



# Energiemarkt Indien

Im Auftrag des

**gtz**



Bundesministerium  
für Umwelt, Naturschutz  
und Reaktorsicherheit

## Impressum

### Herausgeber:

Deutsche Gesellschaft für  
Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH  
Postfach 5180  
65726 Eschborn  
T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15  
E [info@gtz.de](mailto:info@gtz.de)  
I [www.gtz.de](http://www.gtz.de)

### Koordination:

Thomas D. Schmitz

### Autoren:

Bridge to India  
Nishith Desai Associates

Kontaktperson im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:

Axel Conrads

Eschborn 2010

---

### Autoren:



BRIDGE  
TO  
INDIA

**Nishith Desai Associates**

*Legal & Tax Counseling Worldwide*

Mumbai • Silicon Valley • Bangalore • Singapore

Diese Studie wurde von der Internationalen Klimaschutzinitiative finanziert, die das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2008 ins Leben gerufen hat. Die Initiative stärkt die deutsche bilaterale Zusammenarbeit mit Entwicklungs-, Schwellen- und Transformationsländern im Bereich Klimaschutz und unterstützt die laufenden Verhandlungen über ein umfassendes Klimaabkommen. Die gemeinsam mit den Partnerländern vereinbarten Projekte sollen Treibhausgasemissionen reduzieren, die Fähigkeit zur Anpassung an die Folgen des Klimawandels verbessern und zum Schutz klimarelevanter Gebiete oder ihrer nachhaltigen Nutzung beitragen. Projekte im Rahmen der Initiative können insbesondere auch die Entwicklung und/oder Umsetzung von – im Sinne des internationalen Verhandlungsprozesses – „messbaren, berichtsfähigen und überprüfbar“ Reduktionsverpflichtungen von Partnerländern unterstützen. Finanziert wird die Initiative aus den Erlösen der Versteigerung von Emissionszertifikaten im Rahmen des europäischen Emissionshandels.

Gefördert werden sowohl Investitionsvorhaben als auch Forschungsk Kooperationen, Maßnahmen in den Bereichen Technologietransfer, Politikberatung, Kompetenzentwicklung und Qualifizierung sowie die Erarbeitung von Studien und Strategien. Die Internationale Klimaschutzinitiative unterstützt Projekte, die von Durchführungsorganisationen umgesetzt werden sowie von staatlichen und nichtstaatlichen Organisationen, von Unternehmen der Privatwirtschaft, von Universitäten und Forschungsinstituten, von internationalen und multilateralen Organisationen und Institutionen wie Entwicklungsbanken und Organisationen und Programmen der Vereinten Nationen. Weitere Informationen erhalten Sie online unter [www.bmu-klimaschutzinitiative.de/en/](http://www.bmu-klimaschutzinitiative.de/en/).

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Kapitel: Indien im Überblick.....</b>	<b>13</b>
1.1. Geographischer, klimatischer, politischer, gesellschaftlicher Überblick .....	13
1.2. Bevölkerung und Bevölkerungswachstum.....	14
1.3. Wirtschaft und Wirtschaftswachstum.....	15
1.4. Wichtigste Industrien.....	15
1.5. Die indische Konstitution.....	16
1.6. Bedeutung des Energiedefizits für Wirtschaft und Entwicklung .....	17
<b>2. Kapitel: Der Indische Energiemarkt .....</b>	<b>19</b>
2.1. Indiens Energieverbrauch: Überblick und Trends.....	19
2.1.1. Primärenergieverbrauch .....	20
2.1.2. Import von Energieträgern .....	22
2.1.3. Indiens Energieverbrauch im internationalen Vergleich .....	23
2.2. Energieressourcen.....	25
2.2.1. Kohle .....	25
2.2.2. Erdöl.....	28
2.2.3. Erdgas .....	29
2.2.4. Nukleare Brennstoffe .....	31
2.2.5. Wasserkraft .....	32
2.2.6. Erneuerbare Energien .....	33
2.3. Der indische Strommarkt.....	33
2.3.1. Stromerzeugungskapazität .....	34
2.3.2. Stromverbrauch .....	38
2.3.3. Stromdefizit.....	40
2.4. Internationaler Stromhandel.....	40
2.4.1. Handel mit Bhutan .....	41
2.4.2. Handel mit Nepal .....	41
2.5. Strompreise .....	41
<b>3. Kapitel: Wichtige Akteure auf dem indischen Strommarkt .....</b>	<b>45</b>
3.1. Wichtige Ministerien.....	45
3.2. Wichtige Behörden.....	46
3.3. Wichtige Institutionen und Unternehmen auf dem Strommarkt.....	48
3.3.1. Zentralstaatliche Akteure .....	48
3.3.2. Bundesstaatliche Akteure .....	50
3.3.3. Privatwirtschaft .....	52
<b>4. Kapitel: Energiepolitik .....</b>	<b>55</b>

4.1. Indiens Energiestrategie .....	55
4.2. Kraftstoffe: Szenario, Strategie und Hindernisse .....	56
4.3. Strompolitik: Hemmnisse .....	56
4.4. Strompolitik: Lösungsansätze .....	57
4.4.1. Lösungsansatz: Privatisierung .....	57
4.4.2. Lösungsansatz: Mehr Wasserkraft.....	59
4.4.3. Lösungsansatz: Mehr Nuklearkraft .....	59
4.4.4. Lösungsansatz: Mehr Energieeffizienz .....	60
4.5. Klimapolitik .....	61
4.5.1. Der National Action Plan on Climate Change (NAPCC).....	61
4.6. Indien in internationalen Foren.....	62
4.7. Parteien und Meinungsführer .....	63
<b>5. Kapitel: Übertragungs- und Verteilungsnetz.....</b>	<b>65</b>
5.1. Das Hochspannungsnetz.....	65
5.1.1. Der öffentliche Sektor in der Stromübertragung .....	67
5.1.2. Der Privatsektor in der Stromübertragung.....	68
5.1.3. Stromhandel .....	69
5.2. Das Niederspannungsnetz.....	70
5.2.1. Übertragungsverluste .....	71
5.2.2. Das R-APDRP - Programm .....	71
5.2.3. Ländliche Elektrifizierung .....	72
5.2.4. Der Privatsektor .....	72
5.3. Marktchancen für deutsche Unternehmen .....	73
<b>6. Kapitel: Fossile Stromerzeugung.....</b>	<b>75</b>
6.1. Die Versorgungssituation in Indien.....	75
6.2. Betreiber von fossilen Kraftwerken im öffentliche Sektor (Zentralstaat).....	77
6.3. Betreiber von fossilen Kraftwerken im öffentliche Sektor (Bundesstaaten).....	78
6.4. Betreiber von fossilen Kraftwerken im Privatsektor .....	78
6.4.1. Kraftwerke für den freien Stromhandel (merchant power plants, MPPs) .....	79
6.4.2. Industriekraftwerke (captive power plants, CPPs).....	80
6.4.3. Internationale Investitionen .....	80
6.5. Kohlekraftwerke .....	81
6.5.1. Zentralstaatliche Kohlekraftwerksbetreiber .....	82
6.5.2. Bundesstaatliche Kohlekraftwerksbetreiber .....	83
6.5.3. Privatwirtschaftliche Kohlekraftwerksbetreiber .....	83
6.5.4. Ultra Mega Power Projects (UMPPs).....	85
6.6. Erdgaskraftwerke .....	85

6.7. Dieselkraftwerke .....	87
6.8. Regulatorische Rahmenbedingungen .....	89
6.9. Wichtige Hemmnisse für den Ausbau fossiler Stromerzeugung .....	90
6.10. Marktchancen für deutsche Unternehmen .....	93
<b>7. Kapitel: Erneuerbare Energie in Indien.....</b>	<b>95</b>
7.1. Überblick: Erneuerbare Energien in Indien.....	95
7.2. Hemmnisse bei der Entwicklung erneuerbarer Energien in Indien .....	97
7.3. Sollte Indien ein EEG nach deutschem Muster einführen?.....	99
7.4. Windenergie.....	100
7.4.1. Marktpotenzial und Marktgröße .....	100
7.4.2. Entwicklung des Windmarktes .....	103
7.4.3. Marktstruktur.....	106
7.4.4. Wichtige Gesetze und Förderungen .....	108
7.4.4.1. Einspeisetarife .....	109
7.4.4.2. Renewable Portfolio Standard (RPS).....	110
7.4.4.3. Kapitalsubventionen .....	110
7.4.4.4. ‚Banking and Wheeling‘ .....	110
7.4.4.5. Importzölle .....	110
7.4.4.6. Abschreibungen und Steuerliche Anreize .....	111
7.4.4.7. Weitere Anreize .....	111
7.4.5. Wichtige Projekte (abgeschlossen und geplant) .....	111
7.4.6. Marktchancen für deutsche Unternehmen .....	112
7.5. Solarenergie .....	112
7.5.1. Indiens Potenzial für Solarenergie .....	113
7.5.2. Existierende Projekte.....	114
7.5.3. Hindernisse.....	114
7.5.4. Indische Unternehmen.....	115
7.5.5. Solar Mission (Jawaharlal Nehru National Solar Mission, JNNSM) .....	115
7.5.6. Anreize .....	116
7.5.7. Nicht netzgebundene Solarenergie .....	117
7.5.8. Forschung und Entwicklung.....	117
7.5.9. Herstellung .....	118
7.5.10. Wie realistisch ist die Umsetzung? .....	118
7.5.11. Neue Projekte.....	118
7.5.12. Chancen für deutsche Unternehmen .....	119
7.6. Biomasse.....	119
7.6.1. Potenzial.....	120
7.6.2. Existierende Projekte.....	122

7.6.3. Marktentwicklung .....	122
7.6.4. Hindernisse.....	123
7.6.5. Anreize .....	123
7.6.6. Unternehmen.....	125
7.6.7. Marktchancen für deutsche Unternehmen .....	126
7.7. Kleine Wasserkraft.....	126
7.7.1. Potenzial.....	126
7.7.2. Existierende Projekte.....	127
7.7.3. Marktentwicklung.....	127
7.7.4. Hindernisse.....	128
7.7.5. Anreize .....	128
7.7.6. Unternehmen.....	131
7.7.7. Chancen für internationale Unternehmen .....	131
<b>8. Kapitel: Deutsche Investitionen in den indischen Energiesektor.....</b>	<b>133</b>
8.1. Deutsche Investitionen in Indien .....	133
8.2. Welche Bundesstaaten? .....	133
8.3. Projektbeispiele .....	134
8.4. Alleine oder mit Partner?.....	134
8.5. Mögliche Ansprechpartner für deutsche Investoren .....	135
8.5.1. Gesellschaft für technische Zusammenarbeit (GTZ).....	135
8.5.2. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) - Entwicklungsbank Indien.....	135
8.5.3. Deutsch-Indisches Energieforum (DIEF).....	136
8.5.4. Germany Trade and Invest (GTAI, ehemals auch BFAI).....	136
8.5.5. Deutsch-Indische Handelskammer / Indo-German Chamber of Commerce (IGCC).....	136
8.5.6. German Centre for Industry and Trade, Gurgaon .....	137
8.5.7. Exportinitiative Erneuerbare Energien (EEE) .....	137
8.5.8. Bridge to India Pvt. Ltd. (BTI).....	137
<b>9. Appendix .....</b>	<b>138</b>
I. Indienweite Institutionen .....	138
II. Bundesstaatliche Institutionen .....	139
III. Forschungsinstitutionen .....	141
IV. Energie allgemein.....	142
V. Finanzinstitutionen .....	143
VI. Das deutsche EEG.....	144

# Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Weltweiter Verbrauch von Primärenergieressourcen nach Verbrauchsland (in % und MTOE, 2008) ..	20
Abb. 2: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Indien (in MTOE, 1980-2008) .....	21
Abb. 3: Anteil der kommerziellen Primärenergiequellen in Indien (in %, 2004) .....	21
Abb. 4: Anteil des durch Import gedeckten Primärenergieverbrauchs pro Energieträger (in %, 1981-2007) ..	22
Abb. 5: Geschätzter Anteil der durch Import gedeckten Primärenergiequellen (in %, 2030) .....	23
Abb. 6: Vergleich des durchschnittlichen jährlichen Wachstums des Energieverbrauchs von Indien mit China, USA und Deutschland (in %, 2005-2008) .....	23
Abb. 7: Vergleich des Primärenergieverbrauchs pro Millionen Einwohner von Indien mit China, USA und Deutschland (in MTOE, 2005) .....	24
Abb. 8: Vergleich des Primärenergieverbrauchs pro Milliarden \$ der Wirtschaftsleistung von Indien mit China, USA und Deutschland (in MTOE, 2008) .....	25
Abb. 9: Entwicklung des Kohleverbrauchs in Indien (in MTOE, 1981-2008) .....	26
Abb. 10: Ölverbrauchentwicklung in Indien (in MTOE, 1980-2008) .....	29
Abb. 11: Gasverbrauch in Indien (in MTOE, 1980-2008) .....	30
Abb. 12: Neue Gaspipelines in Indien (2010) .....	31
Abb. 13: Atomkraft in Indien (in MTOE, 1980-2008) .....	32
Abb. 14: Durch Wasserkraft erzeugter Strom in Indien (in TWh, 1980-2008) .....	33
Abb. 15: Installierte Kapazitäten zur Stromgewinnung in Indien nach Energiequelle (in %, 2009) .....	35
Abb. 16: Anteile staatlicher und privater Stromerzeugung in Indien nach Energiequelle (in %, 2009) .....	35
Abb. 17: Entwicklung der installierten Stromkapazität in Indien (in MW, 1985-2012) .....	36
Abb. 18: Prognostizierter Kapazitätszuwachs bis Ende des 11. Fünfjahresplans nach Sektor (in GW, 2012) ..	37
Abb. 19: Szenarien für die Entwicklung der notwendigen Grund- und Spitzenlast-Stromkapazitäten (in GW, 2007-2017) .....	38
Abb. 20: Stromerzeugung in Indien (in TWh, 1990-2008) .....	38
Abb. 21: Elektrizitätsverbrauch pro Kopf und pro Jahr in Indien (in kWh, 2003-2008) .....	39
Abb. 22: Stromdefizit in Indien bei Spitzenlast (in GW und %, 1998-2008) .....	40
Abb. 23: Anteil des Stromdefizits bei Grundlast in Indien (in %, 1998-2008) .....	40
Abb. 24: Vergleich der Strompreise in Andhra Pradesh, Chhattisgarh und Gujarat (2009) (in Rupien/kWh) ..	42
Abb. 25: Das indische Hochspannungsnetz (> 400 kV, 2009) .....	66
Abb. 26: Installierte Hochspannungsleitungen und Umspannwerke in Indien (in ckm bzw. Einheiten, 2009) ..	67
Abb. 27: Preisentwicklung an den beiden Strombörsen IEX und PXI (in Rupien/kWh, 2009) .....	70
Abb. 28: Prozentualer Marktanteil der Sektoren an der fossilen Stromerzeugung in Indien (nach installierter Kapazität, 2009) .....	76
Abb. 29: Prozentualer Anteil der Regionen an fossiler Stromerzeugung in Indien (nach installierter Kapazität, 2009) .....	76
Abb. 31: Installierte Kapazität von Kohlekraftwerken in Indien nach Sektor (in %, 2009) .....	81

Abb. 32: Durchschnittliche Größe von Kohlekraftwerken nach Sektor in Indien (in MW, 2009) .....	82
Abb. 33: Kohlekraftwerksbetreiber der indischen Bundesstaaten (nach installierter Kapazität, 2009).....	83
Abb. 34: Privater Kohlekraftwerksbetreiber (nach installierter Kapazität, 2009) .....	84
Abb. 35: Erdgaskraftwerke in Indien nach Betreiber (in %, 2009)“ .....	86
Abb. 36: Erdgaskraftwerke in Indien nach Betreiber (in % der installierten Kapazität, 2009).....	87
Abb. 37: Dieselmotorkraftwerke in Indien nach Sektor (in % der installierten Kapazität, 2009) .....	88
Abb. 38: Dieselmotorkraftwerke in Indien, nach Betreiber (in % der installierten Kapazität, 2009) .....	89
Abb. 39: Erneuerbare Energien, geschätztes Potenzial und installierte Kapazität in Indien (in MW, 2009).....	96
Abb. 40: Windkraftkapazitäten weltweit (gesamt und neu installiert, in MW, 2008).....	100
Abb. 41: Windenergiepotenziale nach CWET in Indien .....	102
Abb. 42: Installierte Windkraftkapazität nach Bundesstaaten (in MW, 2009) .....	103
Abb. 43: Installierte Windkraftkapazität und Wachstum in Indien (in MW und %, 2006-2009) .....	104
Abb. 44: Wachstum der installierten Windkraftkapazität in den indischen Bundesstaaten (in %, 2008-2009)	104
Abb. 45: Szenarien: Entwicklung der Windkraft in Indien (installierte Kapazität in MW, Erzeugung in GWh, 2010-2030) .....	105
Abb. 46: Marktanteile nach installierter Kapazität für Windkraft in Indien (in %, 2008) .....	107
Abb. 47: Marktanteile der Hersteller in Indien nach installierter Kapazität (in %, 2008-2009).....	108
Abb. 48: Karte der Sonnenstrahlung in Indien (in kWh pro m <sup>2</sup> pro Tag) .....	114
Tab. 1: Geschätzter Kohlebedarf nach Abnehmern (in Millionen Tonnen, 2007-2012).....	27
Tab. 2: Geschätzte Kohleförderung in Indien (in Millionen Tonnen, 2007-2012).....	28
Tab. 3: Die Akteure im indischen Strommarkt entlang der Wertschöpfungskette.....	48
Tab. 4: Übersicht der bundesstaatlichen Akteure in Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung .....	50
Tab. 5: Entwicklung der erneuerbaren Energie in Indien (in MW installierter Kapazität, 1998-2022).....	96
Tab. 6: Stromerzeugungskosten in Indien, verschiedene Energieträgern (in INR (€) pro kWh, 2008).....	97
Tab. 7: Staatliche Fördermaßnahmen für Windenergie in Indien (2009).....	109
Tab. 10: Jährliches Stromerzeugungspotenzial aus Biomasse aus der Landwirtschaft in den Bundesstaaten (in MWe, 2002 -2004).....	121
Tab. 11: Anreize für die Stromerzeugung aus Biomasse durch Bundesstaaten (2009) .....	125
Tab. 12: Potenziale für kleine Wasserkraftanlagen in den indischen Bundesstaaten (in MW, 2009).....	127
Tab. 13: Subventionen der indischen Regierung für kleine Wasserkraft .....	129
Tab. 14: Überblick über die Maßnahmen der einzelnen Staaten zur Förderung der kleinen Wasserkraft.....	130
Tab. 15: Jährliches Stromerzeugungspotenzial aus Biomasse in Indien (in MWe, 2002-2004).....	120
Tab. 16: Jährliches Stromerzeugungspotenzial aus Biomasse aus Forstwirtschaft und Brachflächen in den Bundesstaaten (in MWe, 2002-2004).....	120
Tab. 17: Jährliches Stromerzeugungspotenzial aus Biomasse aus Forstwirtschaft und Brachflächen in den Bundesstaaten (in MWe, 2002-2004).....	120
Tab. 18: Jährliches Stromerzeugungspotenzial aus Biomasse aus Forstwirtschaft und Brachflächen in den Bundesstaaten (in MWe, 2002-2004).....	129

# Abkürzungsverzeichnis

<b>ABT</b>	<b>Availability Based Tariffs</b>
<b>ADB</b>	<b>Asian Development Bank</b>
<b>AEC</b>	<b>Atomic Energy Commission</b>
<b>AT&amp;CL</b>	<b>Aggregate Technical and Commercial Losses</b>
<b>BEE</b>	<b>Bureau of Energy Efficiency</b>
<b>BGP</b>	<b>Biomass Gasifier Programme</b>
<b>BHL</b>	<b>Bharat Heavy Electricals Limited</b>
<b>BIP</b>	<b>Bruttoinlandsprodukt</b>
<b>BJP</b>	<b>Bharatiya Janata Party</b>
<b>BMWi</b>	<b>Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie</b>
<b>CA</b>	<b>Coal Act</b>
<b>CCBAP</b>	<b>Captive Coal Block Allotment Policy</b>
<b>CCC</b>	<b>Council on Climate Change</b>
<b>CCGT</b>	<b>Combined Cycle Gas Turbines</b>
<b>CDM</b>	<b>Clean Development Mechanism</b>
<b>CEA</b>	<b>Central Electricity Authority</b>
<b>CERC</b>	<b>Central Electricity Regulatory Commission</b>
<b>CESC</b>	<b>Calcutta Electric Supply Corporation Limited</b>
<b>CGPL</b>	<b>Combustion Gasification Propulsion Laboratory</b>
<b>CII</b>	<b>Confederation of Indian Industries</b>
<b>CIL</b>	<b>Coal India Limited</b>
<b>CMDB</b>	<b>Coal Mines Denationalisation Bill</b>
<b>CMNA</b>	<b>Coal Mines Nationalization Act</b>
<b>CMNAPP</b>	<b>Common Minimum Natal Action Plan for Power</b>
<b>CNG</b>	<b>Compressed Natural Gas</b>
<b>CPP</b>	<b>Captive Power Plants</b>
<b>CPI</b>	<b>Communist Party of India</b>
<b>CSE</b>	<b>Centre for Science and Environment</b>
<b>CWET</b>	<b>Centre for Wind Energy Technology</b>
<b>CIL</b>	<b>Coal India Limited</b>
<b>CTU</b>	<b>Central Transmission Utility</b>
<b>DAE</b>	<b>Department of Atomic Energy</b>
<b>DIEF</b>	<b>Deutsch-Indisches Energieforum</b>
<b>DIEP</b>	<b>Draft Integrated Energy Policy</b>
<b>DVC</b>	<b>Damodar Valley Corporation</b>
<b>EA</b>	<b>Electricity Act</b>
<b>ECA</b>	<b>Electricity Conservation Act</b>
<b>EEE</b>	<b>Exportinitiative Erneuerbare Energien</b>
<b>EEG</b>	<b>Erneuerbare-Energien-Gesetz</b>
<b>EHVAC</b>	<b>Extra High Voltage Alternating Current</b>

<b>ERA</b>	<b>Electricity Regulation Act</b>
<b>ERCA</b>	<b>Electricity Regulatory Commission Act</b>
<b>ESA</b>	<b>Electricity Supply Act</b>
<b>ESCO</b>	<b>Energy Saving Company</b>
<b>FDI</b>	<b>Foreign Direct Investment</b>
<b>FSA</b>	<b>Fuel Supply Agreement</b>
<b>GAIL</b>	<b>Gas Authority of India Limited</b>
<b>GPEC</b>	<b>Gujarat Paguthan Energy Corporation Private Limited</b>
<b>GSECL</b>	<b>Gujarat State Electricity Corporation Limited</b>
<b>GTAI</b>	<b>Germany Trade and Invest</b>
<b>GTZ</b>	<b>Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit</b>
<b>HEI</b>	<b>Hydro Electric Initiative</b>
<b>HPCL</b>	<b>Hindustan Petroleum Corporation Limited</b>
<b>HVDC</b>	<b>High Voltage Direct Current</b>
<b>IAEA</b>	<b>International Atomic Energy Agency</b>
<b>IEC</b>	<b>International Electrotechnical Commission</b>
<b>IEA</b>	<b>International Energy Agency</b>
<b>IEP</b>	<b>India Energy Portal</b>
<b>IEX</b>	<b>Indian Energy Exchange Limited</b>
<b>IGCC</b>	<b>Indo-German Chamber of Commerce</b>
<b>IIC</b>	<b>Indian Institute of Science</b>
<b>IIPEC</b>	<b>Indian Industry Program for Energy Conservation</b>
<b>IGEN</b>	<b>Indo-German Energy Program</b>
<b>INC</b>	<b>Indian National Congress</b>
<b>INPEC</b>	<b>Indo-Nepal-Power-Exchange-Committee</b>
<b>IPCC</b>	<b>Intergovernmental Panel on Climate Change</b>
<b>IPGC</b>	<b>Indraprastha Power Generation Corporation Limited</b>
<b>IPIP</b>	<b>Iran-Pakistan-India-Pipeline</b>
<b>IPO</b>	<b>Initial Public Offering</b>
<b>IREDA</b>	<b>Indian Renewable Energy Development Agency</b>
<b>IRENA</b>	<b>International Renewable Energy Agency</b>
<b>IRR</b>	<b>International Rate of Return</b>
<b>IS</b>	<b>International Standard</b>
<b>ISMA</b>	<b>Indian Sugar Mills Association</b>
<b>IYCN</b>	<b>India Youth Climate Network</b>
<b>JKNC</b>	<b>Jammu &amp; Kashmir National Conference</b>
<b>JNNSM</b>	<b>Jawaharlal Nehru National Solar Mission</b>
<b>JV</b>	<b>Joint Venture</b>
<b>JSW</b>	<b>Jindal South West</b>
<b>KfW</b>	<b>Kreditanstalt für Wiederaufbau</b>
<b>KSEB</b>	<b>Kerala State Electricity Board</b>
<b>KWK</b>	<b>Kraft-Wärme-Kopplung</b>
<b>L&amp;T</b>	<b>Larsen &amp; Toubro</b>
<b>LNG</b>	<b>Liquefied Natural Gas</b>
<b>MAHAGENCO</b>	<b>Maharashtra State Power Generation Company Limited</b>
<b>MEA</b>	<b>Ministry of External Affairs</b>
<b>MEDA</b>	<b>Maharashtra Energy Development Authority</b>
<b>MMBTU</b>	<b>Million Metric British Thermal Units</b>

