nossa Senhora das Graças in der Kommune Manacapuru im Bundesstaat Amazonas (Projeto Ribeirinhas). Von Eletrobrás wurden zudem ebenfalls im Bundesstaat Amazonas 180 Solar-Home-Systeme bis 2005 in 27 flussnahen Ansiedlungen installiert.

Ersatz fossiler Energieträger in isolierten Versorgungsnetzen

Als weiterer Schwerpunkt zum Einsatz erneuerbarer Energien bieten sich die isolierten Versorgungsnetze an, die in der Amazonasregion vor allem mit Diesel- und Schwerölgeneratoren ausgestattet sind und deren Mehrkosten von mehr als 2 Mrd. US\$ jährlich derzeit von allen Verbrauchern getragen werden. Für diese Netze bietet sich insbesondere die Substitution durch Kleinwasserkraft und Biomasseanlagen an. Erste Vorhaben wurden bereits umgesetzt.

GTZ-Vorhaben

Die GTZ unterstützt seit 2005 in einem Vorhaben mit einer Laufzeit bis Ende 2008 die ländliche Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien im Norden und Nordosten Brasiliens. Unter Bezugnahme auf das staatliche Elektrifizierungsprogramm "Luz para Todos" soll in einer ersten Phase insbesondere die Kooperation zwischen Eletrobrás und den örtlichen Energieversorgungsunternehmen bei der Erprobung und Entwicklung von Modellen zur ländlichen Elektrifizierung, die auf erneuerbaren Energien basieren, gestärkt werden.

Dabei stehen die Problemregionen im Norden und Nordosten im Vordergrund, die im Zeitraum 2008 bis 2015 elektrifiziert werden sollen.

Derzeit werden im Rahmen des Vorhabens drei unterschiedliche PV-Systeme einem Feldtest unterworfen, der letztlich dazu beitragen soll, die von ANEEL festgelegten Mindeststandards für die individuelle Haushaltsstromversorgung neu zu definieren. Hintergrund dieser Bemühungen ist das Bestreben, die Darlehen und Zuschüsse und die daraus resultierenden Stromtarife durch niedrige Investitionsaufwendungen und geringe Betriebskosten in Grenzen zu halten. Ferner wurde das regionale Versorgungsunternehmen Eletroacre bei der Erarbeitung eines Geschäftsmodells für die Bereitstellung von SHS beraten und in der Funktion, Installation und Wartung der Anlagen geschult. In einem zweiten Pilotprojekt soll ein Elektrifizierungsmodell mit erneuerbaren Energien für kleine Siedlungen auf der Basis von Mini-Netzen entwickelt werden.

Bundesstaatliche Förderprogramme

Einige Bundesstaaten führten und führen, teilweise unterstützt durch ausländische Geber, eigene Programme zur solaren Elektrifizierung durch, auch wenn diese im Vergleich zum nationalen Programm Luz para Todos bescheidene Ausmaße haben. In den Bundesstaaten Pernambuco und Ceará wurde bei der Privatisierung der jeweiligen regionalen Versorgungsunternehmen eine Investition von mindestens 2% des Jahresumsatzes für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete vertraglich vereinbart.³⁷

Währungskurs (März 2007):