<b>MNRE</b>	<b>Ministry of New and Renewable Energy</b>
<b>MoA</b>	<b>Ministry of Agriculture</b>
<b>MoC</b>	<b>Ministry of Coal</b>
<b>MoCF</b>	<b>Ministry of Chemicals and Fertilizer</b>
<b>MoEF</b>	<b>Ministry of Environment and Forest</b>
<b>MoM</b>	<b>Ministry of Mines</b>
<b>MoP</b>	<b>Ministry of Power</b>
<b>MoP&amp;NG</b>	<b>Ministry of Petroleum &amp; Natural Gas</b>
<b>MoR</b>	<b>Ministry of Railways</b>
<b>MoRD</b>	<b>Ministry of Rural Development</b>
<b>MoRTH</b>	<b>Ministry of Road Transportation and Highways</b>
<b>MoS&amp;PI</b>	<b>Ministry of Statistics &amp; Programme Implementation</b>
<b>MoUD</b>	<b>Ministry of Urban Development</b>
<b>MPP</b>	<b>Merchant Power Plant</b>
<b>MSEB</b>	<b>Maharashtra State Electricity Board</b>
<b>NAPCC</b>	<b>National Action Plan on Climate Change</b>
<b>NBP</b>	<b>National Biodiesel Policy</b>
<b>NBMMP</b>	<b>National Biogas and Manure Management Programme</b>
<b>NCDEL</b>	<b>National Commodity and Derivates Exchange Limited</b>
<b>NCE</b>	<b>National Center of Excellence</b>
<b>NDPL</b>	<b>North Delhi Power Limited</b>
<b>NEEPCO</b>	<b>National Eastern Electric Power Corporation</b>
<b>NELP</b>	<b>New Exploration Licensing Policy</b>
<b>NEP</b>	<b>National Electricity Policy</b>
<b>NHPC</b>	<b>National Hydroelectric Power Corporation Limited</b>
<b>NKC</b>	<b>National Knowledge Commission</b>
<b>NLC</b>	<b>Neyveli Lignite Corporation</b>
<b>NLCL</b>	<b>Neyveli Lignite Corporation Limited</b>
<b>NPCI</b>	<b>National Planning Commission of India</b>
<b>NPP</b>	<b>National Policy on Petrochemicals</b>
<b>NSEIL</b>	<b>National Stock Exchange of India Limited</b>
<b>NTPC</b>	<b>National Thermal Power Corporation Limited</b>
<b>ONGC</b>	<b>Oil and Gas Corporation Limited</b>
<b>OPL</b>	<b>Open General License</b>
<b>OVC</b>	<b>ONGC Videsh Limited</b>
<b>PFC</b>	<b>Power Finance Corporation Limited</b>
<b>PLF</b>	<b>Plant Load Factor</b>
<b>PNG</b>	<b>Piped Natural Gas</b>
<b>PoPP</b>	<b>Policy on Private Participation</b>
<b>PowerGrid</b>	<b>Power Grid Corporation of India Limited</b>
<b>PPA</b>	<b>Power Purchasing Agreement</b>
<b>PPP</b>	<b>Public Private Partnership</b>
<b>PTC</b>	<b>Power Trading Corporation of India Limited</b>
<b>PXI</b>	<b>Power Exchange India Limited</b>
<b>R-APDRP</b>	<b>Restructured Accelerated Power Development &amp; Reform Programme</b>
<b>REC</b>	<b>Rural Electrification Corporation Limited</b>
<b>REP</b>	<b>Rural Electrification Policy</b>
<b>REPO</b>	<b>Renewable Energy Purchase Obligation</b>

<b>RGVY</b>	<b>Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikara Yojana</b>
<b>RGPL</b>	<b>Ratnagiri Gas and Power Private Limited</b>
<b>RIA</b>	<b>Right to Information Act</b>
<b>RPS</b>	<b>Renewable Portfolio Standard</b>
<b>S&amp;LP</b>	<b>Standards &amp; Labeling Program</b>
<b>SCCL</b>	<b>Singureni Collieries Company Limited</b>
<b>SEB</b>	<b>State Electricity Board</b>
<b>SEC</b>	<b>Solar Energy Centre</b>
<b>SERC</b>	<b>State Electricity Regulatory Commission</b>
<b>SIPP</b>	<b>Special Incentive Package Scheme</b>
<b>SNA</b>	<b>State Nodal Agencies</b>
<b>SPV</b>	<b>Special Purpose Vehicles</b>
<b>SRC</b>	<b>Solar Research Centre</b>
<b>SSS-NIRE</b>	<b>Sadar Sawar Singh National Institute of Renewable Energy</b>
<b>STU</b>	<b>State Transmission Utility</b>
<b>TAPP</b>	<b>Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-Pipeline</b>
<b>TERI</b>	<b>The Energy and Resources Institute</b>
<b>TPTCL</b>	<b>TATA Power Trading Company Limited</b>
<b>UMPP</b>	<b>Ultra Mega Power Project</b>
<b>UNFCCC</b>	<b>United Nations Framework Convention on Climate Change</b>
<b>UPA</b>	<b>United Progressive Alliance</b>
<b>UPRVUNL</b>	<b>Uttar Pradesh Rajya Vidyut Utpadan Nigam Limited</b>
<b>UT</b>	<b>Union Territories</b>
<b>WBPDCL</b>	<b>West Bengal Power Development Corporation</b>
<b>WPD</b>	<b>Wind Power Density</b>

# Konvertierungstabelle

## Währungsumrechnungen

€ 1 = INR 70

\$ 1 = INR 50

INR 100 = € 1,43

INR 100 = \$ 2,00

## Maßeinheiten

**W** Watt

(auch als kW, MW, GW) (Kilowatt, Megawatt, Gigawatt)

**Wh** Wattstunden

(auch als kWh, MWh, GWh, TWh) (Kilowattstunden, Megawattstunden, Gigawattstunden, Terawattst.)

**We** Leistung elektrisch

**Wp** Leistung bei maximaler Sonneneinstrahlung

**V** Volt

**VA** Volt Ampere

(auch als MVA) (Mega Volt Ampere)

**TOE** Tonnen Erdölequivalent

(auch als MTOE) (Millionen Tonnen Erdölequivalent)

**scmd** Kubikmeter pro Tag

(auch als mmscmd) (Millionen Kubikmeter pro Tag)

**BTU** Energieeinheit

(auch als MBTU) (Millionen Energieeinheiten)

**T** Tonne

**Ha** Hektar

**Acre** Circa 0,4 Hektar

## Vorsatzzeichen

**k (Kilo)** 1.000 (Tausend)

**M (Mega)** 1.000.000 (Millionen)

**G (Giga)** 1.000.000.000 (Milliarden)

**T (Tera)** 1.000.000.000.000 (Billionen)

# 1. Kapitel: Indien im Überblick

## 1.1. Geographischer, klimatischer, politischer, gesellschaftlicher Überblick<sup>1</sup>

Die Republik Indien umfasst den größten Teil des südasiatischen Subkontinents, zu dem Indiens Nachbarländer Pakistan (im Westen), Nepal und Bhutan (im Norden), Bangladesch (im Osten) und Sri Lanka sowie die Malediven (im Süden) gehören. Im Osten grenzt Indien an Myanmar (früher: Burma) und im Norden an China (Tibet). Mit circa 3,3 Millionen Quadratkilometern ist Indien flächenmäßig das siebtgrößte Land der Erde und damit etwa zehnmal so groß wie die Bundesrepublik Deutschland.<sup>2</sup>

Die wichtigste Stadt im Norden ist die Hauptstadt Neu Delhi, im Westen die Wirtschaftsmetropole Mumbai (früher: Bombay), im Osten die bengalische Stadt Kolkata (früher: Calcutta), und im Süden die IT-Hochburgen Bengaluru (früher: Bangalore) und Hyderabad sowie Chennai (früher: Madras). Die indische Republik besteht aus 28 Bundesstaaten und sieben *Union Territories* (UTs; Gebiete, die direkt der Zentralregierung in Neu Delhi unterstellt sind).

Etwa drei Viertel der Bevölkerung spricht indo-arische Sprachen (Nordindien), zu denen auch die meisten europäischen Sprachen gehören, wobei die meistgesprochene Sprache das nordindische ‚Hindi‘ ist. Circa ein Viertel der Menschen sprechen verschiedene dravidische Sprachen (Südindien). Über 80% der Inder sind Hindus; 13% Muslime. Die restlichen 7% sind Christen, Sikhs, Buddhisten, Jainisten und andere.

Außerhalb der Gebirgsregionen dominiert im nördlichen und zentralen Indien ein subtropisches Kontinentalklima. In den Küstenregionen und im Süden hingegen herrschen tropische Klimaverhältnisse. Im Norden schwanken die Temperaturen im Jahresverlauf erheblich von 5-10°C um die Jahreswende bis weit über 40°C im Mai/Juni. In den südlichen Küstenregionen ist es über das ganze Jahr konstant heiß (circa 25-35°C).<sup>3</sup>

Die relativ abgeschlossene Geographie des südasiatischen Subkontinents hat eine stark ausgeprägte und unabhängige Kulturlandschaft entstehen lassen. Diese ist extrem vielfältig und hat im geschichtlichen Verlauf viele prägende Einflüsse von außen erhalten. Über den Handel an den Küsten Südindiens sowie über das nordwestliche Flachland fand ein regelmäßiger Austausch mit anderen Kulturen statt. Ab dem 11. Jahrhundert stieg der Islam zu einer mächtigen Religion in Südasien auf, wodurch eine indo-islamische Kultur entstand. Eine berühmte Hinterlassenschaft aus dieser Zeit ist der ‚Taj Mahal‘ in Agra. 1858, nach etwa 100 Jahren expandierendem britischen Einfluss (durch die Ostindien-Gesellschaft), wurde Indien zu einer britischen

---

<sup>1</sup> Geology.com, Website

<sup>2</sup> Official Directory Government of India, Website

<sup>3</sup> US Library of Congress, Country Study India, Website

Kronkolonie. 1947 wurde das Land als demokratische Republik in die Unabhängigkeit entlassen. Mit inzwischen 714 Millionen Wahlberechtigten ist Indien die bei weitem größte Demokratie der Welt.<sup>4</sup>

Von der Unabhängigkeit 1947 bis in die frühen 1990er Jahre wurde Indien fast durchgehend von der säkularen Kongresspartei regiert. Die Partei ging direkt aus dem im spätem 19. Jahrhundert gegründeten *Indian National Congress* (INC) und der Unabhängigkeitsbewegung unter der Führung von Mahatma Gandhi und Jawaharlal Nehru hervor. Letzterer wurde im Anschluss auch Indiens erster und am längsten amtierender Ministerpräsident (1947-1964). In den 1990er Jahren ging die Zeit der Alleinherrschaft der Kongresspartei zu Ende. Alle folgenden Regierungen wurden seither von Koalitionen gestellt. Der INC blieb zwar jeweils stärkste Partei, konnte aber nur mit verbündeten Regionalparteien ihre Machtposition erhalten. Seit 2004 ist die kongressgeführte *United Progressive Alliance* (UPA) an der Macht, die im Mai 2009 in den nationalen Wahlen bestätigt wurde. Im Jahr 2010 feiert die Kongresspartei ihr 125-jähriges Bestehen.

Außenpolitisch ist Indien in einer schwierigen regionalen Situation, was sich auch auf die Energieversorgung auswirkt. Das Verhältnis zu Pakistan und China ist durch territoriale Streitigkeiten stark belastet. Auch die Beziehung zu Bangladesch ist durch Differenzen über Wasserrechte und Migration angespannt. Indien hat ein traditionell gutes Verhältnis zu Russland sowie der arabischen Welt. In den letzten Jahren hat sich auch die Beziehung zu den USA deutlich verbessert und läuft in Richtung einer strategischen Partnerschaft. Europa spielt für die indische Außenpolitik dagegen eine eher zweitrangige Rolle.<sup>5</sup>

## 1.2. Bevölkerung und Bevölkerungswachstum

Mit seinen etwa 1,21 Milliarden Einwohnern ist Indien nach China (circa 1,35 Milliarden Einwohner) im Jahr 2010 das bevölkerungsreichste Land der Erde<sup>6</sup>. Die Bevölkerung ist mit einem mittleren Alter von 25,3 Jahren im internationalen Vergleich jung<sup>7</sup>; die durchschnittliche Lebenserwartung liegt derzeit bei knapp 65 Jahren.<sup>8</sup> Das Bevölkerungswachstum lag in den letzten Jahren bei jährlichen 1,4%. Dennoch wird Indien nach aktuellen Schätzungen bis 2025 China als bevölkerungsstärkstes Land ablösen (mit geschätzten 1,5 Milliarden Einwohnern).<sup>9</sup>

Über 60% des zu erwartenden Bevölkerungswachstums wird voraussichtlich in den ärmeren und wirtschaftlich weniger dynamischen Bundesstaaten des Landes – zum Beispiel im nördlichen ‚Cow Belt‘ von Rajasthan bis Bihar – stattfinden. Diese Entwicklung kann zu einer deutlichen Steigerung der regionalen Ungleichheiten führen und politische wie soziale Spannungen auslösen. Weiterhin liegt die offizielle männliche Geburtenrate signifikant über der weiblichen (1.08 Jungen : 1 Mädchen), was im Allgemeinen auf die kulturelle Diskriminierung von Mädchen und Frauen zurückzuführen ist.<sup>10</sup>

Indien beherbergt einige der größten und am schnellsten wachsenden Mega-Städte. Obwohl es nach wie vor ein vornehmlich ländlich geprägtes Land ist (so lebten im Jahr 2008 weniger als 30% der Bevölkerung in städtischen Gebieten), ist die Urbanisierungsrate mit 3,4% weltweit eine der höchsten.<sup>11</sup> Nach Hochrechnungen der Vereinten Nationen werden bis 2050 circa 55% der Inder in Städten leben, was einer

<sup>4</sup> Official Directory Government of India, Website

<sup>5</sup> CIA World Factbook, Website; Nationality and Foreign Policy in India, Engelmeier, 2009

<sup>6</sup> UN, Department of Economic and Social Affairs, Population Division, Website

<sup>7</sup> Weltweit: 28,4 Jahre, China: 34,1 Jahre, Deutschland: 43,8 Jahre; CIA World Factbook, Website

<sup>8</sup> UN, Department of Economic and Social Affairs, Population Division, Website

<sup>9</sup> Statistisches Bundesamt, Bald sieben Milliarden Menschen auf der Erde, Pressemitteilung, Juli 2009

<sup>10</sup> Weltbank, Website

<sup>11</sup> CIA World Fact Book, Website

Gesamtsteigerung von über 550 Millionen Menschen entspricht. Die schon heute vielerorts mangelhafte städtische Infrastruktur gerät damit unter noch größeren Druck.<sup>12</sup>

### 1.3. Wirtschaft und Wirtschaftswachstum

Indiens nominales *Bruttoinlandsprodukt* (BIP) betrug im Jahr 2008 \$ 1,2 Billionen<sup>13</sup> (im Vergleich zu Deutschland 2008: \$ 3,5 Billionen<sup>14</sup>). Nach Kaufkraftparität liegt Indien mit \$ 3,3 Billionen sogar noch vor Deutschland (\$ 2,9 Billionen) und ist damit die fünftgrößte Volkswirtschaft der Welt. Das jährliche Pro-Kopf-Einkommen in Indien beträgt circa \$ 2.900<sup>15</sup>.

Nach der Unabhängigkeit 1947 war die indische Wirtschaft lange Zeit von starker Reglementierung, Protektionismus und Staatsbetrieben gekennzeichnet. Das hat zu weit verbreiteter Korruption, ineffizienten Prozessen und einem gebremsten Wachstum<sup>16</sup> geführt. Die nationale Wirtschaftspolitik unter Nehru und seinen Nachfolgern war zentralistisch, sozialistisch und auf Selbstversorgung, anstatt auf internationalen Handel ausgerichtet. Erst 1991, als Indien mit einem Staatsbankrott konfrontiert war, änderte sich die Wirtschaftspolitik. Die damalige Regierung unter Narasimha Rao (INC) setzte tiefgreifende Reformen hin zu einem marktorientierten System durch. Seitdem wurde die Wirtschaft schrittweise liberalisiert und Wettbewerb gefördert. Internationalen Unternehmen wurde in vielen Bereichen Zugang zum indischen Markt ermöglicht. Zwischen 1997 und 2007 lag das Wirtschaftswachstum konstant über 7%<sup>17</sup>. 2008 und 2009 war es aufgrund der internationalen Wirtschaftskrise zwar mit 5-6% geringer; langfristig geht man jedoch davon aus, dass Wachstumsraten von 8% realistisch sind. Indien gilt, wie auch China oder Brasilien, als einer der wenigen „Gewinner“ der Wirtschaftskrise<sup>18</sup>. Goldman Sachs schätzt, dass Indien im Jahr 2050 mit einem Bruttoinlandsprodukt von über \$ 40 Billionen die nach China und vor den USA zweitgrößte Volkswirtschaft der Welt sein wird<sup>19</sup>.

Doch trotz des wirtschaftlichen Fortschritts sieht sich Indien noch immer mit großen Herausforderungen konfrontiert. Laut einem Bericht der Weltbank leben derzeit etwa 456 Millionen Menschen mit weniger als \$ 1.25 pro Tag unterhalb der Armutsgrenze<sup>20</sup>.

### 1.4. Wichtigste Industrien

Nach der Unabhängigkeit im Jahre 1947 versuchte Indien, durch planwirtschaftliches Vorgehen eine solide industrielle Basis zu schaffen. Rückblickend betrachtet war diese Politik nur teilweise erfolgreich. Heute trägt der Industriesektor etwa 30% zum BIP bei (in Deutschland: ebenfalls 30%) und beschäftigt rund 18% der Erwerbstätigen (in Deutschland: 26%). Im Vergleich dazu ist die Landwirtschaft, in der 60% der indischen Arbeitskräfte beschäftigt sind, nur zu 18% am BIP beteiligt (in Deutschland: 2% der Arbeitskräfte, 1% des

<sup>12</sup> UN-Report, The World Urbanization Prospects, 2007

<sup>13</sup> Weltbank, Development Indicators, Website

<sup>14</sup> Statistisches Bundesamt Deutschland, Brutto-Inlandsprodukt 2008 für Deutschland – Begleitmaterial zur Pressekonferenz am 14. Januar 2009, Website

<sup>15</sup> CIA World Factbook, Website

<sup>16</sup> Man nannte das lange Zeit die ‚Hindu Rate of Growth‘, da das Wachstum nie die 3,5%-Marke überstieg. Dies war wenig mehr als das durchschnittliche Bevölkerungswachstum.

<sup>17</sup> Weltbank, Website

<sup>18</sup> Global Competitiveness Report, World Economic Forum, 2009

<sup>19</sup> Goldman Sachs, Global Economics Paper 169, Juni 2008

<sup>20</sup> Weltbank, New Data, Indien, August 2008

BIPs). Die wichtigste Säule ist der Dienstleistungssektor mit 52% am BIP-Anteil (in Deutschland: 69%<sup>21</sup>). Damit hat Indien einen – für ein Entwicklungsland – überdurchschnittlich entwickelten Dienstleistungssektor.

Nach der wirtschaftlichen Liberalisierung durch umfassende Reformen in den 1990er Jahre hat sich gezeigt, dass viele indische Konzerne im internationalen Wettbewerb bestehen können. Große Konzerne wie Tata, Birla oder Reliance Industries dominieren die indische Geschäftswelt und sind in der Regel von Familien kontrolliert. Wichtige Industriezweige in Indien sind die Bergbau- und Metallindustrie, die Energieerzeugung, Infrastruktur-Dienstleistungen, die Automobil-, Textil-, Pharma- und Chemieindustrie sowie der Maschinenbau. Aufgrund ihres schnellen Wachstums und ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit wird die IT- und Outsourcing-Industrie als große Erfolgsgeschichte des modernen Indiens betrachtet. Während sie 1998 nur 1% des BIP ausmachte, waren es 2009 bereits etwa 6%. Andere schnell wachsende Wirtschaftszweige sind das Banken- und Versicherungswesen, Tourismus, Kommunikation und Luftfahrt.<sup>22</sup>

## 1.5. Die indische Konstitution

Das indische Rechtssystem basiert auf der am 26. November 1949 unterzeichneten Konstitution. In der Präambel wird Indien als souveräne, sozialistische, säkulare und demokratische Republik beschrieben. Indien ist außerdem in einer föderalen Struktur organisiert, in der sowohl die Union als auch die einzelnen Bundesstaaten legislative Macht besitzen.<sup>23</sup>

Die Kompetenzverteilung erfolgt über drei Listen. Liste I beschreibt die Themen, für die das in Ober- und Unterhaus („Lok Sabha“ und „Rajya Sabha“) gegliederte indische Parlament verantwortlich ist. Hierzu gehören etwa Verteidigung, Außenpolitik und der Bundeshaushalt. Liste II beschreibt die Zuständigkeiten der jeweiligen Landesparlamente („Vidhan Sabha“). Auf Liste III stehen Themen, für die sowohl das indische Parlament als auch die Parlamente der Bundesstaaten zuständig sind. Für den Energiesektor sind folgende Listeneinträge relevant:

- Liste I (Union): Atomenergie, Bodenschätze (Minen, Öl- und Gasförderung) und überregionale Wassersysteme
- Liste II (Bundesstaaten): Wasserversorgung, Bewässerungs- und Kanalsysteme, Abwässersysteme sowie Wasserspeicherung und -kraft
- Liste III (beide): Stromerzeugung und -übertragung

Im Falle widersprüchlicher Entscheidungen zu Themen der Liste III muss sich die Gesetzgebung der Bundesstaaten derjenigen aus Neu Delhi unterordnen. Da Initiativen oft auf beiden Ebenen gestartet werden und in Fokus und Umfang nicht immer deckungsgleich sind, kann eine verwirrende Vielfalt an Regelungen entstehen. Der Stromsektor ist besonders davon betroffen, was am Beispiel der Einspeisetarife für erneuerbare Energie erkennbar ist.

Die Exekutive besteht auf zentraler Ebene aus dem Premierminister und seinem Kabinett und auf Bundesstaatenebene aus dem „Chief Minister of State“ und seinem Kabinett. Da Indien ein sehr großes und komplexes Land ist (und weil komplizierte Koalitionstaktiken dies erfordern), hat das Kabinett im Augenblick

---

<sup>21</sup> OECD, Labor Market in India 2007; Statistisches Bundesamt Deutschland, Erwerbstätigkeit 2007; Weltbank, Key Development Data and Statistics 2007, Websites

<sup>22</sup> India in Business, 2009

<sup>23</sup> Supreme Court of India, Website

51 Ministerposten mit teilweise sehr spezifischen Portfolios. Fünf dieser Ministerien sind für den Energiesektor von besonderer Relevanz:

- Das *Ministry of Power* (MoP, Strom)
- Das *Ministry of New and Renewable Energy* (MNRE, Solar, Wind, Biomasse, kleine Wasserkraft)
- Das *Ministry of Coal* (MoC, Kohle)
- Das *Ministry of Petroleum and Natural Gas* (MoP&NG, Öl und Gas)
- Das *Ministry of Environment and Forests* (MoEF, Umwelt und Wälder)

Als Rechtssystem hat Indien von den Briten das ‚Common Law‘ mit einer Mischung aus legislativer Initiative und Präzedenzfällen („Case Law“) übernommen. Die Judikative ist unabhängig und kann neue Gesetze einer juristischen Prüfung zu unterziehen. Das höchste Gericht und die letzte Berufungsinstanz ist der ‚Supreme Court‘.<sup>24</sup> Dann kommen die ‚High Courts‘ der einzelnen Bundesländer und schließlich die ‚District Level Courts‘.<sup>25</sup> Das indische Rechtssystem funktioniert nur in Teilbereichen zuverlässig. Der ‚Supreme Court‘ z.B. gilt als sehr integer, umsichtig und durchsetzungsstark. Aber vielerorts hat Korruption die Gerichte – besonders auf den unteren Ebenen – infiltriert. Insgesamt ist das System so stark überlastet, dass die Bearbeitung mancher Fälle sich viele Jahre in die Länge ziehen kann und somit eine Rechtssicherheit de facto nur bedingt existiert.

## 1.6. Bedeutung des Energiedefizits für Wirtschaft und Entwicklung

Indien hat große Probleme, die Infrastruktur (vor allem in den Städten) schnell genug aufzubauen, um mit den wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Veränderungen Schritt zu halten. Der Energiesektor ist dabei von zentraler Bedeutung. Energieknappheit gefährdet allerdings nicht nur das rasante Wirtschaftswachstum in den Städten und Industriezentren, sondern auch die Entwicklung der Ärmsten des Landes, da eine zuverlässige Grundversorgung mit Strom in vielen ländlichen Gebieten noch nicht gegeben ist.

Laut einem im November 2009 erschienenen Bericht von Greenpeace<sup>26</sup> sind noch immer circa 40% der indischen Haushalte nicht an ein Stromversorgungssystem angeschlossen. Die fehlende oder unzuverlässige Stromversorgung auf dem Land verschärft den Entwicklungsgegensatz zwischen den Regionen und Städten, die vom Wachstum der Wirtschaft profitieren und den weiten Teilen des Landes, in denen sich die Lebensumstände nicht ändern. Dieser Gegensatz birgt ein großes soziales Konfliktpotenzial. Aber selbst in den wirtschaftlich erfolgreichen Regionen führt eine unzuverlässige Stromversorgung zu erheblichen wirtschaftlichen Verlusten und hemmt das allgemeine Wachstum.

Der Ausgleich des Energiedefizits sowie die Deckung des steigenden Energiebedarfs ist somit eine der wichtigsten Aufgaben des indischen Staates. Um diese Ziele zu erreichen, werden massive Förderprogramme aufgelegt, die Privatisierung des Strom-, Öl- und Gassektors vorangetrieben und internationale Investoren angeworben. Der indische Staat alleine hat nicht die finanziellen Möglichkeiten, das Energieproblem zu lösen und ist daher auf eine enge Zusammenarbeit mit dem privaten Sektor angewiesen. Dies eröffnet deutschen Unternehmen interessante Marktchancen, die im Folgenden ausführlich besprochen werden.

---

<sup>24</sup> ebd.

<sup>25</sup> Indische Botschaft in Deutschland, Website

<sup>26</sup> Greenpeace, Still Waiting – Report on Energy Injustice, 2009



## 2. Kapitel: Der Indische Energiemarkt

### 2.1. Indiens Energieverbrauch: Überblick und Trends

Indiens Energiebedarf ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Dieser Trend wird wohl auf absehbare Zeit anhalten. Er wird von Indiens starkem Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum getrieben sowie von sich verändernden Gesellschaftsstrukturen hin zu städtischen und mobilen Lebensentwürfen. Der Prozess der Entwicklung, des Wachstums und der Modernisierung folgt im Wesentlichen dem westlichen sehr energieintensiven Modell des 19. und 20. Jahrhunderts, in dem Wirtschaftswachstum mit einem vergleichbaren Wachstum an Energieeinsatz korreliert.

Indien benötigt derzeit für jedes 1% an Wirtschaftswachstum circa 0,75%<sup>27</sup> an zusätzlichem Energieeinsatz. Die *National Planning Commission of India (NPCI)*, die die gesamte indische Wirtschaftsplanung koordiniert, hat in der *Draft Integrated Energy Policy (DIEP)* von Dezember 2005 eine Energieintensität von 0,67% für erreichbar erklärt.<sup>28</sup> Die Elektrizitätsintensität der indischen Wirtschaft – der prozentuale Zuwachs an Stromverbrauch, der mit 1% Wirtschaftswachstum korreliert – ist von ungefähr 3,14% in den 1950er Jahren auf 0,97% in den 1990er Jahren gefallen<sup>29</sup>. Im Jahr 2007 lag sie nur noch bei circa 0,73%, was insbesondere daran lag, dass Indiens Wachstum bisher nicht auf steigender Industrieproduktion (mit einer Intensität von 1,91%), sondern mehr auf dem sich dynamisch entwickelnden Dienstleistungssektor (mit einer Intensität von nur 0,11%), beruhte.<sup>30</sup>

Im komplexen globalen Energie- und Klimakontext gesehen – aber auch für eine langfristig nachhaltige Entwicklung Indiens – ist eine weitere Entkopplung des Wachstums vom Energieverbrauch sowie die Nutzung nachhaltiger, nicht vom Import abhängiger Energiequellen notwendig.