1 Brasilianischer Real (BRL) = 0,36 Euro (EUR)

1 EUR = 2,81 Real

37 In Pernambuco ab 2008 nur noch 1%.

2.7 Literatur

- ANEEL:
Atlas de Energia Elétrica do Brasil, Segunda Edição, 2005
- ANEEL:
Panorama do Potencial de Biomassa no Brasil (Projeto BRA/00/029 – Capacitação do Setor Elétrico Brasileiro em Relação à Mudança Global do Clima), Dezembro 2002
- ANEEL:
Panorama do Potencial Eólico no Brasil (Projeto BRA/00/029 – Capacitação do Setor Elétrico Brasileiro em Relação à Mudança Global do Clima), Dezembro 2002
- Atlas do Potencial Eólico Brasileiro,
www.cresesb.cepel.br
- Brazil – a new model for decentralized energy?, in: Cogeneration and On-Site Power Production, January-February 2004
- C.M. Ribeiro, A. Andrade de Souza, F. L. de Oliveira Rosa, RENOVE:
Uma rede de Organizações do Terceiro Setor promovendo o Desenvolvimento das Fontes Renováveis no Brasil, s/d
- COELBA:
Estado do Bahia, Atlas do Potencial Eólico, o.D.
- Eletrobrás:
Informe de Mercado, verschiedene Ausgaben
- Eletrobrás:
Relatório Anual 2005
- Energy Information Administration (US-Department of Energy):
Country Analysis Briefs Brazil, August 2006
- ESMAP/Worldbank:
Brazil – Background Study for a National Rural Electrification Strategy: Aiming for Universal Access, March 2005
- IAEA/COPPE:
Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development, April 2006 (Preprint)
- IEA:
The energy situation in Brazil: an overview, May 2006
- Ministério da Ciencia e Tecnologia, Coordenacao-Geral de Mudancas Globais de Clima: Comunicacao Nacional Inicial do Brasil à Convencao-Quadro das Nacoes Unidas sobre Mudanca do Clima, Brasília, Novembro de 2004
- MME:
Guia de Habilitação de Projetos de Geração de Energia Elétrica, Centrais Eólicas, 2004
- MME:
Guia de Habilitação de Projetos de Geração de Energia Elétrica, Centrais Termelétricas a Biomassa, 2004
- MME:
Guia de Habilitação de Projetos de Geração de Energia Elétrica, Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, 2004
- MME/EPE:
Balanço Energético Nacional 2006
- MME/EPE:
Balanço Energético Nacional 2006, Resultados Preliminares ano base 2005, Rio de Janeiro, Maio 2006
- MME/EPE:
Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006/2015, 2006

- **MME/EPE:**
Plano Nacional de Energia – Estratégia para expansão da oferta, Brasília, Nov. 2006
- **Tolmasquim, Mauricio Tiomno (Organizador):**
Fontes Renováveis de Energia no Brasil, Rio de Janeiro 2003
- **UNIDO:**
CDM Investor Guide Brazil, Vienna, Austria 2003
- **World Bank/UNEP:**
Developing Financial Intermediation Mechanisms for Energy Efficiency Projects in Brazil, China and India, Brazil Country Report, August 2006

Weitere Informationen finden sich unter folgenden Internetadressen:

www.energiabrasil.com.br

www.canalenergia.com.br

2.8 Kontakte

Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) Büro Brasília

Edifício Brasília Trade Center/SCN Quadra 01 Bloco C/Sala 1501

Zona Central

Caixa Postal 01991

70.259-970 Brasília/DF, Brasilien

Tel. +55 (61) 326 21 70

Fax +55 (61) 328 91 49

E-Mail: gtz-brasilien@br.gtz.de

Ministério de Minas e Energia (MME)

Secretaria de Energia DNDE – Departamento Nacional de Desenvolvimento Energético

Esplanada dos Ministérios, Bloco U

70065-900 Brasília – DF

Tel. +55 (61) 319 50 12

Fax +55 (61) 224 19 73

www.mme.gov.br

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Quadra 603 – Modulo “J”

70830-030 Brasília – DF

Tel. +55 (61) 312 59 50

Fax +55 (61) 312 56 23

E-Mail: webmaster@aneel.gov.br

www.aneel.gov.br

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

Escritório Central Rua da Quitanda 196

20091-000 Rio de Janeiro

Tel. +55 (21) 22 03 94 00

Fax +55 (21) 22 03 94 44

E-Mail: info@ons.org.br

www.ons.org.br

Eletrobrás

Av. Presidente Vargas 409

20071-003 Rio de Janeiro – RJ

Tel. +55 (21) 25 14 51 51

Fax +55 (21) 25 07 84 87 und 22 24 05 35

www.eletrobras.gov.br

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Av. Rio Branco, 1 – 11º andar, Centro
20.090-003 Rio de Janeiro – RJ
Tel. +55 (21) 35 12 31 00
Fax +55 (21) 35 12 31 99

Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica (ABRAGE)

Rua Alvarenga Peixoto, 1408 – sala 906
Santo Agostinho
30180-121 Belo Horizonte – MG
Tel. +55 (31) 32 92 48 05
Fax +55 (31) 32 92 46 82
E-Mail: abrage@abrage.com.br
www.abrage.com.br

Associação Brasileira dos Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica (APMPE)