Um Indiens zu erwartendes, starkes, zukünftiges Wachstum energietechnisch möglich zu machen, werden sowohl auf der Angebots- wie auf der Nachfrageseite radikale Veränderungen notwendig sein. Die Energiewirtschaft sollte leistungsfähiger gestaltet und neue Energiequellen, insbesondere die Solarenergie, stark ausgebaut werden. Zudem ist es wichtig, vorhandene Ressourcen effizienter zu nutzen. Auch das so genannte ‚Leapfrogging‘ hin zu modernen und ressourcen-schonenden Technologien und Lebensweisen wird eine Rolle spielen.

<sup>27</sup> BP, *Statistical Review of the World Economy*, 2009; Berechnung aus den Werten 2000-2008

<sup>28</sup> NPCI, *Draft Integrated Energy Policy*, Dezember 2005. Die Studie gibt an, dass der internationale durchschnittswert bei 0,83% liegt, wobei Länder mit einem höheren BIP (über \$ 8.000 pro Person pro Jahr) mit 0,76% tendenziell eine geringere Energieelastizität haben.

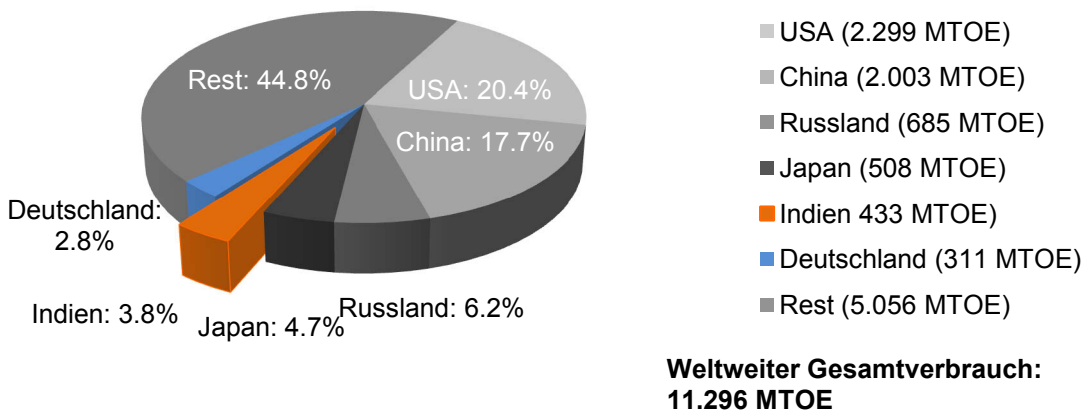
<sup>29</sup> *Overview of Indian Power Sector*, Indiacore, 2008, Website

<sup>30</sup> McKinsey, *Powering India - The Road to 2017*, 2009

### 2.1.1. Primärenergieverbrauch

Wie Abbildung 1 zeigt, hat Indien 2008 circa 3,8% (433 MTOE) der weltweit genutzten Primärenergieressourcen<sup>31</sup> (11.295 MTOE) verbraucht, was einer Steigerung von 0,2% gegenüber 2007 entspricht. Damit ist es der international fünftgrößte Primärenergiekonsument. Indiens Anteil ist zwar bereits bedeutend größer als noch vor zehn Jahren (2,9%), doch im Vergleich zum Anteil an der Weltbevölkerung von 17,6%<sup>32</sup> ist er nach wie vor gering. Wenn sich Indien in Zukunft ähnlich entwickelt wie China (17,7% des Energieverbrauchs, 19,6% der Bevölkerung) würde dies bedeuten, dass Indiens Anteil am Energieverbrauch in Zukunft stark wachsen wird.

**Abb. 1: Weltweiter Verbrauch von Primärenergieressourcen nach Verbrauchsland (in % und MTOE, 2008)<sup>33</sup>**



Seit 1980 hat sich Indiens Primärenergieverbrauch bei einer relativ konstanten durchschnittlichen Steigerungsrate von 5,3%<sup>34</sup> pro Jahr mehr als vervierfacht (siehe Abbildung 2).

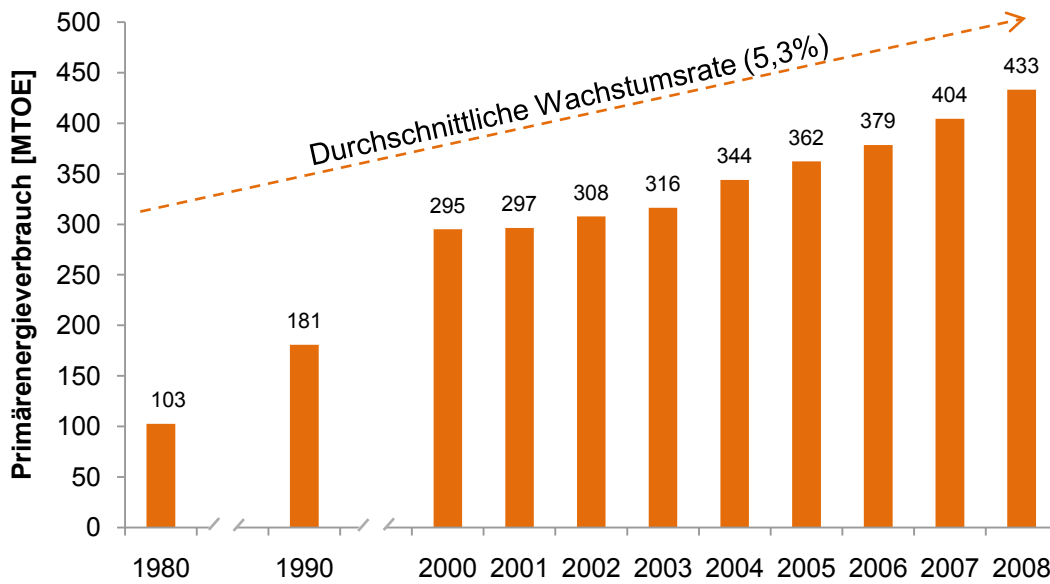
<sup>31</sup> Primärenergieressourcen beinhalten alle kommerziell gehandelten Brennstoffe. Holz, Torf und tierische Abfälle werden nicht mit einbezogen, obwohl diese in vielen Ländern eine große Rolle spielen. Diesbezüglich sind allerdings keine aussagekräftigen Statistiken verfügbar.

<sup>32</sup> Statistisches Bundesamt, Bald sieben Milliarden Menschen auf der Erde, Pressemitteilung, Juli 2009

<sup>33</sup> BP, Statistical Review of World Energy, 2009

<sup>34</sup> Bridge to India-Berechnung. Basierend auf: BP, Statistical Review of World Energy, 2009

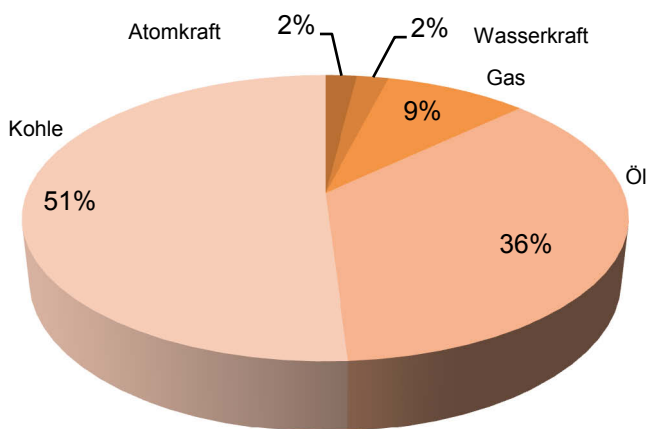
Abb. 2: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Indien (in MTOE, 1980-2008)<sup>35</sup>



Szenarien der NPCI gehen davon aus, dass die Energieversorgung bis 2032 bei einer anvisierten jährlichen Wachstumsrate des BIP von 8% bzw. 9% um das Drei- bzw. Vierfache, im Stromsektor sogar um das Fünf- bzw. Sechsfache ansteigen muss, um das Wirtschaftswachstum nicht zu hemmen. So würde der Primärenergiebedarf im kommerziellen und nicht-kommerziellen Sektor bis 2032 auf 1.836-2.043 MTOE pro Jahr ansteigen. Andere Szenarien liegen mit 1.536-1.887 MTOE etwas darunter.<sup>36</sup>

Die mit Abstand wichtigste Energiequelle für Indien ist Kohle (hauptsächlich Steinkohle), welche mehr als die Hälfte der Primärenergie stellt. Öl, das weitestgehend importiert wird, ist zweitwichtigste Energiequelle, gefolgt von Gas und Wasserkraft. Atomkraft kann bisher nur einen kleinen Teil des Primärenergiebedarfs abdecken (circa 2%). Erneuerbare Energie spielt mit rund 1% noch eine untergeordnete Rolle. Nicht berücksichtigt als Energieträger ist hier die traditionell genutzte Biomasse (für z.B. Herdfeuer).

Abb. 3: Anteil der kommerziellen Primärenergiequellen in Indien (in %, 2004)<sup>37</sup>



<sup>35</sup> BP, Statistical Review of World Energy, 2009

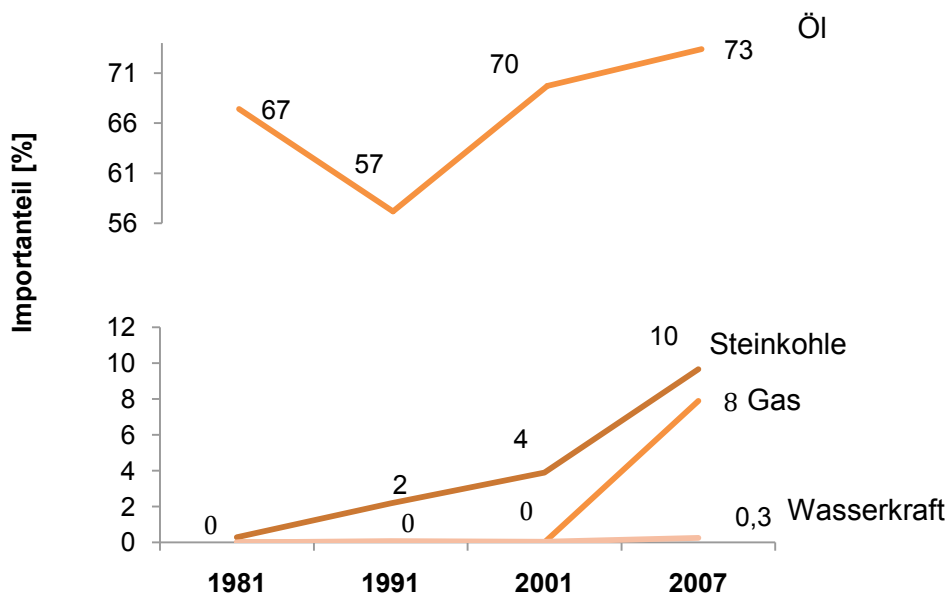
<sup>36</sup> NPCI, Integrated Energy Policy – Report of the Expert Committee, 2006

<sup>37</sup> ebd.

## 2.1.2. Import von Energieträgern

Schon heute hängt die indische Energieversorgung stark von Importen ab. Da das Land in Relation zu seiner großen Bevölkerung nur über verhältnismäßig geringe eigene Energiereserven verfügt, wird der Importanteil mit dem erwarteten Wirtschaftswachstum weiter ansteigen. Bei Öl ist der Importanteil mit Abstand am höchsten. Ein großer Teil der Deviseneinkünfte des Landes werden für Öl wieder ausgegeben<sup>38</sup>. Wasserkraft wird von den Nachbarstaaten Nepal und Bhutan in Form von Strom importiert. Aufgrund der beträchtlichen und anhaltenden Unterversorgung mit Energie ist Indien ein Energieimporteur ohne nennenswerte Exporte.

Abb. 4: Anteil des durch Import gedeckten Primärenergieverbrauches pro Energieträger (in %, 1981-2007)<sup>39</sup>



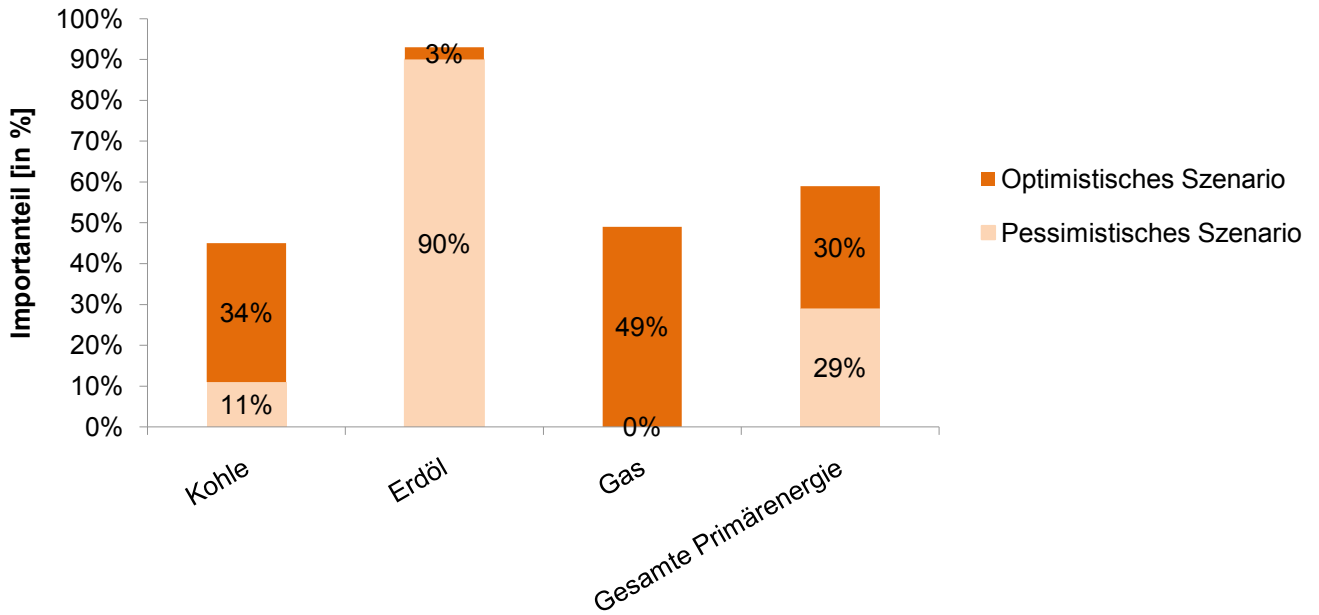
2030 wird nach Schätzungen der NPCI<sup>40</sup> der Bedarf der Primärenergien mindestens zu 30% und möglicherweise bis zu 60% durch Importe gedeckt. Bei Erdöl wird davon ausgegangen, dass 90% des Bedarfs importiert werden müssen (siehe Abbildung 5). Die Importspanne wurde über verschiedene Szenarien hinweg kalkuliert. Die untere Grenze wurde mit dem geringsten Bedarf und maximaler Eigenproduktion und die obere Grenze mit dem maximalen Bedarf und der geringsten Eigenproduktion ermittelt.

<sup>38</sup> Im Finanzjahr 2008-2009 hat Indien INR 3.419 Milliarden (€ 48,8 Milliarden) für Ölimporte gezahlt, was etwa ein Drittel der nationalen Importausgaben war. MoP&NG, Basic Statistics, 2009

<sup>39</sup> NPCI, 11. Fünfjahresplan, 2006

<sup>40</sup> ebd.

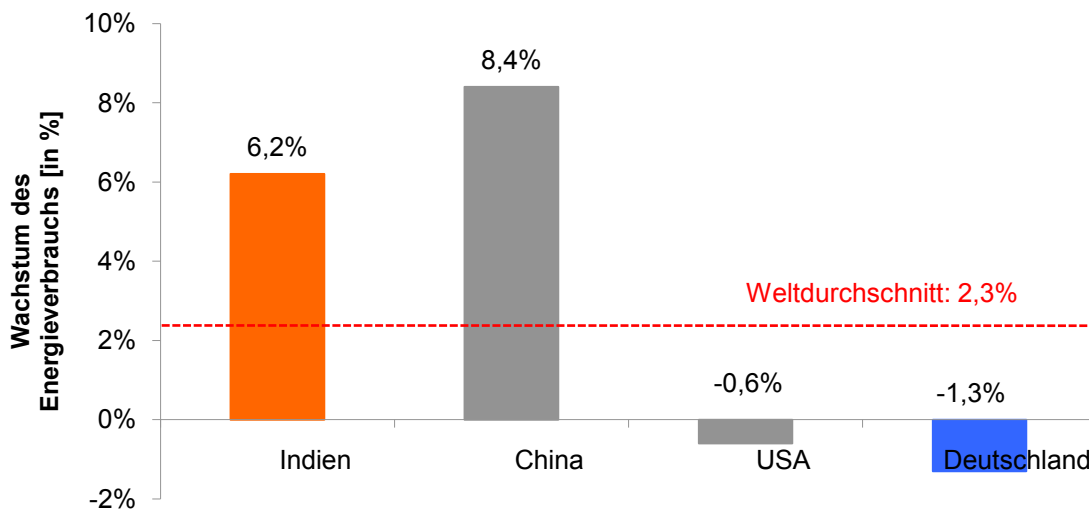
Abb. 5: Geschätzter Anteil der durch Import gedeckten Primärenergiequellen (in %, 2030)<sup>41</sup>



### 2.1.3. Indiens Energieverbrauch im internationalen Vergleich

Von 2005 bis 2008 stieg der Energieverbrauch Indiens um durchschnittlich 6,2% pro Jahr an, womit das Land unter den großen Volkswirtschaften nur hinter China (8,4%) und weit über dem Weltdurchschnitt (2,3%) lag (siehe Abbildung 6).

Abb. 6: Vergleich des durchschnittlichen jährlichen Wachstums des Energieverbrauchs von Indien mit China, USA und Deutschland (in %, 2005-2008)<sup>42</sup>

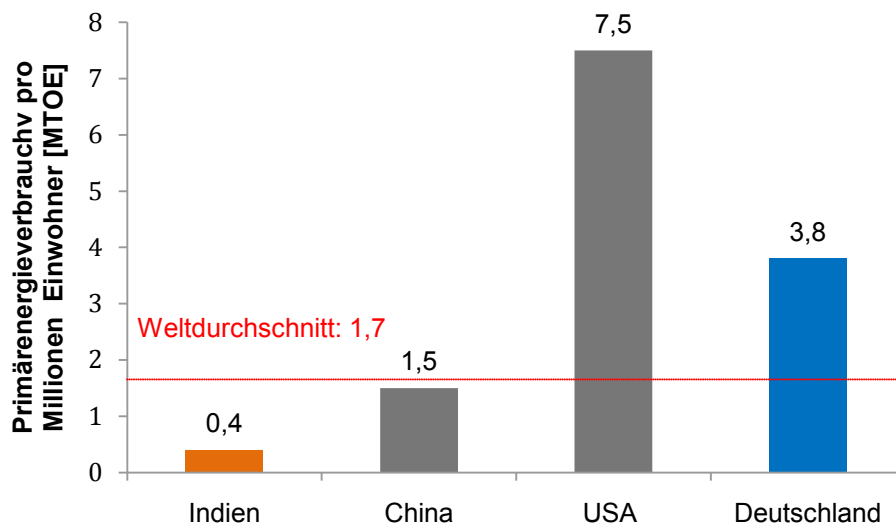


Im tatsächlichen, auf die Bevölkerung umgerechneten Energieverbrauch, liegt Indien mit 0,4 MTOE pro Millionen Einwohner jedoch nach wie vor weit unter dem Weltdurchschnitt (1,7). Ein Inder verbrauchte 2008 im Durchschnitt nur etwa 5% der Energie eines US-Amerikaners (siehe Abbildung 7).

<sup>41</sup> ebd.

<sup>42</sup> BP, Statistical Review of World Energy, 2009

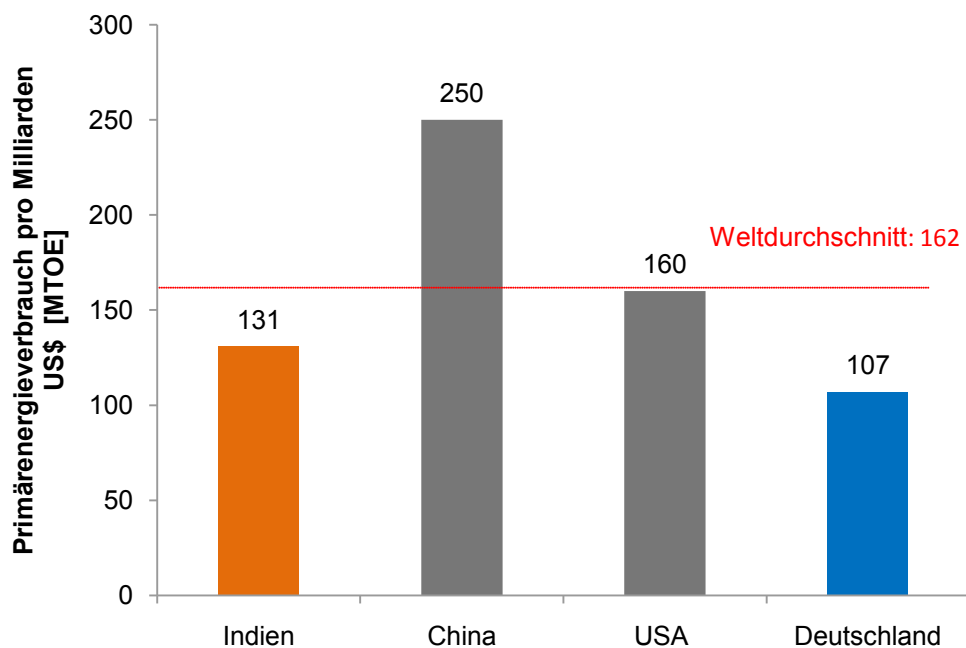
Abb. 7: Vergleich des Primärenergieverbrauchs pro Millionen Einwohner von Indien mit China, USA und Deutschland (in MTOE, 2005)<sup>43</sup>



An dem unten angegebenen Verbrauch von Primärenergie pro erwirtschaftetem Kapital kann man erkennen, dass das indische Wirtschaftswachstum bei weitem nicht so energieintensiv ist wie etwa das chinesische. Dies liegt vor allem daran, dass China als „Werkbank der Welt“ viele energieintensive Industrieleistungen für den Export erbringt, während Indien hauptsächlich für den heimischen Markt produziert und über eine vergleichsweise geringer entwickelte Industrie verfügt. Indiens Wachstumsprofil mit seinem starken Dienstleistungssektor entspricht eher der einer entwickelten Volkswirtschaft wie etwa den USA oder Deutschland (siehe Abbildung 8).

<sup>43</sup> Bridge to India-Berechnungen. Basierend auf: BP; Statistical Review of World Energy; Energy Charting Tool; CIA World Factbook, Websites

Abb. 8: Vergleich des Primärenergieverbrauchs pro Milliarden \$ der Wirtschaftsleistung von Indien mit China, USA und Deutschland (in MTOE, 2008)<sup>44</sup>



## 2.2. Energieressourcen

Indien setzt in der Befriedigung seiner Energiebedürfnisse auf einen Energiemix, welcher ein Maximum an Energie bereitstellt, dabei so kostengünstig wie möglich ist und zudem noch eine möglichst hohe geostrategische Energiesicherheit schafft. Klima- und Umweltaspekte spielen zwar derzeit noch eine eindeutig untergeordnete Rolle, aber das zunehmende Engagement Indiens bei den internationalen Klimagesprächen sowie seine Bereitschaft, wichtige Zukunftstechnologien (wie etwa die Solarenergie) zu entwickeln und die Energieeffizienz auf Angebots- und Nachfrageseite zu erhöhen, lassen darauf schließen, dass Indiens Energieprofil in Zukunft klima- und umweltfreundlicher sein wird, als er es im Moment der Fall ist.

### 2.2.1. Kohle

Indiens wichtigste Energiequelle sind die heimischen Steinkohlevorkommen. Sie werden vom eigens zur Förderung und Verteilung der Kohle gegründeten MoC auf circa 257 Milliarden Tonnen geschätzt<sup>45</sup> (siehe auch Kapitel 6.5.). Damit liegt Indien nach den USA, Russland und China weltweit an vierter Stelle. Mit einer jährlichen Förderung von 194 MTOE liegt Indien hinter China (1.415 MTOE), den USA (597 MTOE) und Australien (220 MTOE) sowie vor Russland (153 MTOE) ebenfalls an vierter Stelle.<sup>46</sup>

Die Steinkohlereserven befinden sich vorwiegend in den zentral und östlich gelegenen Bundesstaaten Jharkhand, Orissa, Chhattisgarh, Westbengalen, Madhya Pradesh, Andhra Pradesh und Maharashtra. Zudem verfügt Indien über Braunkohlevorkommen von circa 39 Milliarden Tonnen, wovon sich der größte Teil im südlichen Bundesstaat Tamil Nadu befindet.<sup>47</sup>

<sup>44</sup> ebd.

<sup>45</sup> MoC, Annual Report, 2007-2008

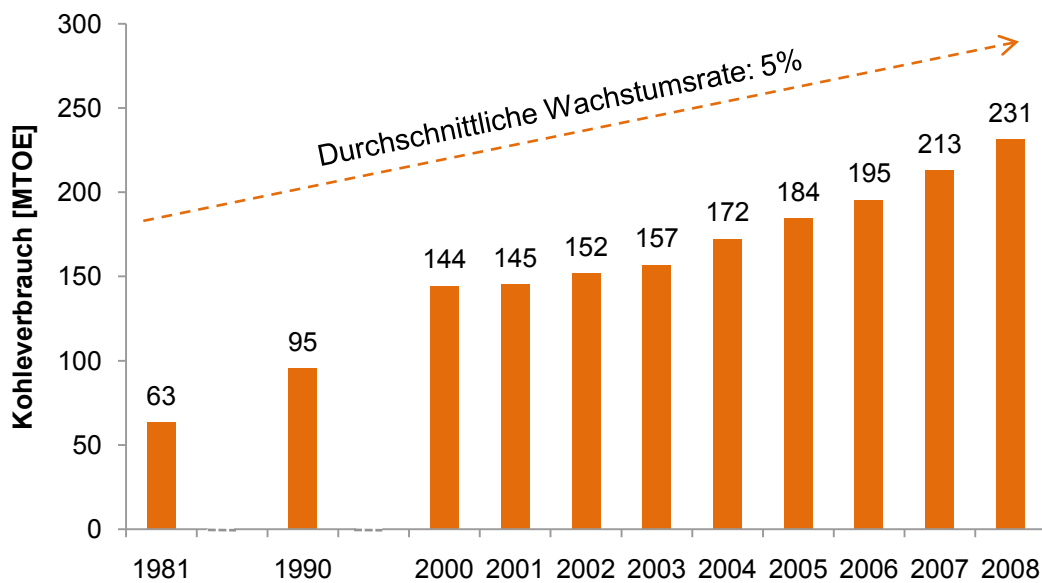
<sup>46</sup> BP, Statistical Review of World Energy, 2009

<sup>47</sup> MoC, Annual Report, 2007-2008

Die indische Steinkohle hat einen außergewöhnlich hohen Aschegehalt, was zu starken Verunreinigungen führt. Während die in den meisten anderen Ländern geförderte Steinkohle oft weniger als 10% und höchstens 25% Asche beinhaltet, sind es in Indien 35-45%. Schätzungen zufolge wird Indien bald Kohle mit einem Aschegehalt von bis zu 50% abbauen.<sup>48</sup>

Während das Land bis vor einigen Jahren seinen Kohlebedarf weitgehend decken konnte, ist es heute auf zusätzliche Kohleimporte, vor allem aus Australien, angewiesen.<sup>49</sup> Die Importkohle wird in der Regel der inländischen Kohle beigemischt, um Verunreinigungen zu reduzieren. Importkohle wird auch für die an den Küsten gelegenen neuen *Ultra Mega Power Projects* (UMPPs) von großer Wichtigkeit sein.<sup>50</sup>

**Abb. 9: Entwicklung des Kohleverbrauchs in Indien (in MTOE, 1981-2008)<sup>51</sup>**



In den letzten 18 Jahren hat sich der Kohleverbrauch mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 5% pro Jahr mehr als verdoppelt. Wenn das Wachstum weiterhin konstant bliebe, würde Indien im Jahr 2025 circa 529 MTOE Kohle (circa 800 Millionen Tonnen Kohle) verbrauchen. Voraussichtlich wird das Wachstum aber weitaus schneller von Statten gehen.

Die NPCI (genauer: Die ‚Working Group for Coal & Lignite for Formulation of XI Plan‘) gab den Kohlebedarf im Finanzjahr 2007-2008 mit 493 Millionen Tonnen an und schätzte, dass er bereits 2001-2012 bei 732 Millionen Tonnen liegen würde. Das entspräche einer jährlichen Zuwachsrate von 8,2%. Der Importanteil am indischen Kohleverbrauch wird von 6,3% im Jahr 2008 auf 7,5% im Jahr 2015 anwachsen. Bei einer Steigerung der Kohleförderung von 5% pro Jahr würden die landesweiten Kohlereserven noch etwa 45 Jahre ausreichen.<sup>52</sup> Der weitaus größte Teil der Kohle (74%) wird für die Stromgewinnung genutzt. Der zweitwichtigste Verbraucher ist die Stahlindustrie sowie das Kokereiwesen.

<sup>48</sup> Coal-online, Website

<sup>49</sup> GTAI, Energiewirtschaft Indien 2006-2007, 2007

<sup>50</sup> Steinkohle-Portal, Website

<sup>51</sup> BP, Statistical Review of World Energy 2009; Energy Charting Tool, Website

<sup>52</sup> NPCI, Integrated Energy Policy – Report of the Expert Committee, 2006

Tab. 1: Geschätzter Kohlebedarf nach Abnehmern (in Millionen Tonnen, 2007-2012)<sup>53</sup>

Sektor	2007-2008	2008-2009	2011-2012*
Stahl und Kokereiwesen	38	44	69
Energie (Versorgung)	330	378	483
Energie (Eigenbedarf)	34	38	57
Zement	27	25	32
Eisenerz/-schwamm	15	18	29
Andere	49	52	62
<b>Gesamt</b>	<b>493</b>	<b>555</b>	<b>732</b>

\* Schätzung

Das Staatsunternehmen *Coal India Limited* (CIL) ist für circa 85% der indischen Kohleproduktion verantwortlich und ist damit der weltgrößte Kohleproduzent. Mit nahezu 425.000 Beschäftigten und einem Umsatz von INR 458 Milliarden (€ 6.5 Milliarden, Finanzjahr 2008-2009) gehört CIL außerdem zu den größten Unternehmen des Landes.<sup>54</sup> Mit großem Abstand folgt *Singareni Collieries Company Limited* (SCCL), ebenfalls ein öffentliches Unternehmen. Es gehört zu 51% dem Bundesstaat Andhra Pradesh und zu 49% dem indischen Staat. SCCL beschäftigt etwa 70.400 Arbeitnehmer.<sup>55</sup>

In Zukunft soll der inländische Wettbewerb verstärkt und die Privatwirtschaft intensiver in den Kohleabbau einbezogen werden. Damit hofft Indien ein wichtiges Hemmnis für die Zuschaltung neuer Stromerzeugungskapazitäten, nämlich ein schnelleres Wachstum der Kohleförderung, zu beseitigen. Der Staat versucht, den Sektor durch Reformen dynamischer zu gestalten. Allerdings steckt die *Coal Mines Denationalisation Bill* (CMDDB) seit 2001 im Parlament fest. Der ehemalige Power Secretary R.V. Shahi fordert einen *Coal Act* (CA), der – wie der *Electricity Act* (EA) von 2003 – grundlegend marktwirtschaftlichere und somit investorenfreundlichere Strukturen schaffen soll (siehe Kapitel 4.4.). Die *Captive Coal Block Allotment Policy* (CCBAP) hat großen Industrieunternehmen bereits circa 20 Milliarden Tonnen Kohle für die Deckung des Eigenbedarfs an Strom und Wärme zugeteilt. Auf Basis dieser Reserven sollen neue Kraftwerke mit einer Kapazität von circa 70.000 MW gebaut werden. Bisher wurden diese Ressourcen allerdings kaum genutzt. Staatliche und private indische Bergbauunternehmen sichern sich zunehmend internationale Förderrechte, um den Kohle zu importieren.<sup>56</sup> Da die jetzige, vom INC geführte Regierungskoalition nicht mehr auf die Unterstützung der Kommunistischen Partei (*Communist Party of India*, CPI) angewiesen ist, sind die Chancen für Reformen deutlich höher als noch vor den Wahlen im Frühjahr 2009.

<sup>53</sup> MoC, Annual Report, 2007-2008<sup>54</sup> Coal India Limited, Financial Highlights, Website<sup>55</sup> Singareni Collieries Company Limited, Website<sup>56</sup> R.V. Shahi, Energy Vision – Opportunities in Indian Power Sector, Enertia, September 2009

Tab. 2: Geschätzte Kohleförderung in Indien (in Millionen Tonnen, 2007-2012)<sup>57</sup>

Kohleförderung	2007-2008**	2008-2009**	2011-2012
Coal India Limited	386	405	521
Singareni Collieries Company Limited	38	42	41
Andere*	38	51	119
Gesamte indische Förderung	<b>462</b>	<b>498</b>	<b>681</b>
Gesamter Import	31	58	51
<b>Gesamter indischer Verbrauch</b>	<b>493</b>	<b>556</b>	<b>732</b>

\*Andere: Insellösungen, andere staatliche Unternehmen und Selbstversorger

\*\* Geschätzte Werte des MoC

## 2.2.2. Erdöl

Indiens Kraftstoffmarkt ist von einer wachsenden Kluft zwischen der steigenden nationalen Nachfrage und der begrenzten Verfügbarkeit von Erdöl aus heimischen und internationalen Quellen gekennzeichnet. Der Zugang zum weltweiten Ölmarkt wird durch Indiens geopolitische Lage erschwert. Pakistan – ein Land mit dem Indien seit der Staatsgründung 1947 in einem Dauerkonflikt um die Region Kaschmir liegt – versperrt geographisch die direkte Landverbindung zu den Ölvorkommen des Iran und der restlichen arabischen Welt. Die Industrienationen haben bereits langfristige Handelsbeziehungen und Verträge mit vielen Ölproduzenten. Zudem steht Chinas aggressive Ressourcenpolitik in starkem Wettbewerb zu Indiens Bemühungen um neue Lieferverträge.

Im Jahr 2007 verfügte Indien über geschätzte Ölreserven von 725 Millionen Tonnen, wovon sich 357 Millionen Tonnen am Land („onshore“, Upper Assam, Cambay, Krishna-Godavari) und 368 Millionen Tonnen vor der Küste („offshore“, Mumbai High, Chauvery Basins) befanden (siehe auch Kapitel 6.7.).<sup>58</sup>

2007 förderte Indien rund 34 Millionen Tonnen Öl und importierte etwa die dreifache Menge (112 Millionen Tonnen). Für 2012 strebt die indische Regierung eine Fördermenge von rund 40 Millionen Tonnen Öl an.<sup>59</sup> In den letzten 15 Jahren hat sich der indische Erdölverbrauch von 63 MTOE (1993) auf 135 MTOE (2008) mehr als verdoppelt und wird auch in Zukunft voraussichtlich stark ansteigen.<sup>60</sup>

Der gesamte Ölsektor macht zusammen mit dem Gassektor entlang der gesamten Wertschöpfungskette circa 15% des indischen BIPs aus. Er wird von den großen staatlichen Unternehmen *Oil and Natural Gas Corporation of India* (ONGC), *IndianOil* (IO) und *Hindustan Petroleum Corporation Limited* (HPCL) dominiert. Die in der Förderung („upstream“) operierende ONGC setzte 2008-2009 einen Umsatz von circa INR 639 Milliarden (€ 9,1 Milliarden) um und besitzt 111 Öl- und Erdgasfelder in ganz Indien. Die ONGC erhielt über die Hälfte der unter der *New Exploration Licencing Policy* (NELP) neuvergebenen Förderlizenzen. Das

<sup>57</sup> MoC, Annual Report, 2007-2008

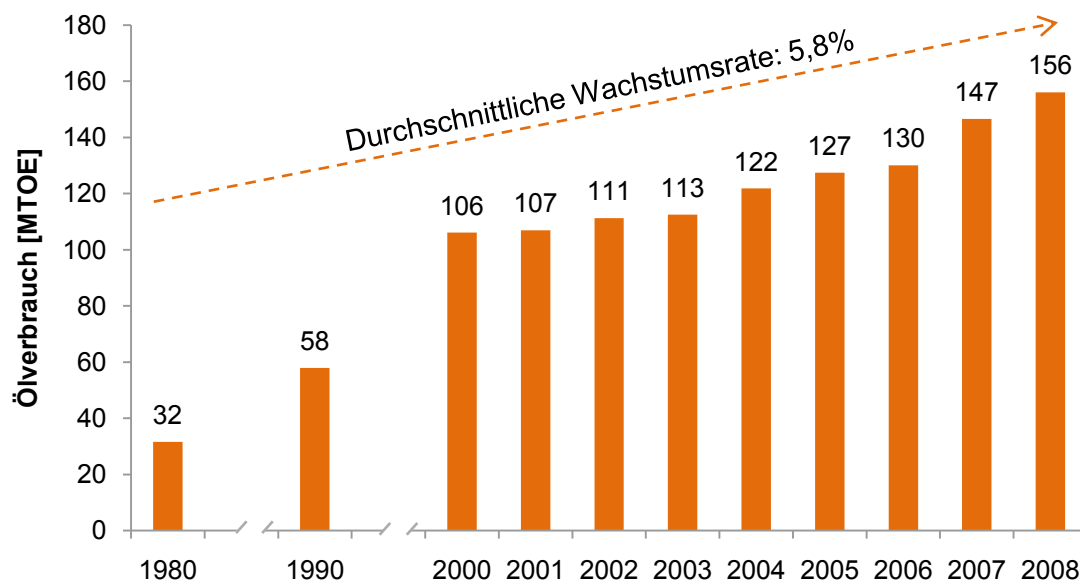
<sup>58</sup> MoP&NG, Petroleum Basic Statistics, 2009

<sup>59</sup> ebd.

<sup>60</sup> BP, Statistical Review of World Energy, 2009

international operierende Tochterunternehmen *ONGC Videsh Limited (OVC)* besitzt 44 Öl- und Gasprojekte in insgesamt 18 Ländern. IO ist Indiens größtes Unternehmen mit einem Umsatz 2008-2009 von über INR 2719 Milliarden (€ 39 Milliarden). Das Unternehmen ist entlang der gesamten Wertschöpfungskette aktiv und besitzt mit 18.278 Tankstellen das größte Tankstellennetz des Landes. HPCL ist das zweitwichtigste in Distribution und Verkauf („downstream“) operierende Unternehmen im Ölsektor mit einem Umsatz im Finanzjahr 2008-2009 von circa INR 1112 Milliarden (€ 16 Milliarden). Als weitere wichtige private Unternehmen sind Cairn India und TATA zu nennen<sup>61</sup>.

**Abb. 10: Ölverbrauchentwicklung in Indien (in MTOE, 1980-2008)<sup>62</sup>**



Um die Risiken, welche sich aus der starken Importabhängigkeit ergeben, abzupuffern, räumt die indische Regierung der Entwicklung strategischer Erdölreserven hohe Priorität ein. Es ist geplant, an drei Küstenorten Tanks mit einer Speicherkapazität von insgesamt 5 Millionen Tonnen zu einzurichten.<sup>63</sup>

Rund 50% der Importe werden durch Saudi Arabien, den Iran und Nigeria abgedeckt. Bis 2025 wird Indien hinter den USA, China und Japan wahrscheinlich der viertgrößte Ölimporteur werden.<sup>64</sup>

### 2.2.3. Erdgas

Indien verfügte 2007 über geschätzte 1.055 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgasreserven, wovon sich 270 Milliarden m<sup>3</sup> ‚onshore‘ und 785 Milliarden m<sup>3</sup> ‚offshore‘ befinden (siehe auch Kapitel 6.6.).<sup>65</sup> Die Vorkommen liegen zum größten Teil an der Westküste im an der Mündung der Flüsse Krishna und Godavari. Aufgrund des wachsenden Energiebedarfs ist auch die Nachfrage nach Erdgas rasant gestiegen. Der Gesamtverbrauch verdoppelte sich innerhalb von 11 Jahren von 18,5 MTOE im Jahr 1996 auf 36 MTOE im Jahre 2007.<sup>66</sup> Um dem steigenden

<sup>61</sup> ONGC, Annual Report 2008-2009; Indian Oil, Annual Report 2008-2009; HPCL, Annual Report 2008-2009; Powering India, Business India, 2009

<sup>62</sup> BP, Statistical Review of World Energy, 2009. Die Daten ab dem Jahre 2003 wurden durch die Angaben des MoP&NG ersetzt, da die Werte von BP in diesem Zeitraum nicht plausibel erscheinen. Abweichungen bezüglich der obigen Daten sind darauf zurückzuführen, dass nicht alle Importe direkt verbraucht werden.

<sup>63</sup> MoP&NG, Annual Report, 2007-2008

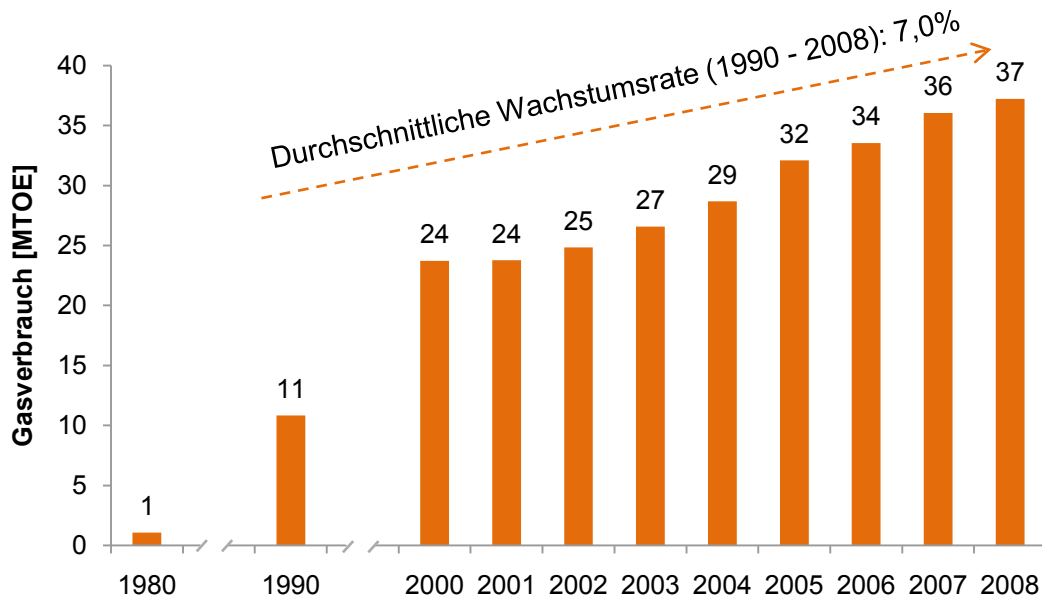
<sup>64</sup> Offizielle Energiestatistik der US-Regierung, Länderanalyse Indien, März 2009

<sup>65</sup> MoP&NG, Petroleum Statistics, Website

<sup>66</sup> BP, Statistical Review of World Energy, 2009

Bedarf gerecht zu werden, plant die indische Regierung im Zuge des 11. Fünfjahresplans, die heimische Gasförderung zu verdoppeln.<sup>67</sup>

Abb. 11: Gasverbrauch in Indien (in MTOE, 1980-2008)<sup>68</sup>



Bis 2003 konnte Indien komplett auf Erdgasimporte verzichten und die steigende Nachfrage allein über die wachsende inländische Produktion decken. Seit 2004 kamen Importe hinzu: 2004 waren es noch 2,4 MTOE, 2008 mit 9,7 MTOE bereits knapp die vierfache Menge<sup>69</sup>.

Indien hat eine günstige geografische Lage, da im Nordwesten Russlands, im Westen Irans, in Qatar und Abu Dhabi sowie in Myanmar und Bangladesch große Gasvorkommen in erreichbarer Nähe sind und ein Transport über Pipelines wirtschaftlich rentabel ist. Auch hier erschwert aber das außenpolitische Umfeld den Zugriff. Derzeit laufen Verhandlungen mit der Iranischen Regierung über den Import von 30-90 mmscmd durch eine noch zu bauende *Iran-Pakistan-India-Pipeline* (IPIP). Außerdem hat Indien die Beteiligung an der *Turkmenistan-Afghanistan-Pakistan-Pipeline* (TAPP) zugesichert, um Gas aus der Daulatabad-Region (Turkmenistan) zu beziehen. Die von der *Asian Development Bank* (ADB) initiierte Pipeline soll bis nach Indien verlängert werden.<sup>70</sup> Auch innerhalb Indiens sollen neue Gaspipelines weite Teile des Landes mit Erdgas versorgen. Drei Pipelineprojekte mit einer Länge von 2.162 km im Westen und Norden Indiens sind bereits im Bau. Ab 2012 sollen drei neue Projekte im Süden und Osten mit einer Länge von 4.554 km hinzukommen. Die *Gas Authority of India Limited* (GAIL) will damit bis 2014 die Übertragungskapazität von 150 auf 300 mmscmd verdoppeln.<sup>71</sup> Um alte und neue Gasvorkommen mit den wichtigsten Verbrauchszentren zu verbinden und um die Nutzung von Gas als saubererem Kraftstoff besonders in den Städten zu fördern, richtet GAIL derzeit außerdem Terminals für Flüssig-Erdgas (*Liquefied Natural Gas*, LNG) an Indiens Küsten ein. Zudem verbindet sie über *Joint Ventures* (JVs) private und industrielle Endkunden mit Erdgas aus der Leitung (*Piped Natural Gas*, PNG) sowie den Transportsektor mit Druck-Erdgas (*Compressed Natural Gas*,

<sup>67</sup> MoP&NG, Annual Report, 2007-2008

<sup>68</sup> BP, Statistical Review of World Energy, 2009

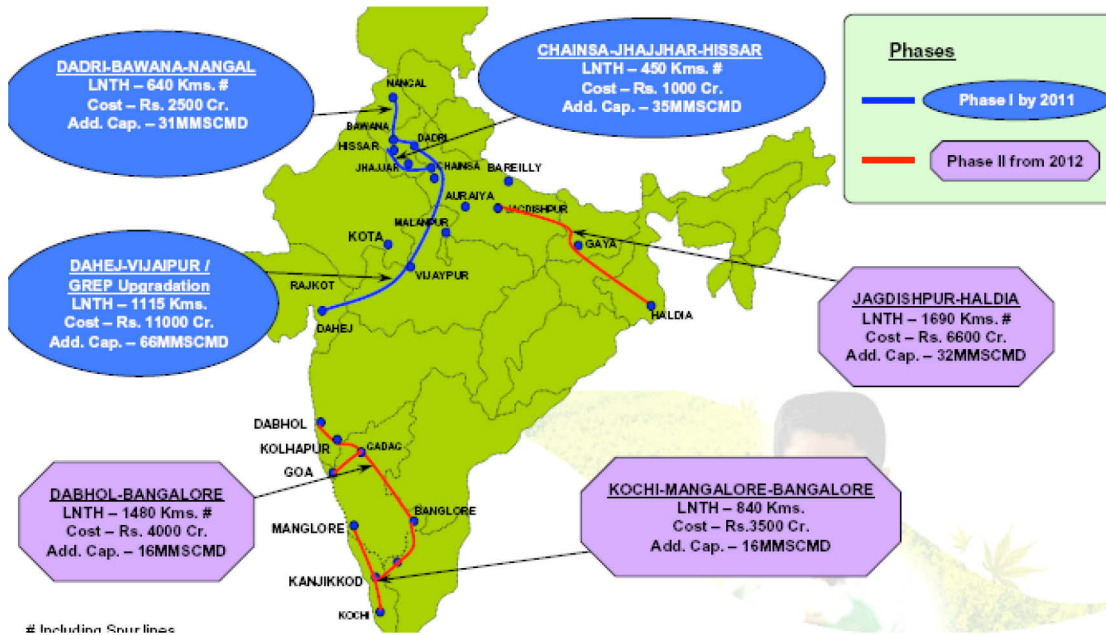
<sup>69</sup> ebd.

<sup>70</sup> MoP&NG, Annual Report, 2007-2008

<sup>71</sup> MINT, Motilal Oswal, In the Pipeline: GAIL to double volumes by '14 to meet demand, 11.01.2010

CNG). Das wichtigste Privatunternehmen im Gassektor ist Reliance Industries, das mit der Entwicklung des Krishna Godavari-Gasvorkommens betraut ist<sup>72</sup>.

Abb. 12: Neue Erdgaspipelines in Indien (2010)<sup>73</sup>



## 2.2.4. Nukleare Brennstoffe

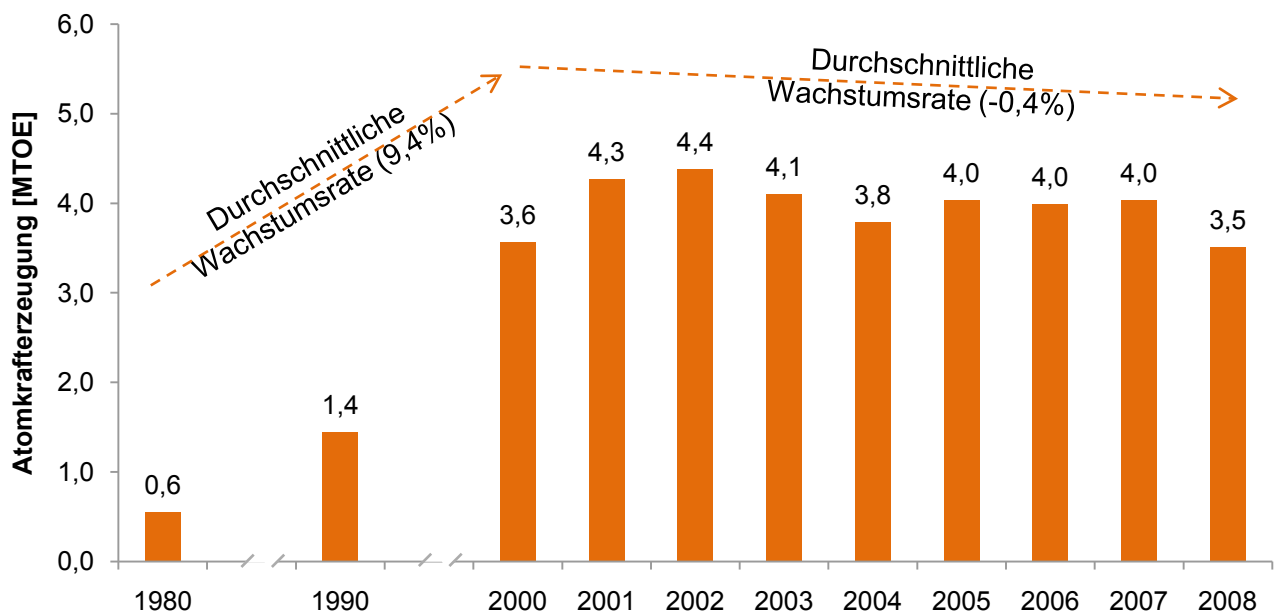
Indien setzt große Hoffnungen auf einen starken Ausbau der Kernkraft (siehe auch Kapitel 4.4.3.). Heute ist die anteilige Nutzung der Kernkraft zwar noch gering, denn sie trägt nur 2,5% zur gesamten Elektrizitätsversorgung bei, doch plant die Regierung in Zukunft einen raschen Ausbau der Kapazität von 4.120 MW im August 2009 auf 20.000 MW im Jahr 2020 und 63.000 MW im Jahr 2032. Im Jahr 2050 soll 25% der Stromversorgung aus Kernkraftwerken kommen.<sup>74</sup> Viele Beobachter sind allerdings skeptisch, da Indien in der Vergangenheit bereits häufiger den Ausbau der Kernenergie geplant, aber dennoch nie umgesetzt hat. Im Moment betreibt Indien Kraftwerke an sechs Standorten in den Bundesstaaten Uttar Pradesh, Karnataka, Maharashtra, Gujarat, Rajasthan und Tamil Nadu. Bis 2012 soll mit dem Bau von 23 geplanten Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 21.500 MW begonnen werden.