Ed. Palácio do Rádio II – SRTV/SUL
Q. 701 C.J.E Bl. 2 e 4, Sala 537
70340-902 Brasília – DF
Tel. +55 (61) 224 59 86
Fax +55 (61) 223 39 30
www.apmpe.com.br

Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE)

Rua da Assembléia 10 – sala 3201
20119-901 Rio de Janeiro
Tel. +55 (21) 25 31 20 53
Fax +55 (21) 25 31 25 95
www.abradee.com.br

Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (ABRATE)

Rua Deputado Antonio Edu Vieira, 999 – Pantanal
88040-901 Florianópolis/SC – Brasil
Tel. +55 (48) 231 72 15/233 56 47
Fax +55 (48) 233 55 51
E-Mail: abrate@abrate.org.br
www.abrate.com.br

Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE)

SCN Qd. 02 Ed. Centro Empresarial Encol – Torre “A” Salas
70710-500 Brasília – DF
Tel. +55 (61) 315 91 82/4 oder 328 57 07
Fax +55 (61) 327 20 69
apine@apine.com.br
www.apine.com.br

Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica (ABRACE)

Av. Paulista, 1439 – 11. andar – conj. 112
01311-926 São Paulo – SP
Tel. +55 (11) 32 84 40 65
Fax +55 (11) 288 38 82
E-Mail: info@abraces.org.br
www.abraces.org.br

Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB

Av. Hum s/nº, Cidade Universitária – Ilha do Fundão
21941-590 Rio de Janeiro – RJ
Caixa Postal: 68007
Tel. +55 (21) 25 98 21 74/21 87
Fax +55 (21) 22 60 62 11
E-Mail: crese@cepel.br
www.cepel.br

**Centro Brasileiro de Energia Eólica CBEE
Centro de Tecnologia da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE)**

50740-530 Recife – PE
Tel. +55 (81) 453 46 62/453 44 53/453 29 75
Fax +55 (81) 271 82 32
E-Mail: eolica@eolica.com.br
www.eolica.com.br

Centro Nacional de Referência em Biomassa

Av. Professor Luciano Gualberto, 1289 –
 Cidade Universitária
 05508-010 São Paulo – SP
 Tel. +55 (11) 30 91 26 55 und 30 91 26 54
 Fax +55 (11) 30 91 26 49
 E-Mail: armando@cenbio.org.br
 www.cenbio.org.br

Grupo de Estudos de Energia Solar/Green Solar

Av. José Gaspar Talento, 500 – Vizinhança Coração
 Eucarístico
 30535-610 Belo Horizonte – MG
 Tel. +55 (31) 319 43 87
 E-Mail: green@pucmg.com.br
 www.green.pucmg.br

**Centro Nacional de Referência em Pequenos
Aproveitamentos Hidroenergéticos – CERPCH**

Escola Federal de Engenharia de Itajubá Avenida BPS,
 1303 Bairro Pinheirinho
 37500-903 Itajubá – MG
 Tel. +55 (35) 36 29 12 78
 Fax +55 (35) 36 29 12 65
 E-Mail: cerpch@cpd.efei.br
 www.cerpch.efei.br

**Ministério do Desenvolvimento,
Indústria e Comércio Exterior**

Secretaria de Comércio Exterior
 Esplanada dos Ministérios, Bl. J
 70053-900 Brasília – DF
 Tel. +55 (61) 34 29 70 80
 E-Mail: administrator@secex.mdic.gov.br
 www.mdic.gov.br

**Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
e Social (BNDES)**

Av. República do Chile 100
 20139-900 Rio de Janeiro
 Tel. +55 (21) 22 77 74 47
 www.bndes.gov.br

Associação de Comércio Exterior do Brasil

Av. General Justo 335, 4. andar
 20021-130 Rio de Janeiro – RJ
 Tel. +55 (21) 25 44 00 48
 Fax +55 (21) 25 44 05 77
 E-Mail: aebbras@embratel.net.br
 www.aeb.org.br

Brasilianische Botschaft in Berlin

Wallstraße 57
 10179 Berlin
 Tel. +49 (30) 726 28-0
 Fax +49 (30) 726 28-320
 E-Mail: brasil@brasemberlim.de
 www.brasilianische-botschaft.de

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>