<sup>72</sup> Powering India, Business India, 2009

<sup>73</sup> GAIL, Website

<sup>74</sup> CEA, Monatsbericht, August 2009

Abb. 13: Atomkraft in Indien (in MTOE, 1980-2008)<sup>75</sup>



### 2.2.5. Wasserkraft

Indien hat mit fast 150 GW ein großes Potenzial für die Gewinnung von Wasserkraft, das bisher erst zu einem kleinen Teil realisiert werden konnte (siehe auch Kapitel 4.4.2.). Das meiste Potenzial liegt in den Bergregionen des Nordostens (59 GW) und Nordens (53 GW). Aber auch der Süden (16 GW), Osten (11 GW) und Westen (9 GW) des Landes bietet noch zahlreiche Möglichkeiten.<sup>76</sup>

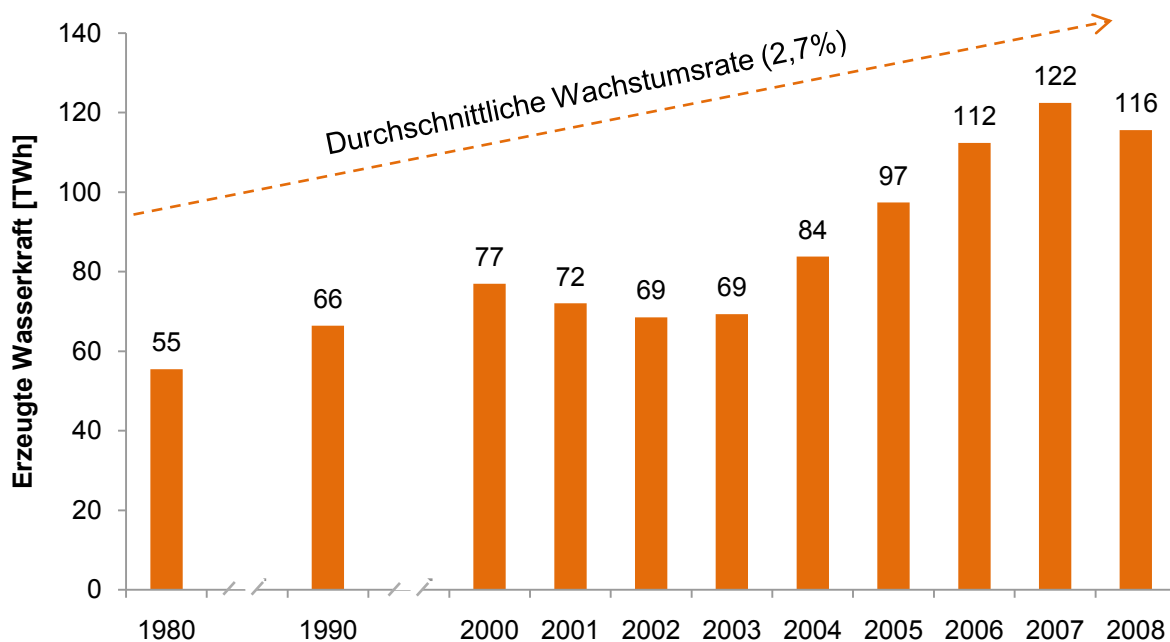
Im September 2009 verfügte Indien über 38.257 MW an installierter Wasserkraftkapazität. Der Punjab hat mit 4.009 MW den größten Anteil, gefolgt von Andhra Pradesh (3.755 MW) und Karnataka (3.678 MW). 25.373 MW (66%) werden von bundesstaatlichen Unternehmen betrieben, 11.457 MW (30%) von zentralstaatlichen Unternehmen, hauptsächlich von der *National Hydro Power Corporation* (NHPC). Nur 1.427 MW (4%) sind vom privaten Sektor installiert.<sup>77</sup> Die Wasserkraft, deren Potenzial in Indien bislang nur zu 23% ausgeschöpft ist, soll in Zukunft mit Hilfe privater Investoren stark ausgebaut werden. Unter dem jetzigen Fünfjahresplan sollen bis 2012 16.553 MW hinzugefügt werden.<sup>78</sup>

<sup>75</sup> BP, Statistical Review of World Energy, 2009

<sup>76</sup> CEA, Website

<sup>77</sup> ebd.

<sup>78</sup> Overview of Power Sector in India, Indiacore, 2008

Abb. 14: Durch Wasserkraft erzeugter Strom in Indien (in TWh, 1980-2008)<sup>79</sup>

### 2.2.6. Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien spielen bei der Deckung der wachsenden indischen Energienachfrage eine immer wichtigere Rolle. Während die traditionelle Nutzung von Biomasse zum Kochen langsam zurückgehen wird, soll die moderne Nutzung erneuerbarer Energien in Form von Biomasse, Solarenergie, Kleinwasserkraft und Windkraft zunehmen. Die in Indien insgesamt reichlich vorhandenen Potenziale zur Nutzung von erneuerbaren Energien werden allerdings erst minimal ausgeschöpft. Dieses Thema wird ausführlich in Kapitel 7 behandelt.

## 2.3. Der indische Strommarkt

Während Indien in verschiedenen Infrastrukturbereichen wie dem Straßenbau, dem Ausbau der Telekommunikationsstruktur oder der Flughäfen und Häfen bedeutende Fortschritte erzielen konnte, kann die Strom-Infrastruktur kaum mit den schnell wachsenden Anforderungen mithalten. Indiens Strommarkt steht vor großen Herausforderungen – sowohl was Quantität als auch Qualität der allgemeinen Stromversorgung angeht. So ist ein bedeutender Zuwachs der Erzeugungskapazitäten notwendig. Im Jahr 2008 konnte Indien insgesamt 834 TWh Strom erzeugen.<sup>80</sup> Auf Basis der Daten für 2007 lag Indien sowohl bei der Stromerzeugung wie beim Stromverbrauch nach den USA, China, Japan und Russland und vor Deutschland an weltweit fünfter Stelle.<sup>81</sup> Die erforderliche Grundlastkapazität wird bis 2017 wahrscheinlich die 300 GW-Grenze überschreiten. Das bedeutet eine notwendige Verdoppelung oder gar Verdreifachung der 2009 installierten Gesamtkapazität von 153 GW.<sup>82</sup> Außerdem muss Indiens Stromwirtschaft eine bessere Versorgung mit heimischen und importierten Energieträgern sicherstellen, viele Millionen neuer Kunden zusätzlich mit Strom versorgen, billigen Strom für Entwicklungszwecke zur Verfügung stellen und sich wohl in zunehmendem Maße mit Emissionsreduktionen auseinandersetzen. Auf der Qualitätsseite ist das Netz

<sup>79</sup> BP, Statistical Review of World Energy, 2009

<sup>80</sup> ebd.

<sup>81</sup> CIA World Factbook, Website

<sup>82</sup> Powering India – The Road to 2017, McKinsey, August 2009

erheblichen Spannungsschwankungen ausgesetzt, was technische Geräte und Maschinen beschädigt. Außerdem kommen in fast allen Teilen des Landes an vielen Tagen Stromausfälle von oft mehreren Stunden vor.<sup>83</sup>

Der Energiekonzern Wärtisilä schätzt, dass der volkswirtschaftliche Schaden der Unterversorgung in Indien bei INR 34-112 (€ 0,49-1,60) pro fehlende kWh liegt. Demnach haben die im Finanzjahr 2007-08 fehlenden 85 Milliarden kWh das Land mindestens INR 2.890 Milliarden (€ 41 Milliarden) oder fast 6% des BIP gekostet.<sup>84</sup> Laut Goldman Sachs erleiden indische Firmen sogar im Durchschnitt rund 7% Umsatzeinbußen aufgrund von Stromausfällen.<sup>85</sup>

Die zur Bewältigung dieser komplexen und großen Herausforderungen notwendigen Ressourcen stehen dem Staat nur teilweise zur Verfügung. Private Investoren sind dringend notwendig. Diese allerdings bleiben desinteressiert, solange der Strompreis künstlich niedrig gehalten wird und die Wertschöpfungskette einem komplizierten System von politischen Interessen und bürokratischen Strukturen unterliegt. Indien belegte 2009 laut dem ‚Global Competitiveness Report‘ in der Kategorie ‚Quality of Electricity Supply‘ Rang 106 von 133 Ländern und damit weit unter der eigenen Durchschnittsposition von Platz 49 (siehe auch Kapitel 4.3. und 4.4.).<sup>86</sup>

Sowohl die qualitativen wie die quantitativen Mängel des indischen Netzes haben dazu geführt, dass viele Industrie-, Geschäfts- und Privatkunden eigene Stromerzeugungskapazitäten in Form von Kraftwerken oder Dieselgeneratoren aufgebaut haben, um die Versorgung zu sichern.

### **2.3.1. Stromerzeugungskapazität**

Die in Indien installierte Kapazität lag im August 2009 bei rund 153 GW. 63% davon sind fossile Kraftwerke (Kohle, Gas und Diesel), 25% Wasserkraft, 3% Kernkraft und 9% erneuerbare Energien.<sup>87</sup>

Kohle wird auf absehbare Zeit der wichtigste Energieträger für die Stromerzeugung bleiben. Der Anteil der Atomkraft an der installierten Kapazität ist im Vergleich zu Deutschland (22% im Jahr 2007)<sup>88</sup> mit 3% sehr gering, wohingegen der Anteil der erneuerbaren Energien mit 9% im internationalen Vergleich bereits relativ hoch ist (Deutschland: 15% im Jahr 2008<sup>89</sup>).

---

<sup>83</sup> Power Line, Impetus to T&D, Juni 2009

<sup>84</sup> Wärtisilä, The Real Cost of Power, 2009

<sup>85</sup> Goldman Sachs, Global Economics Paper 169, Juni 2008

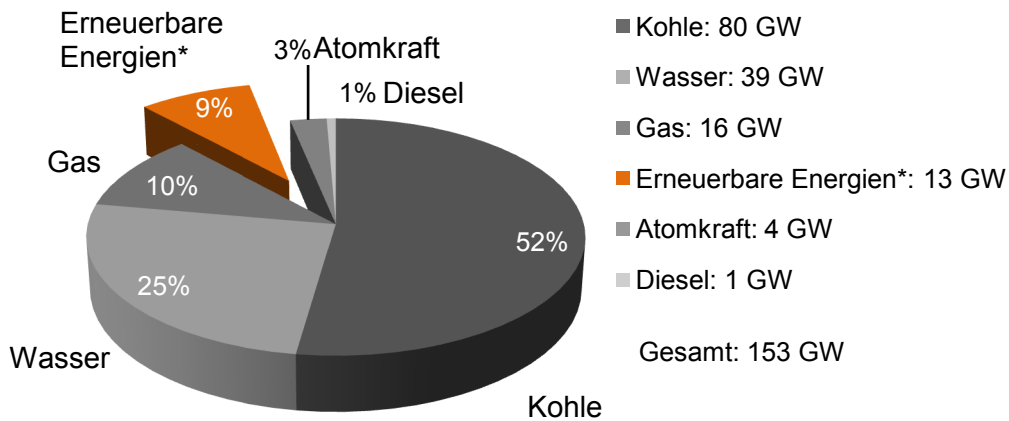
<sup>86</sup> World Economic Forum, Global Competitiveness Report, 2009

<sup>87</sup> CEA, Website

<sup>88</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Website

<sup>89</sup> Umweltbundesamt, Website

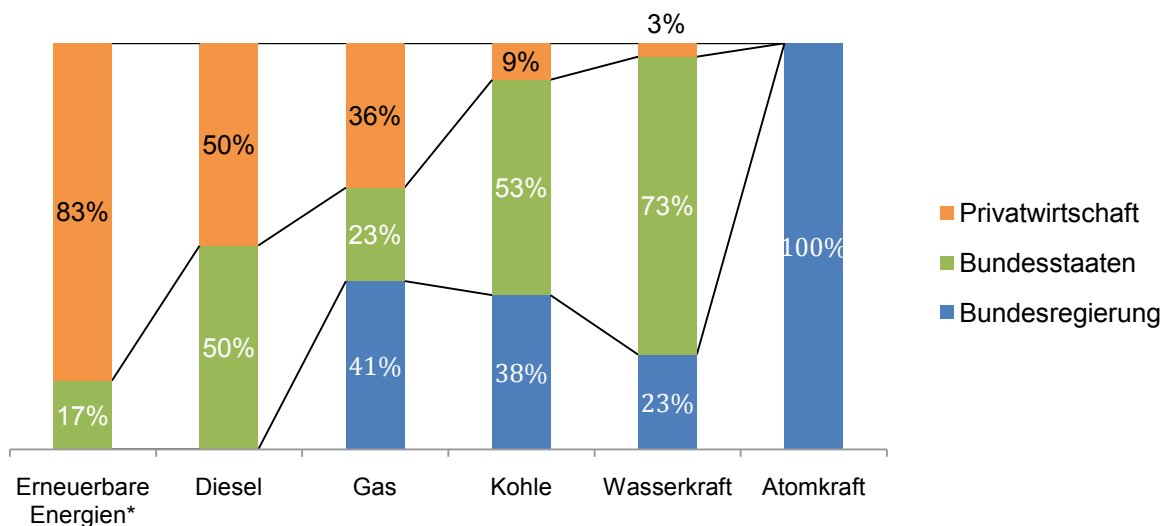
Abb. 15: Installierte Kapazitäten zur Stromgewinnung in Indien nach Energiequelle (in %, 2009)<sup>90</sup>



\*Beinhaltet kleine Wasserkraftanlagen (<25MW), Biomassevergasung, Biomasse Energie, städt. und indust. Abfallenergie und Windenergie

Der Anteil der einzelnen Sektoren an der indischen Stromerzeugung hat sich in den letzten 30 Jahren stark verändert. Die direkt von der Zentralregierung kontrollierten Aktivitäten nahmen von 12% auf 33% zu. Gleichzeitig nahm der Anteil der Stromerzeugung durch die einzelnen Bundesstaaten von 83% auf 50% ab. Der private Sektor konnte seinen Anteil an der installierten Kapazität von 5% auf 17% mehr als verdreifachen.<sup>91</sup> Allerdings ist ein großer Teil davon nicht-grundlastfähige erneuerbare Energie. Die Grundlast wird nach wie vor zum größten Teil von staatlichen Unternehmen bereitgestellt. Das wird sich in Zukunft ändern, da private Anbieter zurzeit in großem Umfang neue Kohlekraftwerke planen und bauen.

Abb. 16: Anteile staatlicher und privater Stromerzeugung in Indien nach Energiequelle (in %, 2009)<sup>92</sup>



\*beinhaltet kleine Wasserkraftanlagen (<25MW), Biomassevergasung, Biomasse Energie, städt. und indust. Abfallenergie, Solar- und Windenergie

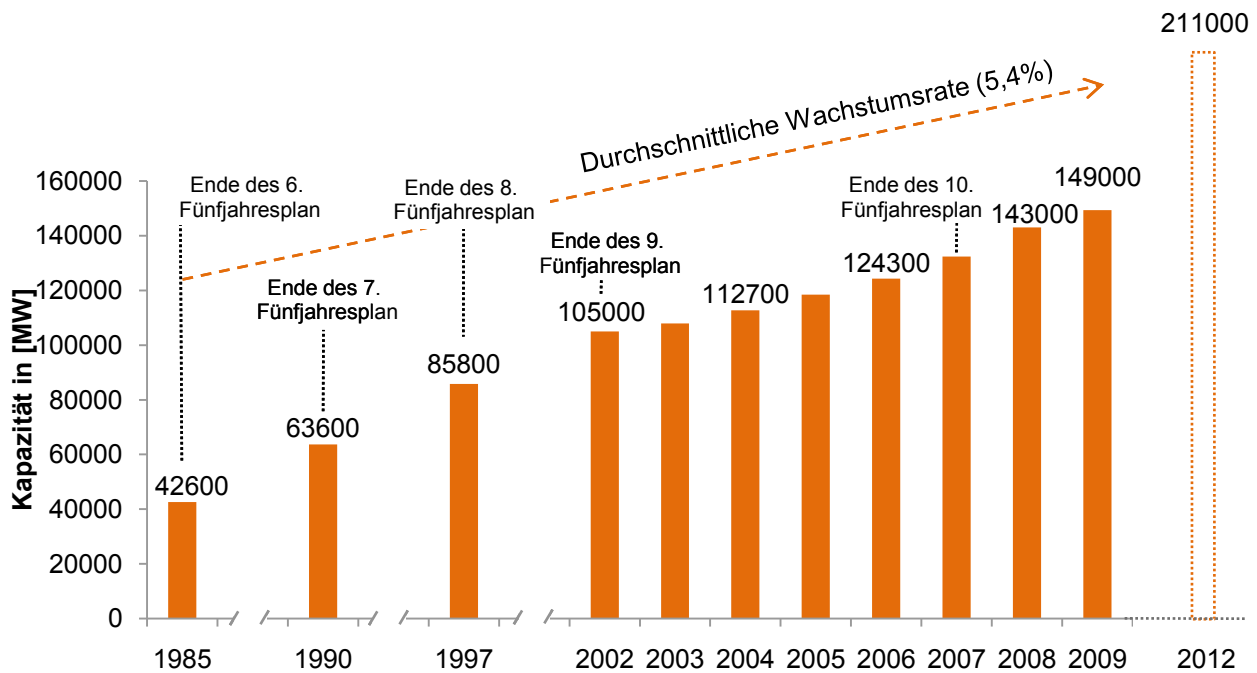
<sup>90</sup> CEA, Website

<sup>91</sup> MoP, Annual Report, 2007-2008; CEA, Monatsbericht, August 2009

<sup>92</sup> CEA, Website

Der jährliche Kapazitätswachstum bewegt sich seit 1985 um etwa 5,4% und erreichte im Jahr 2007-2008 8,1%. Diese Tendenz konnte nicht aufrecht erhalten werden und sank 2008-2009 auf circa 4,4% ab.<sup>93</sup> Um das von der Regierung angestrebte Ziel von rund 211 GW installierter Kapazität im Jahre 2012 zu erreichen, müsste in den nächsten Jahren eine durchschnittliche Wachstumsrate von 12,3% erreicht werden, welches in Anbetracht der Wachstumsraten der letzten Jahre, eine Herausforderung darstellt.

**Abb. 17: Entwicklung der installierten Stromkapazität in Indien (in MW, 1985-2012)<sup>94</sup>**

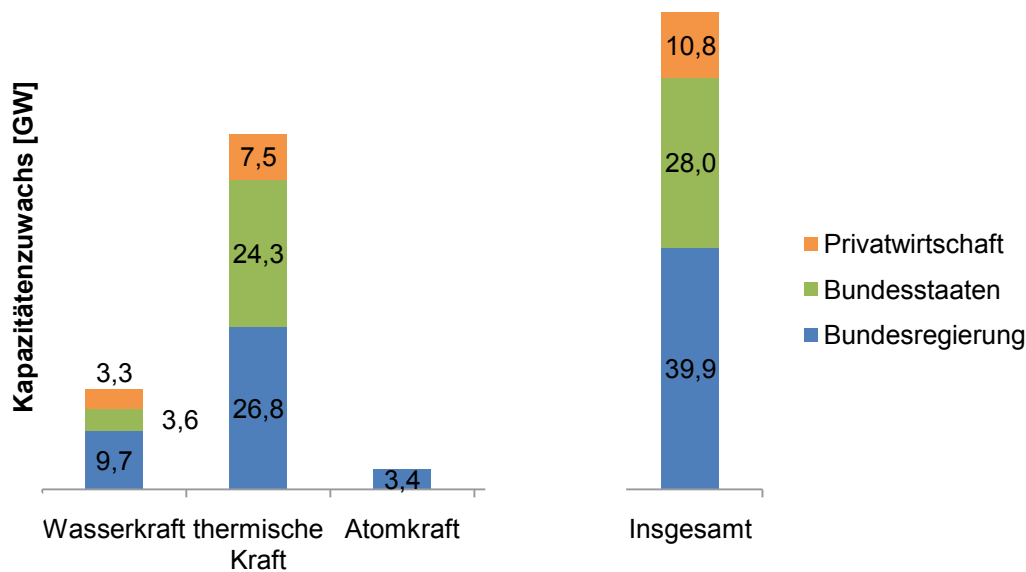


Die aktuelle *National Electricity Policy* (NEP) geht davon aus, dass sich der Pro-Kopf-Stromverbrauch zwischen 2008 und 2012 um 58% erhöht. Der zur Deckung der Nachfrage erforderliche jährliche Kapazitätswachstum beträgt 9,5%, d.h. im 11. Fünfjahresplan wird eine Kapazitätserweiterung von 78.577 MW anvisiert und soll wie in Abbildung 18 erzielt werden.<sup>95</sup>

<sup>93</sup> ebd.

<sup>94</sup> CEA, Monatsbericht, Mai 2009. Der Zeitraum zwischen 1990 und 1997 ist länger, da in der Zeit zwischen 1990 und 1992 aufgrund politischer und wirtschaftlicher Turbulenzen kein neuer Fünfjahresplan initiiert wurde.

<sup>95</sup> MoP, Annual Report, 2007-2008

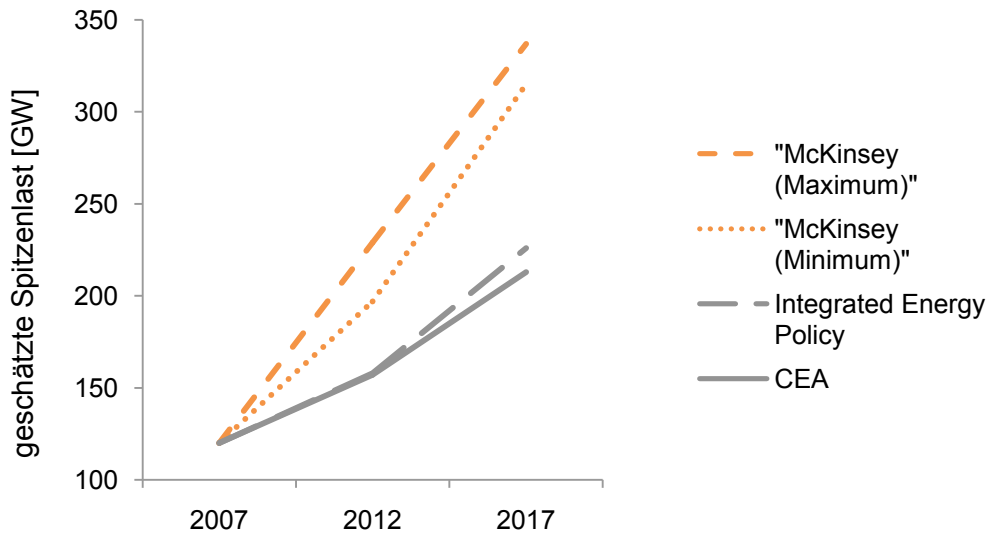
Abb. 18: Prognostizierter Kapazitätszuwachs bis Ende des 11. Fünfjahresplans nach Sektor (in GW, 2012)<sup>96</sup>

In der Studie ‚Powering India: The Road to 2017‘ hat die Unternehmensberatung McKinsey errechnet, dass die von der indischen Regierung angegebenen Ziele zu niedrig angesetzt sind und die zur Bedienung der Stromnachfrage notwendige Stromerzeugungskapazität bis 2017 statt auf 213 GW (wie von der *Central Electricity Authority* (CEA) angenommen) auf 315-335 GW steigen muss. Aufgrund limitierter Verfügbarkeit von Stromherstellungskapazitäten und –netzen wird Indien bis 2017 insgesamt eine installierte Kapazität von 415-440 GW benötigen, um diese Nachfrage zuverlässig zu decken. Das bedeutet, dass das Land in den nächsten neun Jahren doppelt so viel neue Kapazität aufbauen muss, wie es in den letzten 60 Jahren aufbauen konnte (153 GW). Um dieses Ziel zu erreichen, muss die Geschwindigkeit, mit der neue Kapazitäten ans Netz gebracht werden mindestens verfünffacht werden. Solch eine massive Steigerung würde eine grundlegende Neustrukturierung des gesamten Strommarktes erfordern. Das starke Wachstum der Stromnachfrage ist laut der Studie darauf zurückzuführen, dass die energieintensive, herstellende Industrie verhältnismäßig stärker wachsen wird, der Verbrauch in den Haushalten mit einer Vielzahl neuer elektrischer Geräte überdurchschnittlich schnell steigen wird, 125.000 nicht elektrifizierte Dörfer mit Strom versorgt werden sollen und die latente Nachfrage, die bisher aufgrund von Stromausfällen nicht befriedigt werden konnte, in Zukunft gedeckt werden kann.<sup>97</sup>

<sup>96</sup> McKinsey, Powering India – The Road to 2017, 2009

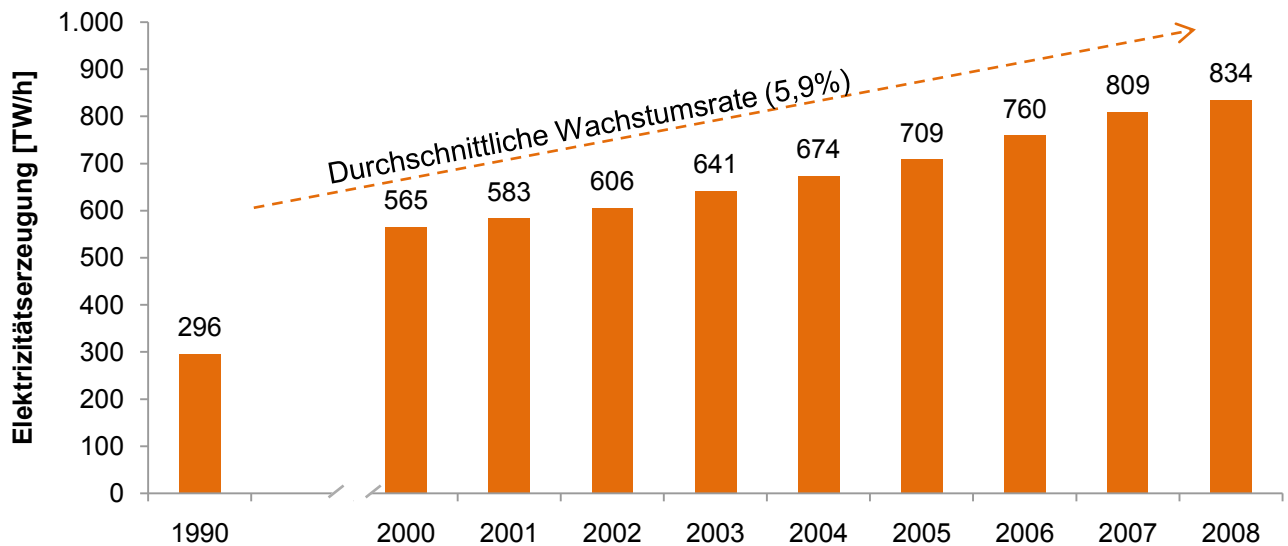
<sup>97</sup> ebd.

Abb. 19: Szenarien für die Entwicklung der notwendigen Grund- und Spitzenlast-Stromkapazitäten (in GW, 2007-2017)<sup>98</sup>



Im Jahr 2008 lag die Bruttostromerzeugung in Indien bei 834 TWh, was einem Zuwachs von 3,1% gegenüber dem Vorjahr entspricht. Damit blieb der Zuwachs hinter der langfristigen Wachstumsrate von 5,9%.<sup>99</sup> In Anbetracht des schnell steigenden Energiebedarfs und der immensen Versorgungsengpässe sind solche Zuwachsraten jedoch keinesfalls ausreichend.

Abb. 20: Stromerzeugung in Indien (in TWh, 1990-2008)<sup>100</sup>



### 2.3.2. Stromverbrauch

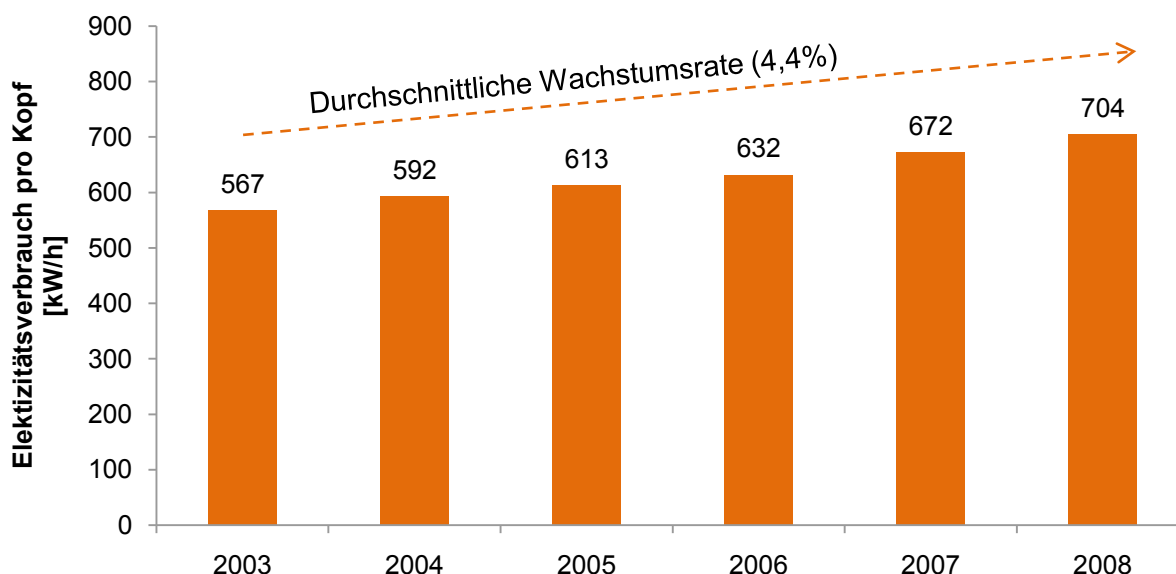
Indiens durchschnittlicher Stromverbrauch pro Kopf betrug 704 kWh im Jahr 2008. Die jährliche Steigerungsrate seit 2003 beläuft sich auf 4,4%.<sup>101</sup>

<sup>98</sup> ebd.

<sup>99</sup> BP, Statistical Review of World Energy, 2009

<sup>100</sup> ebd.

<sup>101</sup> CEA, Website

Abb. 21: Elektrizitätsverbrauch pro Kopf und pro Jahr in Indien (in kWh, 2003-2008)<sup>102</sup>

2006 wurden in Indien insgesamt 411.887 GWh Strom verbraucht. Der größte Verbraucher war die Industrie mit 151.557 GWh (37%), gefolgt von Haushalten mit 100.090 GWh (24%), und der Landwirtschaft mit 90.292 GWh (22%). Im kommerziellen Sektor wurden 35.965 GWh (9%) verbraucht und im Schienenverkehr 9.943 GWh (2%). Der Restbetrag ist 24.040 GWh (6%). Zwischen 1980 und 2006 hat sich der Verbrauch von 78.084 GWh auf 411.887 GWh bei einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 6,6% mehr als verfünffacht. Am stärksten wuchs der Verbrauch der privaten Haushalte, der sich mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 10% pro Jahr seit 2002 fast verzweifacht hat. Gründe hierfür sind der Anschluss vieler Millionen neuer Haushalte an das Netz, sowie eine Zunahme elektrischer Haushaltsgeräte wie etwa Kühlschränke oder Klimaanlage, die den Verbrauch pro Haushalt in Höhe trieben. Der Anteil der Landwirtschaft hat sich bei einem jährlichen Wachstum von 7,6% versiebenfacht. Das auch hier starke Wachstum liegt zum einen an der zunehmenden Vernetzung von ländlichen Gebieten. Zum anderen aber auch an der vielerorts üblichen Versorgung von Bauern mit stark verbilligtem Strom oder Gratisstrom. Das führt insbesondere dazu, dass billige, ineffiziente Wasserpumpen gekauft werden und dass diese fast ununterbrochen laufen. Am langsamsten wuchs der Stromverbrauch im Industriesektor mit 4,7% pro Jahr, was immer noch einer Verdreifachung entspricht.<sup>103</sup>

<sup>102</sup> ebd.<sup>103</sup> Indiacore, Overview of Power Sector in India, 2008

### 2.3.3. Stromdefizit

Der indische Strommarkt ist von hohen Defiziten bei Grund- und Spitzenlastdeckung gekennzeichnet. Besonders wirtschaftsstarke Bundesstaaten spüren dieses Defizit. So fehlten zum Beispiel alleine dem Staat Maharashtra im Jahr 2009 rund 4.400 MW, was einem Spitzenlastdefizit von 23,3% entspricht.<sup>104</sup>

Abb. 22: Stromdefizit in Indien bei Spitzenlast (in GW und %, 1998-2008)<sup>105</sup>

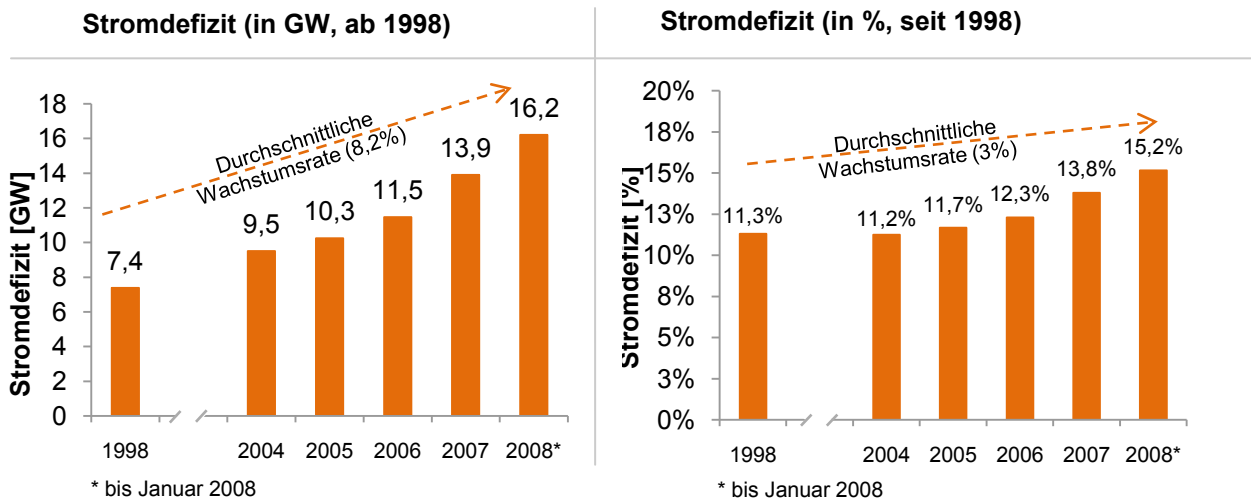
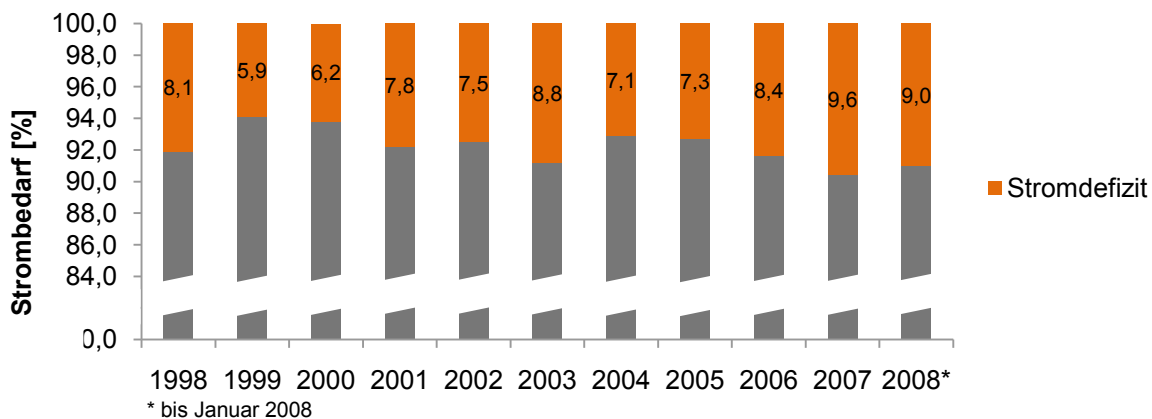


Abb. 23: Anteil des Stromdefizits bei Grundlast in Indien (in %, 1998-2008)<sup>106</sup>



Das Stromdefizit ist in den letzten Jahren absolut sowie prozentual gewachsen. Indien ist zurzeit nicht in der Lage, die stark wachsende Stromnachfrage ausreichend zu decken. Das liegt zum einen daran, dass zu wenig Kapazitäten an das Netz angeschlossen werden, zum andern an dem zu geringen Auslastungsfaktor bestehender Kraftwerke sowie an den hohen Netzverlusten.

## 2.4. Internationaler Stromhandel

Um das Stromdefizit zu decken, wird auch der internationale Stromhandel forciert. Importe leisten bisher aber nur einen sehr geringen Beitrag zur indischen Stromversorgung; als Exporteur tritt Indien kaum auf.

<sup>104</sup> CEA, Monatsberichte, Januar -Mai 2009

<sup>105</sup> MoP, Annual Report, 2007-2008

<sup>106</sup> ebd.

2007 hat Indien 4,96 Milliarden kWh importiert und gleichzeitig 0,22 Milliarden kWh exportiert.<sup>107</sup> Anders als beispielsweise in Europa gibt es in Südasien noch kaum leistungsfähige, regionale Übertragungsnetze, die einen gut funktionierenden internationalen Stromhandel ermöglichen würden. Alle Staaten der Region sind noch primär damit beschäftigt, die heimischen Netze auszubauen. Aber auch politisch sind die Rahmenbedingungen noch nicht gegeben.

Hinzu kommt, dass die großen Nachbarstaaten Pakistan und Bangladesch selbst nicht über eine ausreichende Energie- und Stromversorgung verfügen und somit als Handelspartner nur bedingt in Frage kommen. Einen bedeutenden Überschuss an Energie in Form von Wasserkraft haben allerdings die nördlichen, im Himalaya gelegenen Nachbarstaaten Nepal und Bhutan. Beide Länder sind außenpolitisch eng mit Indien verbunden. Da sie nicht über das notwendige Kapital verfügen, das große Wasserkraftpotenzial auszuschöpfen, treten indische staatliche (und zunehmend auch private) Unternehmen oft als Partner auf. Die nationale *Power Trading Corporation of India Limited* (PTC) fungiert auf indischer Seite als zentrale Koordinationsstelle (der nationale Stromhandel wird in Kapitel 5.2.2. besprochen.).

### 2.4.1. Handel mit Bhutan

Der Stromhandel zwischen Indien und Bhutan begann bereits 1961 mit der Unterzeichnung des ‚Jaldhaka‘-Abkommens. Damals wurde Strom von Indien nach Bhutan exportiert. Mit der indischen Investition in das in Bhutan gelegene Chukha-Wasserkraftprojekt im Jahr 1978 kehrte sich der Stromhandel um und Bhutan beliefert seitdem Indien. 2009 importierte Indien Strom aus den Wasserkraftwerken Chukha (336 MW), Kurichhu (60 MW) und Tala (1020 MW). Während die ersten beiden Kraftwerke das östliche Übertragungsnetz (‚Eastern-Region-Grid‘) beliefern, ist das Tala Projekt an das nördliche Netz (‚Northern-Region-Grid‘) angebunden.<sup>108</sup>

### 2.4.2. Handel mit Nepal

Der Stromhandel mit Nepal ist weitaus geringer. Die zusätzliche Kapazität für Indien beträgt etwa 50 MW.<sup>109</sup> Beide Länder arbeiten allerdings gerade am Ausbau eines grenzüberschreitenden Übertragungsnetzes, um den gegenseitigen Handel auszuweiten. Außerdem unterstützt die PTC private indische Unternehmen, die in nepalesische Wasserkraftwerke investieren wollen. In Zukunft wird der Stromimport aus Nepal allerdings zunehmen. Das im Bau befindliche ‚West-Seti‘-Wasserkraftprojekt z.B. soll seine gesamte Kapazität von 750 MW Indien zur Verfügung stellen.<sup>110</sup> Mengen und Preise des bilateralen Stromhandels werden vom *Indo-Nepal-Power-Exchange-Committee* (INPEC) in regelmäßigen Abständen festgelegt.<sup>111</sup>

## 2.5. Strompreise

Die Strompreise für den Endkunden in Indien variieren sehr stark. Manche Kundengruppen, wie die Industrie, zahlen mehr als nur die Stromgestehungskosten. Damit quersubventionieren sie die niedrigeren Preise für die Privathaushalte und besonders die Landwirtschaft, wo der Strompreis oft nahe Null oder direkt bei null liegt. Die Preisstrukturen sind auch je Bundesstaat und Stromversorger unterschiedlich. Bandbreiten für Tarife werden einerseits von der *Central Electricity Regulatory Commission* (CERC) vorgegeben und dann von den *State Electricity Regulatory Commissions* (SERCs) in den einzelnen Bundesländern

<sup>107</sup> CIA World Factbook, Website

<sup>108</sup> PTC India Limited, Website

<sup>109</sup> South Asia Regional Initiative for Energy, Website

<sup>110</sup> Business Standard, Nepal may power up Northern Grid, 08.01.2010

<sup>111</sup> PTC India Limited, Website

umgesetzt. Andererseits hängen die Preise auch von den lokalen Herstellungs-, Übertragungs- und Verteilungskosten ab. In der folgenden Tabelle sind die Preise von drei Bundesstaaten aus unterschiedlichen Landesteilen beispielhaft angegeben.

**Tab. 3: Vergleich der Strompreise in Andhra Pradesh, Chhattisgarh und Gujarat (2009) (in Rupien/kWh)<sup>112</sup>**

	Andhra Pradesh	Chhattisgarh	Gujarat
<b>NIEDERSpannung</b>			
<b>Haushalte</b>		1,53	
<i># Einheiten pro Monat</i>			
Erste 50 Einheiten	1,45		2,70
51-100	2,80		3,00
101-200	3,05		3,60
201-300	4,75		4,20
Mehr als 300	5,50		4,70
<b>Geschäftskunden</b>		4,31	
<i># Einheiten pro Monat</i>			
Erste 50 Einheiten	3,85		3,60
51-150	6,20		4,20
151-300	6,20		4,80
Mehr als 300	6,20		4,90
<b>Industriekunden</b>		3,68	
Industrie - Normal	3,75		3,60
Fischfarmen	0,90		
Zuckermühlen	0,50		
Heimindustrien (cottage industry)	1,80		
<b>Bildungssektor</b>			3,10
<b>Landwirtschaft (mit Energieeffizienzprogramm, DSM)</b>		0,50	0,50
Trockenes Land (bis zu drei Anschlüsse)	0,00		
Feuchtes Land (weniger als 2,5 Acre)	0,00		
Trockenes Land (mehr als drei Anschlüsse)	0,20		
Trockenes Land (mehr als 2,5 Acre)	0,20		
Farmunternehmen	1,00		
<b>Landwirtschaft (ohne Energieeffizienzprogramm)</b>			
Trockenes Land (bis zu drei Anschlüsse)	0,20		
Feuchtes Land (weniger als 2,5 Acre)	0,20		
Trockenes Land (mehr als drei Anschlüsse)	0,50		
Trockenes Land (mehr als 2,5 Acre)	0,50		
Farmunternehmen	2,00		
<b>Straßenbeleuchtung</b>		1,89	3,30
Kleine Dörfer	1,56		
Große Dörfer	2,08		
Kleinstädte	2,74		
Mittlere Städte	3,26		

<sup>112</sup> SERCs, Websites

Energiemarkt Indien 2010

Großstädte	3,53		
Unternehmen	3,79		
MITTEL- UND HOCHSPANNUNG			
<b>Industrie</b>		3,62	
132 kV und mehr	2,75		6,30
33 Kv	3,00		
11 Kv	3,25		
<b>Stahlindustrie</b>	2,45	2,61	
<b>Bahnverkehr</b>	4,00	3,93	4,55
<b>Kohle- und Zementindustrie</b>		3,89	



## 3. Kapitel: Wichtige Akteure auf dem indischen Strommarkt

Wie auch in Deutschland ist die Stromversorgung in Indien ein zentraler Aspekt von Wirtschaft und Gesellschaft. In Indien ist die Bandbreite allerdings aufgrund der Landesgröße und der sehr unterschiedlichen Entwicklungsstadien der Gesellschaft noch größer. Die Stromversorgung ist einerseits wichtig für das Wirtschaftswachstum, aber auch für die Verbesserung der Lebensumstände ärmerer Bevölkerungsschichten. Klimafragen spielen neben Industriepolitik seit kurzem eine wichtige Rolle. Dementsprechend komplex ist auch die administrative Gestaltung der indischen Stromwirtschaft. Geprägt durch die bei der Bevölkerung gespürte Unterversorgung ist die Bereitstellung von Kraftstoffen und Strom auch eines der wichtigsten Themen, mit denen sich die Politiker in ihren Wahlkreisen auseinandersetzen müssen.

Die direkt beim Premierminister angesiedelte NPCI entwickelt volkswirtschaftliche und wirtschaftliche Wachstumsziele. Diese werden jeweils in Fünfjahresplänen umgesetzt. Der aktuelle 11. Fünfjahresplan deckt die Jahre 2007 bis 2012 ab. Im Energiesektor ist die NPCI dafür zuständig, die wirtschaftspolitischen, entwicklungspolitischen und energiewirtschaftlichen Vorhaben und Ziele der Regierung abzustimmen sowie die Planungsaktivitäten der einzelnen Ministerien im Energiesektor zu koordinieren. Die NPCI wird seit 2004 von Montek Singh Ahluwalia geleitet.<sup>113</sup>

### 3.1. Wichtige Ministerien

Auf der Ebene der Zentralregierung in Neu Delhi gibt es eine Reihe von Ministerien, deren Kompetenzbereiche in die Stromwirtschaft hineinragen. Die wichtigsten sind im Folgenden aufgeführt:

- Das MoP befasst sich mit der Planung der Stromversorgung, den übergeordneten Politikrichtlinien, der Bearbeitung von Investitionsentscheidungen für staatliche Projekte, der Ausbildung von Fachkräften, der Administration und Umsetzung von Gesetzen zur Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Wasserkraft (über 25 MW) sowie der Stromübertragung und -verteilung. Insbesondere ist das Ministerium verantwortlich für die Umsetzung des EA (2003) als auch des *Energy Conservation Act (ECA)* von 2001.<sup>114</sup> Dem MoP sind wichtige Behörden wie die CEA, die CERC, die *Power Finance Corporation (PFC)*, die *Rural Electrification Corporation (REC)*, aber auch Staatsbetriebe wie die *National Thermal Power Corporation (NTPC)* unterstellt. Der Minister ist seit 2009 Sushil Kumar Shinde vom INC.
- Das MNRE fördert die Entwicklung und den Einsatz von neuen und erneuerbaren Energieformen, um die Energieversorgung des Landes zu verbessern. Das Ministerium leitet außerdem die damit

---

<sup>113</sup> NPCI, Website

<sup>114</sup> MoP, Website

verbundenen staatlichen, technischen Einrichtungen und Finanzinstitute wie das *Solar Energy Centre* (SEC), das *Centre for Wind Energy Technology* (CWET), das *Sardar Swaran Singh National Institute of Renewable Energy* (SSS-NIRE), und die *Indian Renewable Energy Development Agency* (IREDA). Der Minister ist seit 2009 Farooq Abdullah von der *Jammu und Kashmir National Conference* (JKNC).<sup>115</sup>

- Das MoC hat die Aufgabe, Politikrichtlinien und Strategien zur Förderung der nationalen Stein- und Braunkohlereserven zu entwickeln, neue Großprojekte zu überprüfen sowie die administrative Kontrolle über wichtige Staatsbetriebe wie CIL und *Neyveli Lignite Corporation Limited* (NLCL) auszuüben. Das Ministerium wird seit 2009 von Shriprakash Jaiswal vom INC geleitet.<sup>116</sup>
- Das MoP&NG ist für Exploration und Produktion, Raffinieren, Transport und Vermarktung sowie den Import und Export von Rohöl und Erdgas zuständig. Es ist auch für die Lagerung von Öl und LNG verantwortlich. Der Minister ist seit 2009 Murli Deora vom INC.<sup>117</sup>
- Das MoEF ist für die Umsetzung aller politischen Initiativen verantwortlich, die mit der Erhaltung der Naturressourcen zu tun haben. Darunter fallen Seen und Flüsse, die Artenvielfalt, Wälder und Wildbestand sowie die Verhinderung bzw. Verminderung von Umweltverschmutzung. Das Ministerium wird seit 2009 von Jairam Ramesh vom INC geleitet.<sup>118</sup>
- Das *Department of Atomic Energy* (DAE) ist zuständig für die Erforschung der Nuklearenergie und den Ausbau der Atomstromversorgung. Es ist für Indiens Atomkraftwerke verantwortlich und direkt dem Premierminister Manmohan Singh unterstellt.<sup>119</sup>

Weitere Ministerien, die für den Energiebereich von Bedeutung sind, sind: Das *Ministry of Railways* (MoR), das *Ministry of Urban Development* (MoUD), das *Ministry of Rural Development* (MoRD), das *Ministry of Road Transportation and Highways* (MoRTH), das *Ministry of Chemicals and Fertilizer* (MoCF), das *Ministry of Mines* (MoM) und das *Ministry of Agriculture* (MoA).

### 3.2. Wichtige Behörden

Innerhalb der Ministerien gibt es eine Reihe von Behörden, die sich um bestimmte Teilaspekte der Energiewirtschaft kümmern. Die wichtigsten sind:

- Die CEA ist damit beauftragt, eine grundlegende, angemessene und einheitliche nationale Energiepolitik für Indien zu entwickeln sowie Planungs- und Koordinierungsaufgaben wahrzunehmen. Sie arbeitet dem MoP in technischen und wirtschaftlichen Fragen zu. Kraftwerksprojekte ab 100 MW bedürfen einer technisch-wirtschaftlichen Freigabe durch die CEA.<sup>120</sup>
- Die CERC wurde 1998 im Rahmen des *Electricity Regulation Act* (ERA) als unabhängige, zentrale Regulierungsbehörde geschaffen. CERC setzt die Tarife der staatlichen Stromerzeuger fest und berät die Regierung in Fragen der Tarif- und Wettbewerbspolitik.<sup>121</sup> Die auf der Ebene der Bundesstaaten eingerichteten Stromregulierungsbehörden (SERCs) regeln den Erzeugungs- und Verteilungsmarkt in den jeweiligen Bundesstaaten. Sie überwachen die Qualität der

---

<sup>115</sup> MNRE, Website

<sup>116</sup> MoC, Website

<sup>117</sup> MoP&NG, Website

<sup>118</sup> MoEF, Website

<sup>119</sup> DAE, Website

<sup>120</sup> CEA, Website

<sup>121</sup> CERC, Website

Dienstleistungen, die Tarife sowie die Gebühren. Auf bundesstaatlicher Ebene wurden bis 2007 in 24 der 28 Bundesstaaten unabhängige Regulierungsbehörden eingerichtet.<sup>122</sup>

- Die PFC ist für die Erschließung neuer Finanzierungsquellen für Investitionen in Energieprojekte im öffentlichen und privaten Sektor zuständig.<sup>123</sup>
- Die 1969 gegründete REC ist für die finanzielle Unterstützung ländlicher Elektrifizierungsprogramme zuständig. Sie ist auch für die Umsetzung des großangelegten ländlichen Stromversorgungsprogramm *Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana* (RGGVY) verantwortlich.<sup>124</sup>
- Das *Bureau of Energy Efficiency* (BEE) wurde 2002 nach der Verabschiedung des ECA (2001) gegründet, um Strategien zur effizienteren Energienutzung entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu entwickeln. Das angestrebte Ziel ist, die Energieintensität der indischen Wirtschaft zu verringern.<sup>125</sup>
- Die Förderbehörde IREDA wurde 1987 zur finanziellen Abwicklung der verschiedenen nationalen Forschungs- und Förderprogramme gegründet. Sie gilt als eines der wichtigsten Instrumente der Regierung zur Entwicklung und Nutzung erneuerbarer Energien– insbesondere in ländlichen Regionen. Die IREDA wurde als öffentliche Finanzinstitution konzipiert, um (nicht-gewinnorientiert) Kredite für erneuerbare Energieprojekte bereitzustellen. Sie spielt zudem bei der finanziellen Abwicklung der verschiedenen Forschungs- und Anwendungsförderprogramme eine Schlüsselrolle. Die IREDA hat in Form von regionalen Koordinationsstellen, den *State Nodal Agencies* (SNAs), bundesstaatliche Filialen eingerichtet, die vor allem an der Projektauswahl beteiligt sind und Informationen zu neuen Programmen verbreiten. Bis Ende März 2009 förderte die IREDA 1.892 Projekte mit einer Gesamtleistung von 3.616 MW durch günstige Kredite im Umfang von rund INR 103 Milliarden (circa € 1,5 Milliarden) aus nationalen und internationalen Quellen.<sup>126</sup>
- Das CWET gilt als das technische Windkraft-Zentrum in Indien. Es wurde im Auftrag des MNRE in Tamil Nadu – dem Staat mit der größten Windkraftnutzung – gegründet. Das Zentrum soll die indische Windkraftindustrie unterstützen und auf dem globalen Markt wettbewerbsfähig machen. Es besteht aus fünf Abteilungen: Forschung und Entwicklung, Windturbinen-Tests, Bewertung der Windressourcen und Erstellung von Windkarten, Standardisierungs- und Zertifizierung sowie Information, Bildung und Kommerzialisierung. Seit dem 1. April 2003 ist für alle neuen Windkraftanlagen eine Zertifizierung notwendig. Das CWET besitzt darüber hinaus eine Windturbinen-Teststation in Kayathar (Tamil Nadu). Es bietet seine Dienstleistungen auch Kunden aus der Wirtschaft an. Das CWET verfügt über Zweigstellen in Neu Delhi sowie in Bangalore.<sup>127</sup>
- Das SEC in Gual Pahari in der Nähe von Neu Delhi wurde 1982 im Auftrag des MNRE gegründet. Es setzt sich vorrangig mit Forschungs- und Entwicklungsaufgaben im Solar-Energiebereich auseinander, bietet aber auch Beratungsdienstleistungen an.<sup>128</sup>

<sup>122</sup> DENA, Länderprofil Indien, November 2007

<sup>123</sup> PFC, Website

<sup>124</sup> REC, Website

<sup>125</sup> BEE, Website

<sup>126</sup> IREDA, Website

<sup>127</sup> CWET, Website

<sup>128</sup> SEC, Website

### 3.3. Wichtige Institutionen und Unternehmen auf dem Strommarkt

Der 1991 mit der Aufteilung des Energieministeriums in das MoP, das MNRE und das MoC initiierte Liberalisierungs- und Reformprozess des Strommarktes hat zu großen Veränderungen in der Akteurstruktur des Marktes geführt. Heute existiert an den meisten Punkten der Wertschöpfungskette neben den traditionellen zentral- und bundesstaatlichen Akteuren auch ein sehr aktiver Privatsektor.

Tab. 4: Die Akteure im indischen Strommarkt entlang der Wertschöpfungskette<sup>129</sup>

	Zentralregierung	Bundesstaat	Privat
Politik	MoP, MNRE	Regierungen der Bundesstaaten	-
Planung	CEA	-	-
Regulierung	CERC	SERCs	-
Erzeugung	National Generation Utilities	State Generation Utilities	Independent Power Producers
Übertragung		State Transmission Utilities	Einige private Anbieter in Übertragung & Verteilung
Betriebung	Regional Load Dispatch Centers	State Load Dispatch Centers	
	Power Grid Corporation of India Limited		
Verteilung	-	State Distribution Utilities	
Handel	Lizenznehmer	Lizenznehmer	Lizenznehmer
Recht	Berufungstribunal		

Die Industrie ist immer noch stark von den zentral- und bundesstaatlichen Unternehmen geprägt, doch der Anteil der Privatindustrie wächst beständig. Private Investoren steigen in die Herstellung ein, investieren in Übertragungsprojekte und handeln mit Strom. Nur im Verteilungsnetz ist das private Interesse noch gering. Im Folgenden werden wichtige zentralstaatliche, bundesstaatliche und private Akteure vorgestellt.

#### 3.3.1. Zentralstaatliche Akteure

- Die NTPC betreibt hauptsächlich Kohlekraftwerke und ist Indiens größter Energieerzeuger. Das Unternehmen wurde 1975 mit dem Ziel gegründet, an der Planung und Umsetzung einer integrierten, nationalen thermischen Stromerzeugungsstrategie mitzuwirken. Die Regierung hat die NTPC als eines der ‚Navratnas‘ (neun Edelsteine) – der wertvollsten staatlichen Unternehmen – klassifiziert.<sup>130</sup> Seit Anfang 2010 gehört die NTPC sogar zu der Gruppe der sechs großen Staatsunternehmen, die als ‚Maharatnas‘ (große Edelsteine) bezeichnet werden und international investieren dürfen.<sup>131</sup>

<sup>129</sup> India Brand Equity Foundation, 2006

<sup>130</sup> Government of India, Business Portal, Website

<sup>131</sup> The Hindu, From Navratnas to Maharatnas, 11.01.2010

- Die NHPC wurde ebenfalls im Jahr 1975 gegründet, um Indiens großes Wasserkraftpotenzial umzusetzen und die Nutzung von Gezeiten- und Windkraft zu entwickeln. Die NHPC deckt dabei für alle drei Stromerzeugungsformen einen Großteil der Aktivitäten ab: von der Standortsuche über die Projektplanung, das Kraftwerkdesign, den Bau, den Betrieb bis hin zur Wartung. Die NHPC ist eine der zehn größten Investoren in Indien.<sup>132</sup>
- Die *North Eastern Electric Power Corporation* (NEEPCO) wurde 1976 gegründet, um das Stromerzeugungspotenzial der wenig entwickelten nordöstlichen Bundesstaaten (Assam, Arunachal Pradesh, Mizoram, Manipur, Nagaland, Tripura, Meghalaya) zu erschließen. Diese Region verfügt über Erdgasvorkommen und ein sehr großes Wasserkraftpotenzial von geschätzten 48.000 MW, was etwa einem Drittel des landesweiten Potenzials entspricht.<sup>133</sup>
- Die *Power Grid Corporation of India* (PowerGrid) wurde 1989 gegründet, um das nationale sowie die regionalen Stromnetze auszubauen und zu betreiben, die Stromübertragung innerhalb und zwischen den Regionen zu verbessern und die Zuverlässigkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Übertragungsnetze zu erhöhen. Die PowerGrid ist der Zentralregierung unterstellt und das größte Übertragungsunternehmen Indiens. Es nimmt außerdem wichtige Koordinationsaufgaben im Strommarkt wahr.<sup>134</sup>
- Die PTC wurde 1999 gegründet, um den Stromhandel zu managen und somit die Effizienz des Marktes sowie der Versorgungssicherheit zu erhöhen. Hierzu soll die PTC einen funktionsfähigen, wettbewerbsstarken und effizienten Strommarkt entwickeln und den Handel mit Nachbarländern ausbauen. Die PTC investiert außerdem in andere Stromunternehmen, führt Beratungsmandate durch und bringt Stromerzeuger direkt mit Großverbrauchern zusammen.<sup>135</sup>

---

<sup>132</sup> Government of India, Business Portal, Website

<sup>133</sup> ebd.

<sup>134</sup> PowerGrid, Website

<sup>135</sup> PTC, Website

### 3.3.2. Bundesstaatliche Akteure

Behörden und Unternehmen der einzelnen indischen Bundesstaaten decken insgesamt ungefähr die Hälfte des indischen Stromerzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsnetzes ab.

**Tab. 5: Übersicht der bundesstaatlichen Akteure in Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung<sup>136</sup>**

State	Generation	Transmission	Distribution
Andaman & Nicobars, Lakshadweep Islands	Administration	Administration	Administration
Andhra Pradesh	Andhra Pradesh Power Generation Corporation Ltd. Andhra Pradesh Gas Power Corporation Ltd.	Transmission Corporation of Andhra Pradesh	Eastern Power Distribution Company of A.P. Ltd. Central Power Distribution Company of A.P. Ltd. Southern Power Distribution Company of A.P. Ltd. Northern Power Distribution Company of A.P. Ltd.
Arunachal Pradesh	Department of Hydro Power Development Arunachal Pradesh Energy Development Agency	Arunachal Pradesh Electricity Department	Arunachal Pradesh Electricity Department
Assam	Assam Power Generation Corporation Ltd.	Assam Electricity Grid Corporation Ltd.	Upper Assam Distribution Company Ltd. Central Assam Distribution Company Ltd. Lower Assam Distribution Company Ltd.
Bihar	Bihar State Electricity Board Bihar State Hydroelectric Power Corporation	Bihar State Electricity Board	Bihar State Electricity Board
Chhattisgarh	Chhattisgarh State Power Generation Company Limited	Chhattisgarh State Power Transmission Company Limited	Chhattisgarh State Power Distribution Company Limited
Delhi	Indraprastha Power Generation Corporation	k.A.	BSES Rajdhani Power Ltd BSES Yamuna Power Ltd North Delhi Power Ltd.
Goa	k.A.	Goa Electricity Department	Goa Electricity Department
Gujarat	Gujarat State Electricity Corporation Ltd. (GSECL) Gurajat State Electricity Generation Ltd. Gujarat Mineral Development Corporation Ltd. Sardar Sarovar Narmada Nigam Ltd.	Gujarat Energy Transmission Corp. Ltd.(GETCO)	Madhya Gujarat Vij Company Ltd.; Dakshin Gujarat Vij Company Ltd.; Uttar Gujarat Vij Company Ltd.; Pashchim Gujarat Vij Company Ltd.
Haryana	Haryana Power Generation Corporation	k.A.	Uttar Haryana Bijli Vitran Nigam (UHBVN) Dakshin Haryana Bijli Vitran

<sup>136</sup> CEA; MoP; CERC, Websites

*Energiemarkt Indien 2010*

			Nigam (DHBVN)
<b>Himachal Pradesh</b>	Himachal Pradesh Power Corp. Ltd. Satluj Jal Vidyut Nigam Limited	Himachal Pradesh State Electricity Board	Himachal Pradesh State Electricity Board
<b>Jammu &amp; Kashmir</b>	J&K State Power Development Corporation Ltd.	k.A.	k.A.
<b>Jharkhand</b>	Jharkhand State Electricity Board Tenughat Vidyut Nigam Ltd.	Jharkhand State Electricity Board	Jharkhand State Electricity Board
<b>Karnataka</b>	Karnataka Power Corporation Ltd.	Karnataka Power Transmission Corporation Ltd.	Bangalore Electricity Supply Company Ltd. (BESCOM) Mangalore Electricity Supply Company Ltd. (MESCOM) Hubli Electricity Supply Company Ltd. (HESCOM) Gulbarga Electricity Supply Company Ltd. (GESCOM) CESCO Company Ltd.
<b>Kerala</b>	Kerala State Electricity Board	Kerala State Electricity Board	Kerala State Electricity Board City Corporation (in Thrissur) Tata Tea Ltd (in Munnar)
<b>Madhya Pradesh</b>	Madhya Pradesh Power Generation Corporation Ltd. Narmada Valley Development Authority	Madhya Pradesh Power Transmission Company	M.P. Poorv Kshetra Vidyut Vitran Co. M.P.Paschim Kshetra Vidyut Vitran Co. M.P.Madhya Kshetra Vidyut Vitran Co.
<b>Maharashtra</b>	Maharashtra State Power Generation Company Ltd. (MahaGenCo)	Maharashtra State Transmission Co.Ltd (MahaTransCo)	Maharashtra State Distribution Co.Ltd (MahaVitaran)
<b>Manipur</b>	Manipur Power Development Corporation	Manipur Electricity Department	Manipur Electricity Department
<b>Meghalaya</b>	Meghalaya State Electricity Board	Meghalaya State Electricity Board	Meghalaya State Electricity Board
<b>Mizoram</b>	Government of Mizoram	Mizoram Electricity Department	Mizoram Electricity Department
<b>Nagaland</b>	Department of Power	Nagaland Electricity Department	Nagaland Electricity Department
<b>Orissa</b>	Orissa Power Generation Corporation Orissa Hydro Power Corporation Ltd.	Grid Corporation of Orissa Limited Orissa Power Transmission Corporation Ltd	Central Electricity Supply Company of Orissa Ltd. Northen Electricity Supply Company of Orissa Ltd. Western Electricity Supply Company of Orissa Ltd. Southern Electricity Supply Company of Orissa Ltd.

<b>Pondicherry</b>	Pondicherry Power Generation Corporation	k.A.	k.A.
<b>Punjab</b>	Punjab State Electricity Board	Punjab State Electricity Board	Punjab State Electricity Board
<b>Rajasthan</b>	Rajasthan Rajya Vidyut Utpadan Nigam Ltd.	Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd.	Jaipur Vidyut Vitran Nigam Ltd. Ajmer Vidyut Vitran Nigam Ltd. Jodhpur Vidyut Vitran Nigam Ltd.
<b>Sikkim</b>	Government of Sikkim	Power Department of Sikkim	Power Department of Sikkim
<b>Tamil Nadu</b>	Tamil Nadu State Electricity Board	Tamil Nadu State Electricity Board	Tamil Nadu State Electricity Board
<b>Tripura</b>	Government of Tripura Tripura Hydro Power	Tripura State Electricity Co-operation Ltd.	Tripura State Electricity Co-operation Ltd.
<b>Uttar Pradesh</b>	Uttar Pradesh Rajya Vidyut Utpadan Nigam Ltd. Uttar Pradesh Hydro Power Corporation Ltd.	UP Power Corporation Limited	Poorvanchal Vidyut Vitran Nigam Ltd. Pashchimanchal Vidyut Vitran Nigam Ltd. Madhyanchal Vidyut Vitran Nigam Ltd. Dakshinanchal Vidyut Vitran Nigam Ltd. Kanpur Electric Supply Company Ltd.
<b>Uttarakhand (vormals Uttaranchal)</b>	Uttarakhand Jal Vidyut Nigim Ltd.	Uttaranchal Power Corporation Ltd.	Uttaranchal Power Corporation Ltd.
<b>West Bengal</b>	West Bengal Power Development Corporation Durgapur Projects Ltd.	West Bengal State Electricity Board	West Bengal State Electricity Board

### 3.3.3. Privatwirtschaft

Der generelle wirtschaftliche Aufschwung Indiens, der damit einhergehende Energiehunger und die Deregulierung des Strommarktes haben zu einem starken Interesse indischer Privatunternehmen geführt. Da die indische Wirtschaft von Konglomeraten geprägt ist, die in teilweise sehr unterschiedlichen Feldern aktiv sind, kommen viele der privaten Stromunternehmen ursprünglich aus anderen Industrien. Rein private Stromerzeugungsunternehmen gibt es kaum (siehe auch Kapitel 6.5.3., 6.6. und 6.7.).

- *TATA Power Limited*, früher noch als TATA Electric bekannt, war einer der Pioniere der Stromerzeugung in Indien zu Beginn des 20. Jahrhunderts. Heute ist TATA Power Limited einer der großen privaten Stromversorger des Landes und hat sowohl in Indien als auch international ambitionierte Pläne. Bisher ist das Unternehmen in der Stromerzeugung im Bereich Kohle-, Erdgas-, Wasser-, Solar- und Windkraft in Indien vertreten. Außerdem ist TATA Power Limited in die Übertragungs- und Verteilungsmärkte eingestiegen. Die installierte Kapazität lag 2009 bei über 2.900 MW.<sup>137</sup>

<sup>137</sup> TATA Power, Website

- *Reliance Energy Limited* wurde im Januar 2006 gegründet, um in der Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung aktiv zu werden. Auf der Verteilungsseite beliefert Reliance Energy bereits mehr als 25 Millionen Endkunden – unter anderem in Mumbai und Delhi – mit Strom. Auf der Stromerzeugungsseite hatte das Unternehmen 2009 eine Kapazität von 941 MW. Eine große Anzahl neuer Projekte im Bereich Wasserkraft sowie Kohle und Erdgas befinden sich in der Umsetzung.<sup>138</sup>
- Die *Calcutta Electric Supply Corporation* (CESC) ist wie TATA Power Limited einer der ältesten Stromversorger in Indien, hat aber erst seit 1987 seinen jetzigen Namen bekommen. CESC hat eine exklusive Stromversorgungslizenz für den Großraum Kolkata (circa 14 Millionen Menschen) im östlichen Bundesstaat Westbengalen. Die Lizenz ist noch bis 2020 gültig. Das Unternehmen bietet ein komplettes Versorgungspaket von der Erzeugung über die Übertragung bis hin zu Verteilung an. Die CESC betrieb 2009 vier thermische Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 975 MW.<sup>139</sup>
- *Adani Power*, Teil der Adani Group, wurde 1996 gegründet, um in Indien Kraftwerke zu bauen und zu betreiben. Das Unternehmen betrieb 2009 vier thermische Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 6.600 MW; weitere Projekte sind in Planung. Der Strom aus neuen Kraftwerken soll zu einem Teil in langfristigen Lieferverträgen direkt an Industriekunden verkauft werden, zum anderen Teil über die sich gerade entwickelnde Strombörse abgewickelt werden.<sup>140</sup>
- Die *GMR Group* kommt ursprünglich aus dem Infrastrukturbereich (wie etwa dem Flughafen-Bau) und ist 1995 in den Energiemarkt eingestiegen. Seitdem hat GMR drei thermische Kraftwerke mit einer Kapazität von 800 MW gebaut. Außerdem wurde dem Unternehmen im Jahre 2004 eine 25-Jahres-Lizenz für den indischen Stromhandel verliehen. Diese hat allerdings nur auf dem Übertragungsmarkt zwischen den einzelnen Bundesstaaten Gültigkeit.<sup>141</sup>
- Die *Lanco Group* aus Hyderabad im südindischen Staat Andhra Pradesh betreibt Erdgas-, Biomasse- und Windkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 509 MW. Wie GMR ist auch Lanco im Infrastrukturbereich aktiv. Internationale Partnerunternehmen von Lanco sind *International Partners - Commonwealth Development Corporation* (ACTIS/Globeleq) aus Großbritannien, *Genting Group* aus Malaysia und *Doosan* aus Korea.<sup>142</sup>
- *JSW Energy Ltd.* gehört zu *Jindal South West* (JSW) und betreibt im Bundesstaat Karnataka zwei 130 MW thermische Kraftwerke. 1994 wurde das Unternehmen als JV mit der belgischen Firma *Tractebel* gegründet. Mittlerweile hat Tractebel seine Anteile jedoch wieder verkauft.<sup>143</sup>

---

<sup>138</sup> Reliance Infrastructure; Reliance Energy, Website

<sup>139</sup> CESC, Website

<sup>140</sup> Adani Power, Website

<sup>141</sup> GMR Group, Website

<sup>142</sup> Lanco Group, Website

<sup>143</sup> JSW Energy, Website



## 4. Kapitel: Energiepolitik

Die Energieversorgung ist die Achillesferse des aufstrebenden Indiens. Die Deckung des großen und stark wachsenden Energiebedarfs hat für die Regierung oberste Priorität. Das Land befindet sich in einem Stadium des schnellen Wachstums und ist von wirtschaftlichen und sozialen Umbrüchen geprägt. Sowohl die weitere wirtschaftliche wie auch die soziale Entwicklung hängen davon ab, ob Indien ausreichend Energie zu bezahlbaren Konditionen bereitstellen kann.

An fossilen Brennstoffen verfügt Indien über eine große Menge an Kohlereserven, die aber alleine nicht ausreichen, um die steigende Nachfrage zu decken. Es wurden in den letzten Jahren Erdgasvorkommen vor der Westküste entdeckt. Dies ist eine wichtige Zusatzressource, wird aber auch das Energiedefizit bei weitem nicht schließen können, zumal ein großer Teil des Erdgases für die Herstellung von chemischen Düngemitteln verwendet werden soll. Außerdem bleiben Förderung und Transport ein Problem. Öl gibt es in Indien nur wenig. Das Land ist daher auf Importe angewiesen (siehe Kapitel 2.1.2).

### 4.1. Indiens Energiestrategie

Indien verfolgt eine Energiestrategie, die nicht stark unter verschiedenen Energieträgern priorisiert, sondern alle Quellen so schnell und umfassend wie nur möglich entwickeln möchte. Eine darüber hinausgehende Strategie ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht zu erkennen. So werden einerseits außenpolitische Verbindungen zu rohstoffreichen Staaten wie Russland, dem Iran und dem Sudan geknüpft. Gleichzeitig werden nukleare Technologiepartnerschaften mit den USA, Frankreich sowie Russland abgeschlossen.

Da die internationale Energielandschaft von starkem Wettbewerb geprägt ist, ist die heimische Energiegewinnung sehr wichtig. Neben Kohle spielt hier vor allem die Wasserkraft eine große Rolle. Aber auch im Bereich der erneuerbaren Energien – wie Wind und Sonne – wird ein großes Potenzial gesehen. Langfristig erhofft man sich, dass die Sonnenenergie die Haupt-Energiequelle des Landes werden kann. Weitere erneuerbare Energien, wie z.B. Geothermie oder Gezeitenkraft, werden noch vergleichsweise wenig gefördert. Die indische Regierung hat bereits vor einigen Jahren erkannt, dass eine zu starke staatliche Kontrolle der Energiewirtschaft Investitionen verhindert. Die Öffnung des Sektors für die Privatwirtschaft hat eine Reihe von Unternehmen angezogen (siehe Kapitel 5.1.2., 5.2.4., 5.3., 6.5., 6.5.3., 6.5.4., 6.10., 7.1. und 7.2.). Gleichzeitig wurden große indische Staatsunternehmen, wie etwa die ONGC, teilweise über den Markt neu kapitalisiert und treten jetzt auch zunehmend in internationalen Märkten auf. Im krassen Gegensatz zu Indiens Bemühungen, mehr Energie bereitzustellen, steht eine Subventionspolitik auf der Nachfrageseite, die den Verbrauch antreibt. Subventionen für Strom (etwa für die Landwirtschaft, siehe Kapitel 2.5), für chemische Düngemittel, Kochgas oder auch für Benzin und Diesel haben einen entwicklungspolitischen Hintergrund.

## 4.2. Kraftstoffe: Szenario, Strategie und Hindernisse

Die Versorgung mit Kraftstoffen, insbesondere mit Erdöl, stellt eine große Herausforderung dar, da die Nachfrage rasant ansteigt. Der wichtigste Treiber ist die wachsende Mobilität von Personen und Waren. 90% des Personenverkehrs und 65% des Frachtverkehrs werden in Indien über die Straße abgewickelt.<sup>144</sup> Der jährliche Verkauf von Neuwagen hat sich z.B. zwischen 1995 und 2009 von knapp 0,4 auf fast 2,2 Millionen pro Jahr mehr als verfünffacht.<sup>145</sup> 2010 erhofft sich TATA Motors, mit dem Billigstauto TATA Nano den Markt zu revolutionieren. Im Flugverkehr ist das Wachstumsszenario ähnlich. Im Finanzjahr 2004-2005 wurden etwa 60 Millionen Passagiere und 1,3 Millionen Tonnen Fracht befördert. Die NPCI schätzt, dass bereits 2010 der Personenverkehr über 100 Millionen und das Frachtaufkommen über 3,3 Millionen Tonnen liegen werden.<sup>146</sup> Indien importiert große Mengen Erdöl (siehe Kapitel 2.1.2.), hat aber auch eine starke Raffinerie-Industrie aufgebaut und exportiert deren Produkte.<sup>147</sup>

Auf die Herausforderungen der Kraftstoffversorgung reagiert Indien mit einer aktiven internationalen Energiepolitik. Neue Pipelines und Lieferverträge mit Erdöl-exportierenden Ländern sollen die Versorgung verbessern. Das *Ministry of External Affairs* (MEA) versucht über gute Beziehungen zu entscheidenden Handelspartnern die notwendigen Rahmenbedingungen für Erdöl- und Erdgasimporte sowie den Transport in Pipelines zu schaffen. Energiesicherheit ist ein extrem wichtiges und sensibles Thema, bei dem Indien durchaus gewillt ist, mit den USA, Europa oder China Konflikte einzugehen, um in politisch sensiblen Regionen wie dem Iran, Myanmar oder dem Sudan an Rohstoffe zu gelangen (siehe auch Kapitel 2.2.2.).

Innenpolitisch sind das MoP&NG und das MoCF entscheidend. Das MoP&NG versucht über die NELP sowie die *National Biodiesel Policy* (NBP), die Entwicklung indischer Kraftstoffquellen zu fördern.<sup>148</sup> Ab und an spielt das MoP&NG auch in der Außenpolitik eine Rolle, wie zum am Beispiel in den Beziehungen zu dem wichtigen Erdöl- und Erdgaslieferanten Iran. Dies kann zu Spannungen mit dem MEA führen. Das MoCF setzt mit der *National Policy on Petrochemicals* (NPP) auf eine vermehrte Nutzung von Erdöl als Rohstoff. Die Politikrichtlinie hat zum Ziel, die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Erdölindustrie zu erhöhen sowie Forschung und Investitionen zu fördern. Umweltaspekte, wie eine schnellere Abbaubarkeit von Petroleumprodukten, werden dabei bisher nur am Rande berücksichtigt.<sup>149</sup>

## 4.3. Strompolitik: Hemmnisse

Die Stromwirtschaft ist im Umbruch. Etliche Bereiche, wie etwa die von den unterfinanzierten SEBs kontrollierten Versorgungsnetze, sind oft in desolatem Zustand. Die politischen und regulatorischen Strukturen sind wettbewerbsfeindlich; Investitionen bleiben daher aus. Andere Bereiche, wie etwa die Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen, aber auch mit erneuerbaren Energien, haben in den letzten Jahren bedeutende private Investitionen angezogen und Projekte auf dem neuesten Stand der Technologie anvisiert.

Der indische Strommarkt leidet unter Unterversorgung und qualitativen Mängeln (siehe Kapitel 2.3.), zu hohen Übertragungsverlusten (siehe Kapitel 5.3.1.) sowie bürokratischen und marktwirtschaftlichen

<sup>144</sup> Weltbank, India Transport Sector, Website

<sup>145</sup> MINT, India's Auto Evolution, 12.01.2010

<sup>146</sup> NPCI, Secretariat for Infrastructure, Aviation, Website

<sup>147</sup> India Brand Equity Foundation, Website

<sup>148</sup> MoP&NG, Website

<sup>149</sup> MoCF, Website

Problemen. Diese hemmen den Bau neuer Kraftwerkskapazitäten (siehe Kapitel 5.10.). Das größte Hindernis bei der Reform und Dynamisierung des Strommarktes sind allerdings die Strompreise. In vielen Bereichen, insbesondere in der Landwirtschaft, kostet der Strom sehr wenig. Aufgrund der politischen Kultur und der demokratischen Struktur Indiens (Gratisstrom wird für Landwirte als gängiges Wahlversprechen benutzt) lässt sich das nur schwer ändern. So haben zum Beispiel die SEBs keine ausreichenden Finanzierungsmittel, um veraltete Netzwerke zu modernisieren und auszubauen. Da die SEBs meistens Vertragspartner für die Stromabnahme sind, treibt deren mangelhafte Bonität die Finanzierungskosten für neue Projekte in die Höhe.<sup>150</sup>

#### 4.4. Strompolitik: Lösungsansätze

Die Aufgabe, landesweit eine ausreichende Stromversorgung sicherzustellen, ist enorm. Kraftwerkskapazitäten und Versorgungsinfrastruktur sind bei steigender Nachfrage fast überall unzureichend. Der öffentliche Sektor, lange Zeit in der ehemals sozialistisch geprägten indischen Wirtschaft nahezu alleine damit betraut, konnte dieser Herausforderung bisher nicht gerecht werden. Die Strompolitik der letzten Jahre zielt daher vor allem auf eine stärkere Einbindung der Privatwirtschaft. Die indische Regierung setzt bei der Lösung des Stromproblems vor allem auf die Bereitstellung neuer Großkraftwerke (und die damit einhergehende Infrastruktur). Erst an zweiter Stelle kommen die Schaffung effizienterer Verbrauchsmuster, die Verbesserung des Netzes sowie dezentraler Lösungen. In allen Bereichen sind die Beteiligung der Privatwirtschaft und Investitionen aus dem Ausland gewünscht.<sup>151</sup>

Bei neuen Kraftwerken wird kein Energieträger grundsätzlich priorisiert. Allerdings werden auf Kohle und Gas kurzfristig die meisten Hoffnungen gesetzt. Der Ausbau des großen Wasserkraftpotenzials – besonders in den Bergen – sowie der Bau neuer Atomkraftwerke sind wichtige Zusatzoptionen. Auch der Bereich der erneuerbaren Energien soll stark wachsen. Mittelfristig wird Windenergie den meisten Strom bereitstellen; langfristig soll Solarenergie diesen Platz übernehmen.

##### 4.4.1. Lösungsansatz: Privatisierung

Bis 1991 hatte der indische Staat quasi ein Monopol auf den Strommarkt. Es gab kaum private Akteure und die CEA trug die alleinige Verantwortung für die Planung neuer Kraftwerke. Die SEBs hatten ein Monopol über die Stromübertragung und -verteilung auf Ebene der Bundesstaaten. 1991 erließ die indische Regierung in Abstimmung mit den Bundesstaaten die *Policy on Private Participation (PoPP)*<sup>152</sup>, die privaten (auch ausländischen) Investoren den Bau neuer Stromerzeugungsanlagen ermöglichte. Die letztendlich Stromabnahmeverträge sollten mit den SEBs zu Konditionen ausgehandelt werden, die eine Rendite von bis zu 16% in Aussicht stellen. Allerdings löste dieser erste Öffnungsschritt nicht das Problem der desolaten Finanzsituation der SEBs. Die gezahlten Abnahmepreise waren größtenteils uninteressant für private Investoren. Die Solidität der Verträge wurde in Frage gestellt und oft wurden diese tatsächlich nicht eingehalten. Darüber hinaus blieben die SEBs stark politisch beeinflusst. Somit waren Reformen der Tarifstruktur zu Lasten der privaten Haushalte und der Landwirtschaft nahezu unmöglich.

Das Scheitern dieser Reform führte 1996 zu einem gemeinsamen Aktionsplan, dem *Common Minimum National Action Plan for Power (CMNAPP)*, der zwischen der Zentralregierung und den Bundesstaaten

<sup>150</sup> McKinsey, *Powering India – The Road to 2017*, 2009

<sup>151</sup> KPMG, *The Indian Electricity Market Outlook*, 2008

<sup>152</sup> ebd.

abgeschlossen wurde. Dieser Aktionsplan sollte mit der Verabschiedung des *Electricity Regulatory Commission Act* (ERCA) (1998)<sup>153</sup>, Ende der 1990er Jahre die Strommarktöffnung gesetzlich stärken. Diese Gesetzesergänzung regelte u.a. die Ausstellung von Konzessionen neu und sah die Neustrukturierung der SEBs sowie die Privatisierung der Verteilungsaufgaben vor. Außerdem initiierte er die Einrichtung der zentralen Regulierungsbehörde CERC und der unabhängigen Regulierungsbehörden in den Bundesstaaten (SERCs).

Am 10. Juni 2003 trat der bereits 2001 ins Parlament eingebrachte EA in Kraft.<sup>154</sup> Er löst die bisherigen Elektrizitätsgesetze ab bzw. erweitert sie umfassend. Ziel des EA ist die Modernisierung und Liberalisierung des Stromsektors durch Einführung eines Marktmodells mit verschiedenen Käufern und Verkäufern.

Der EA (2003) enthält folgende zentrale Punkte<sup>155</sup>:

- Die Bundesstaaten werden verpflichtet, jeweils eine Regulierungsbehörde (SERC) zu gründen.
- Die Rahmenbedingungen für den Bau neuer Kraftwerke werden verbessert. Für neue thermische Kraftwerke unter 100 MW ist keine technisch-wirtschaftliche Unbedenklichkeitsprüfung durch die CEA mehr notwendig.
- Die Errichtung einer Inselanlage („stand alone system“) in ländlichen Gebieten setzt keine Genehmigung für die Stromerzeugung und -verteilung mehr voraus. Es müssen lediglich die geltenden Sicherheits- und Umweltvorschriften eingehalten werden.
- Die Anlagen zur Eigenstromerzeugung bedürfen keiner vorherigen Genehmigung mehr.
- Die Stromproduzenten haben freien Zugang zum Verteilungsnetz. Stromdurchleitungen an andere Standorte zur Eigennutzung unterliegen nicht der Gebühr zur Finanzierung der Quersubventionen. Damit können die Anlagen auch abseits des Verbraucherstandorts errichtet werden.
- Die Eigenstromerzeugungsanlagen können nicht mehr nur von gewerblichen und industriellen Verbrauchern betrieben werden, sondern auch von Genossenschaften und Vereinen. Damit wird auch Gemeinden die Möglichkeit zur Errichtung von Kraftwerken eröffnet.
- Die Stromproduzenten unterliegen nicht mehr dem Zwang, ihren Strom an die finanziell angeschlagenen SEBs zu verkaufen, sondern können direkt mit privaten Abnehmern Verträge abschließen.

Mit dem Elektrizitätsgesetz sollen die unterschiedlichen Regelungen der Bundesstaaten vereinheitlicht werden, um Investitionen einfacher und attraktiver zu machen.

In Übereinstimmung mit dem Elektrifizierungsgesetz hat die indische Regierung im August 2006 außerdem die *Rural Electrification Policy* (REP) bekannt gegeben. Sie soll den Netzzugang von ländlichen Haushalten verbessern und eine qualitativ hochwertige und gleichzeitig bezahlbare Stromversorgung sicherstellen. 2003 wurde das Programm „Mission 2012 – power for all“ eingeführt, welches die Elektrifizierung aller Haushalte bis 2012 garantieren soll.

---

<sup>153</sup> ebd.

<sup>154</sup> ebd.

<sup>155</sup> ebd.

#### 4.4.2. Lösungsansatz: Mehr Wasserkraft

Die Regierung möchte das enorme Potential der Wasserkraft zukünftig stärker nutzen. Bisher werden nur knapp 40 GW des geschätzten Potenzials von 150 GW genutzt (siehe Kapitel 2.2.5.). Die meisten Standorte für große, neue Wasserkraftwerke liegen im Himalaya, in den Bundesstaaten Jammu & Kashmir, Himachal Pradesh und Uttarakhand im Norden sowie Sikkim und Arunachal Pradesh im Nordosten. Um diese Potenziale zu erschließen, sind allerdings erhebliche infrastrukturelle Investitionen notwendig. So müssen z.B. Straßen und Brücken gebaut werden, die den Bau eines Kraftwerks in entlegenen Gebieten erst ermöglichen. Auch die Übertragungsleitungen für die Evakuierung des erzeugten Stroms müssen verlegt werden.

2003 hat der damalige Premierminister Atal Bihari Vajpayee die 50.000 MW *Hydro Electric Initiative* (HEI) gestartet. Hierfür wurden erste Machbarkeitsstudien („feasibility studies“) für 162 Projekte durchgeführt. Auf Basis eines zu erwartenden Einspeisetarifes von weniger als INR 2,50 (€ 0,03) wurden 77 davon mit einer Gesamtkapazität von 33.951 MW für die Erstellung eines ausführlichen Projektberichtes („detailed project report“) ausgesucht. Bis 2009 wurden Berichte für insgesamt 48 Projekte erstellt. Das Ziel für den jetzigen 11. Fünfjahresplan liegt bei 15.500 MW neuer Kapazität. Weitere 30.000 MW sollen bis Ende des 12. Plans (bis 2017) gebaut werden.<sup>156</sup> Zusätzlich will Indien die Wasserkraft in den Nachbarstaaten Nepal und Bhutan stärker nutzen (siehe Kapitel 2.4.).

#### 4.4.3. Lösungsansatz: Mehr Nuklearkraft

Indiens erster Premierminister Jawaharlal Nehru hat schon in den späten 1940er Jahren die wissenschaftlichen Grundlagen für ein indisches Nuklearprogramm unter Führung des Physikers Homi J. Bhabha gelegt. 1969 wurde zum ersten Mal Netzstrom aus Atomenergie erzeugt. Seitdem hat Indien sich immer wieder ambitionierte Ziele zum Ausbau der Kernkraft gesetzt, diese aber nicht einhalten können. Die *Atomic Energy Commission* (AEC) hatte 1954 angekündigt, dass Indien bis 1980 8.000 MW Atomstrom haben würde. 1962 hat Homi Bhabha 20.000 - 25.000 MW in Indien bis 1987 vorausgesagt. Sein Nachfolger im DAE, Vikram Sarabhai, hat in den 1970er Jahren bis 2000 gar 43.500 MW für machbar gehalten.<sup>157</sup> 2009 waren effektiv nur etwas mehr als 4 GW Kapazität installiert (siehe Kapitel 2.2.4.). Dass die Atomenergie einen sehr hohen Stellenwert in Indien hat, zeigt sich an der Tatsache, dass die Aufsicht über das DAE direkt beim Premierminister liegt (gegenwärtig bei Manmohan Singh).

Da Indien den Atomwaffensperrvertrag nicht unterzeichnet hat<sup>158</sup>, war das Land jahrzehntelang vom allgemeinen Handel mit ziviler nuklearer Technologie und Brennstoffmaterial ausgeschlossen. Die Entwicklung der Atomenergie ist daher autark und verlangsamt von Statten gegangen. Aufgrund der Importbeschränkungen hat sich die indische Kernkraftindustrie auf die Nutzung und Erschließung der heimischen Thoriumreserven fokussiert. Indien besitzt mit 290.000 Tonnen Thorium etwa ein Viertel der weltweiten Vorkommen. Zusätzlich existieren circa 54.000 Tonnen gesicherte und weitere 23.500 Tonnen geschätzte Uranvorkommen. Der hemmende Einfluss der Handelsbeschränkungen auf die Entwicklung der

<sup>156</sup> Indiacore, Overview of Power Sector in India, 2008

<sup>157</sup> Business India, Powering India, 09.08.2009

<sup>158</sup> Der 1969 geschlossene Vertrag wird von Indien als diskriminierend empfunden, da er die Unterteilung in Nuklearmächte (USA, Russland, Frankreich, Großbritannien und China) auf der einen und Nicht-Nuklearmächte auf der anderen Seite zementiert. Außer Indien haben nur Pakistan, Israel und Nordkorea den Vertrag nicht unterzeichnet.

Kernkraft lässt sich daran festmachen, dass indische Atomkraftwerke vergleichsweise geringe Nutzungsgrade hatten. 1995 lag der Durchschnitt des Nutzungsgrades bei 60%. Bis 2002 konnte Indien diesen jedoch auf circa 85% steigern. Herausforderungen für den weiteren Ausbau der Kernkraft sind der Zugang zu internationaler Spitzentechnologie und zu Brennstoffen.<sup>159</sup>

Diese Schwierigkeiten sollen nun, nach Unterzeichnung des indisch-amerikanischen Nuklearvertrages im Jahr 2007 der einhergehenden Beendigung des Embargos sowie der Wiedereingliederung in den internationalen Technologiehandel endgültig ausgeräumt werden. Im Gegenzug wird Indien einen Teil seiner Atomanlagen durch die *Internationale Atomenergiebehörde* (IAEA) inspizieren lassen. Indien hat bis Oktober 2009 mit Russland (für Technologie, Kraftstoff und Anlagen), mit den USA und Frankreich (für Technologie und Anlagen), der Mongolei, Kasachstan und Namibia (für Brennstoffe), sowie mit Argentinien (für Technologie) Verträge für eine nukleare Kooperation unterzeichnet. Standorte für neue Anlagen, die mit Hilfe Russlands (Haripur / Westbengalen), Frankreichs (Jaitapur / Maharashtra) und der USA (Chhayamithi / Gujarat und Kovvada / Andhra Pradesh) gebaut werden sollen, sind bereits ausgewiesen.<sup>160</sup> Es besteht von indischer Seite großes Interesse, auf dem Gebiet der Kernkraft auch mit Deutschland zusammenzuarbeiten (siehe Kapitel 2.2.4.).

#### 4.4.4. Lösungsansatz: Mehr Energieeffizienz

Indien hat im Bereich der Energieeffizienz noch großes Einsparpotenzial. Das gilt sowohl für die Energieerzeugung, die Übertragung und Verteilung als auch für die Nachfrage. Dort liegt das Einsparpotential bei circa 20% – mehr als das gesamte Stromdefizit des Landes.<sup>161</sup>

Die wichtigste Gesetzgebung ist der ECA von 2001. Dieser hat zur Gründung des BEE durch das MoP geführt. Das BEE ist für die Förderung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz verantwortlich. Es setzt dabei auf selbstregulierende, marktbasierende Maßnahmen und eine umfangreiche Kommunikationskampagne.<sup>162</sup> Dabei gibt es eine Reihe verschiedener Initiativen:<sup>163</sup>

- Das *Indian Industry Program for Energy Conservation* (IIEPEC) setzt Industrierichtlinien für den Energieverbrauch, schreibt regelmäßige Energie-Audits vor und bietet Energiemanagement-Trainings an.
- Das *Standards and Labeling Program* (S&LP) soll Konsumenten anregen, effizientere elektrische Geräte zu kaufen, indem der Verbrauch klar anhand eines Fünf-Sterne-Systems ausgewiesen wird.
- Die aktive Nachfragegestaltung („demand-side-management“) soll Stromverbrauch zu Spitzenlastzeiten auf Grundlastzeiten umleiten. Dies soll durch eine Informationskampagne und gezielte Trainings umgesetzt werden. Es sollen aber auch neue Geschäftsmodelle für Energieeffizienz-Dienstleister (*Energy Saving Companies*, ESCOs) entstehen, die aus dem Preisunterschied zwischen Spitzen- und Grundlaststrom einen Gewinn erwirtschaften können.
- Die Energieeffizienz in Gebäuden soll erhöht werden. Schätzungen zufolge liegt das Einsparpotenzial im kommerziellen Sektor, etwa bei Hotels, Krankenhäusern oder Büros, bei 20-50%. Auch hier sollen neue Marktchancen für ESCOs entstehen.

---

<sup>159</sup> DAE, Website

<sup>160</sup> The Hindu, US Welcomes Site Allocation for Nuclear Plans, 19.10.2009

<sup>161</sup> Indiacore, Overview of Power Sector in India, 2008

<sup>162</sup> BEE, Website

<sup>163</sup> Indiacore, Overview of Power Sector in India, 2008

- Energiestandards für Gebäude mit einer Anschlussleistung von 500 kW sollen entwickelt und umgesetzt werden. Im Moment gibt es in Indien bereits freiwillige Standards wie den amerikanischen Standard ‚LEED‘ (welcher von der *Confederation of Indian Industries* (CII) vertreten wird<sup>164</sup>) oder den von *The Energy and Resources Institute* (TERI) entwickelten Standard ‚GRIHA‘.<sup>165</sup>

Seit 2003 arbeitet das BEE eng mit der *Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit* (GTZ) im Rahmen des *Indo-German Energy Program* (IGEN) zusammen. Dabei unterstützt die GTZ bei der Entwicklung von Konzepten und Strategien für den Markt für Energieeffizienz-Dienstleistungen, beim Training von Energiemanagern, bei der Bewertung des Energieverbrauchs elektrischer Geräte, bei der Prüfung der Energiestandards für Gebäude, bei der Umsetzung von Energieeffizienznormen in der Industrie und in öffentlichen Gebäuden, beim Technologietransfer sowie bei der Bewertung von Emissionszertifikaten.

Eine weiterer Schwerpunkt im Bereich der Energie-Effizienz ist die *Kraft-Wärme-Kopplung* (KWK), die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Prozessdampf, welche in Indien bereits seit vielen Jahren in traditionellen Industrien, wie z.B. den Zuckermühlen angewandt wird. In thermischen Kraftwerken wird die Abwärme noch selten genutzt, da oft erreichbare Wärmesenken fehlen. Das gesamte Potenzial für KWK wurde von der GTZ im Dezember 2007 auf 9.212 MWel geschätzt. Die folgenden Industrien könnten von KWK profitieren: Zucker (3.500 MWel), Papier (1.590 MWel), Düngemittel (1.228 MWel), Textil (959 MWel), Nahrungsmittel (879 MWel), chemische Raffination (669 MWel) und Chlor-Alkali (388 MWel).<sup>166</sup> Heute wird die KWK in vielen der neu gebauten Eigenverbrauchskraftwerken berücksichtigt. So baut z.B. Essar derzeit ein Strom- und Wärmekraftwerk mit 1.200 MWel für eine Raffinerie. TATA betreibt eine Abwärmerückgewinnungsanlage mit 90 MWel in Haldia, Westbengalen. Diese soll bis Ende 2010 um circa 30 MWel aufgestockt werden.<sup>167</sup>

Die GTZ entwickelt gerade Pilotprojekte zur ‚Trigeneration‘, in denen die Abwärme als Kälte (meist zur Klimatisierung) genutzt werden soll. Hier schätzt die GTZ, dass das Energiespar-Potenzial bei Hotels, Krankenhäusern, Bürogebäuden, Regierungsgebäuden, Geschäften und Flughäfen bei 6.042 MWel liegt.<sup>168</sup>

## 4.5. Klimapolitik

Indien ist eines jener Länder, die am stärksten vom Klimawandel betroffen sein werden. Die Mehrheit der Menschen lebt nahe am Existenzminimum. Viele Inder sind auf einfache Landwirtschaft angewiesen und leben oft in besonders fragilen Ökosystemen. Die Gletscher des Himalaya und der jährliche Monsun, welche Indien mit Wasser versorgen, drohen, in Zukunft weniger Wasser abzugeben. Hinzu kommt, dass das Land seine Wasserressourcen durch das rasche Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum deutlich überstrapaziert. Während in Indien einige klimafreundliche Maßnahmen umgesetzt werden, rückt man in internationalen Verhandlungen die Verantwortung der Industrienationen in den Vordergrund.

### 4.5.1. Der National Action Plan on Climate Change (NAPCC)<sup>169</sup>

---

<sup>164</sup> India Green Building Council, Website

<sup>165</sup> TERI, Website

<sup>166</sup> GTZ, IGEN, Website

<sup>167</sup> Essar, TATA Power, Websites

<sup>168</sup> GTZ, IGEN, Experten-Interviews

<sup>169</sup> Prime Ministers Office, Website

Der NAPCC wurde 2008 direkt vom Büro des Premierministers veröffentlicht. Er beschreibt die Vision für eine nachhaltige und energieeffiziente Wirtschaftsentwicklung Indiens. Im NAPCC werden acht ‚National Missions‘ (Umsetzungsschwerpunkte) vorgestellt:

- Die ‚National Solar Mission‘ (November 2009) soll die Nutzung der Solarenergie in Indien fördern.<sup>170</sup>
- Die ‚National Mission on Enhanced Energy Efficiency‘ (für April 2010 geplant) soll die Energieeffizienz in den energieintensivsten Industrien sowie auf der Verbraucherseite erhöhen. Sie soll spezifische Ziele, einen Durchsetzungsmechanismus sowie Finanzierungshilfen und fiskalische Anreize enthalten. Dabei wird die Mission auf dem ECA von 2001 basieren.
- Die ‚National Mission on Sustainable Habitat‘ (Juni 2008) soll die Energieeffizienz in Gebäuden erhöhen, Müllprobleme in Angriff nehmen und den öffentlichen Nahverkehr ausbauen.
- Die ‚National Water Mission‘ (Dezember 2008) soll die Wassernutzung effizienter und fairer gestalten. Sie setzt auf Wassersammlung und Wasserrecycling, sowie auf neue Wassertechnologien zur Entsalzung.
- Die ‚National Mission for Sustaining the Himalayan Ecosystem‘ (Oktober 2009) soll Konzepte entwickeln und fördern, um die Gletscher und Lebensräume im Himalaya zu schützen. Außerdem soll das Risiko schmelzender Gletscher auf die Wasserversorgung des Landes besser untersucht werden.
- Die ‚National Mission for a Green India‘ (in Umsetzung) hat die Reduktion des Kohlendioxid-Ausstoßes zum Ziel und soll dabei insbesondere den indischen Waldbestand als Kohlendioxidsenker erhalten und erweitern.
- Die ‚National Mission for Sustainable Agriculture‘ (in Umsetzung) soll die indische Landwirtschaft auf Klimaveränderungen vorbereiten. Hierzu sollen neue, widerstandsfähige Getreidesorten getestet und Klimadaten schneller aufgenommen und verarbeitet werden.
- Die ‚National Mission on Strategic Knowledge for Climate Change‘ (in Umsetzung) soll Plattformen für einen internationalen Austausch bei klimarelevanten Forschungsprojekten und Technologien schaffen.

## 4.6. Indien in internationalen Foren

Indien hat seit April 1998 ein Kooperationsabkommen mit der *International Energy Agency* (IEA). Die Kooperation soll Indien dabei helfen, eine marktwirtschaftlichere Energiewirtschaft aufzubauen und bessere statistische Daten über seine Energienutzung zu gewinnen. Auch im Bereich der Energieeffizienz und des Umweltschutzes will man verstärkt zusammenarbeiten. Die Kooperation sieht auch einen hochrangigen politischen Dialog zwischen Indien und der IEA zu Energiethemen vor.<sup>171</sup> Seit 2009 ist Indien offizielles Mitglied der *International Renewable Energy Agency* (IRENA) und unterstützt deren Auftrag, weltweit möglichst schnell von fossilen auf erneuerbare Energieträger umzusteigen.<sup>172</sup> Indien ist auch ein Unterzeichner der *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC).<sup>173</sup> Bei den internationalen Klimaverhandlungen sieht sich Indien in der informellen Rolle eines Sprechers der G77-Entwicklungsstaaten.

---

<sup>170</sup> Die ‚National Solar Mission‘ wird detailliert in Kapitel 7 erläutert.

<sup>171</sup> IEA, Website

<sup>172</sup> IRENA, Website

<sup>173</sup> UNFCCC, Website

## 4.7. Parteien und Meinungsführer

Im Gegensatz zu Deutschland, wo die Partei ‚Bündnis 90/Die Grünen‘ eine Vorreiterrolle in der Energiepolitik gespielt hat, gibt es in Indien keine klare politische Positionierung einer Partei entlang energiepolitischer Linien. Es gibt zwei Volksparteien, die eine nationale Energiestrategie überhaupt in Erwägung ziehen würden: Die Kongresspartei und die *Bharatiya Janata Party* (BJP). Grundsätzlich gilt die Kongresspartei, unter deren Führung die Energie- und Stromindustrie in den 1970ern verstaatlicht wurde, mit ihrem sozialistischen Erbe als marktferner und etatistischer als die BJP. Allerdings haben beide Parteien (und die meisten ihrer kleineren Koalitionspartner) erkannt, dass eine Liberalisierung der Energie- und Stromwirtschaft unumgänglich ist, um die steigende Nachfrage decken zu können. Erneuerbare Energien werden von verschiedenen Parteien unter rein pragmatischen Gesichtspunkten betrachtet. Entwicklungspolitische Ziele haben immer Vorrang vor umweltpolitischen Zielen. In den letzten Jahren haben aus der Kongress-geführten Regierung besonders zwei Politiker mit einer aktiven Klimapolitik auf sich aufmerksam gemacht: Der Premierminister Manmohan Singh, der den NAPCC auf den Weg brachte und der seit Mai 2009 amtierende Umweltminister Jairam Ramesh, welcher Indien eine aktivere, konstruktivere Position bei den Klimaverhandlungen in Kopenhagen gegeben hat.

Außerhalb der politischen Welt spielt vor allem Rajendra Pachauri eine Rolle. Pachauri ist Vorsitzender des *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), Direktor von TERI und Mitglied des *Councils on Climate Change* (CCC) des Premierministers<sup>174</sup>. Ashok Khosla ist ein weiterer Meinungsführer. Er ist Mitglied des ‚Club of Rome‘ und Gründer der NGO ‚Development Alternatives‘, die einen neuen, schonenden Umgang mit Ressourcen propagiert.<sup>175</sup> Sowohl Pachauri als auch Khosla gehören zu den frühen Mahnern in Sachen Klimawandel. Etwas außerhalb des Mainstream agieren zwei sehr dynamische Frauen: Arundhati Roy und Vandana Shiva. Roy, Autorin des Weltbestsellers „Der Gott der Kleinen Dinge“, ist eine führende Umweltaktivistin in Indien, die sich besonders dem Schutz der Wälder verschrieben hat. Auch Shiva setzt sich stark für diese ein. Sie war Mitbegründerin der gewaltlosen ‚Chipko‘-Bewegung in den 1970er Jahren, die hauptsächlich aus Frauen bestand, welche menschliche Schutzkreise um Bäume gebildet haben. Heute engagiert Shiva sich für die Entwicklung von Globalisierungsalternativen.

Die wichtigsten Institutionen in Indien sind TERI und das *Center for Science and Environment* (CSE). Beide Institute mit Sitz in Neu Delhi befassen sich mit Fragen der nachhaltigen Entwicklung. TERI arbeitet sehr eng mit der indischen Regierung, besonders mit dem MNRE, zusammen, während sich das CSE mehr als zivilgesellschaftlicher Meinungsführer versteht. Eine weitere sehr interessante neue Organisation ist das *India Youth Climate Network* (IYCL)<sup>176</sup>, das ein loser Zusammenschluss von Gruppen junger, an Umweltfragen interessierter Inder ist. Das IYCL hat bereits einige aufsehenerregende Initiativen gestartet. Ein Beispiel war der ‚Climate Roadtrip‘, bei dem im Jahr 2009 zehn Mitglieder mit Solar- und Pflanzenöl betriebenen Autos in mehreren Wochen von Bangalore nach Neu Delhi gefahren sind. Dabei wurden ländliche und urbane Umweltlösungen untersucht und dokumentiert. In Neu Delhi wurde die Delegation von der indischen Präsidentin Prathiba Patil in Empfang genommen. Die nationale und internationale Presse hat ausführlich über den Roadtrip berichtet.<sup>177</sup>

---

<sup>174</sup> TERI, Website

<sup>175</sup> Development Alternatives, Website

<sup>176</sup> IYCN, Website

<sup>177</sup> India Climate Solution Tour, Website



# 5. Kapitel: Übertragungs- und Verteilungsnetz

Im März 2009 verfügte das indische Stromnetz insgesamt über eine Länge von 7,43 Millionen Netzkilometern (ckm), sowie über eine Gesamtübertragungskapazität von 836,971 Megavoltampere (MVA).

Im Vergleich zum Stromerzeugungs-Sektor wurde während den vergangenen Jahren bei weitem nicht so viel in die Übertragungs- und Verteilungsnetze investiert wie in die Stromerzeugung. Nichtsdestotrotz hat sich das Übertragungsnetz deutlich verbessert. Das Verteilungsnetz jedoch bleibt in einem schlechten Zustand. Im gegenwärtigen 11. Fünfjahresplan soll das Hochspannungsnetz um rund 95.000 ckm und auf über 178.000 MVA Umspannkapazität erweitert werden. Im Niederspannungsbereich sollen 3.253.773 ckm und 214.000 MVA Umspannkapazität hinzukommen. Eine weitere, äußerst wichtige Vorgabe ist ‚Power for All by 2012‘ - das ehrgeizige Ziel, bis 2012 allen indischen Dörfern eine Stromversorgung – zum Großteil über einen Netzzugang – zu ermöglichen.

## 5.1. Das Hochspannungsnetz

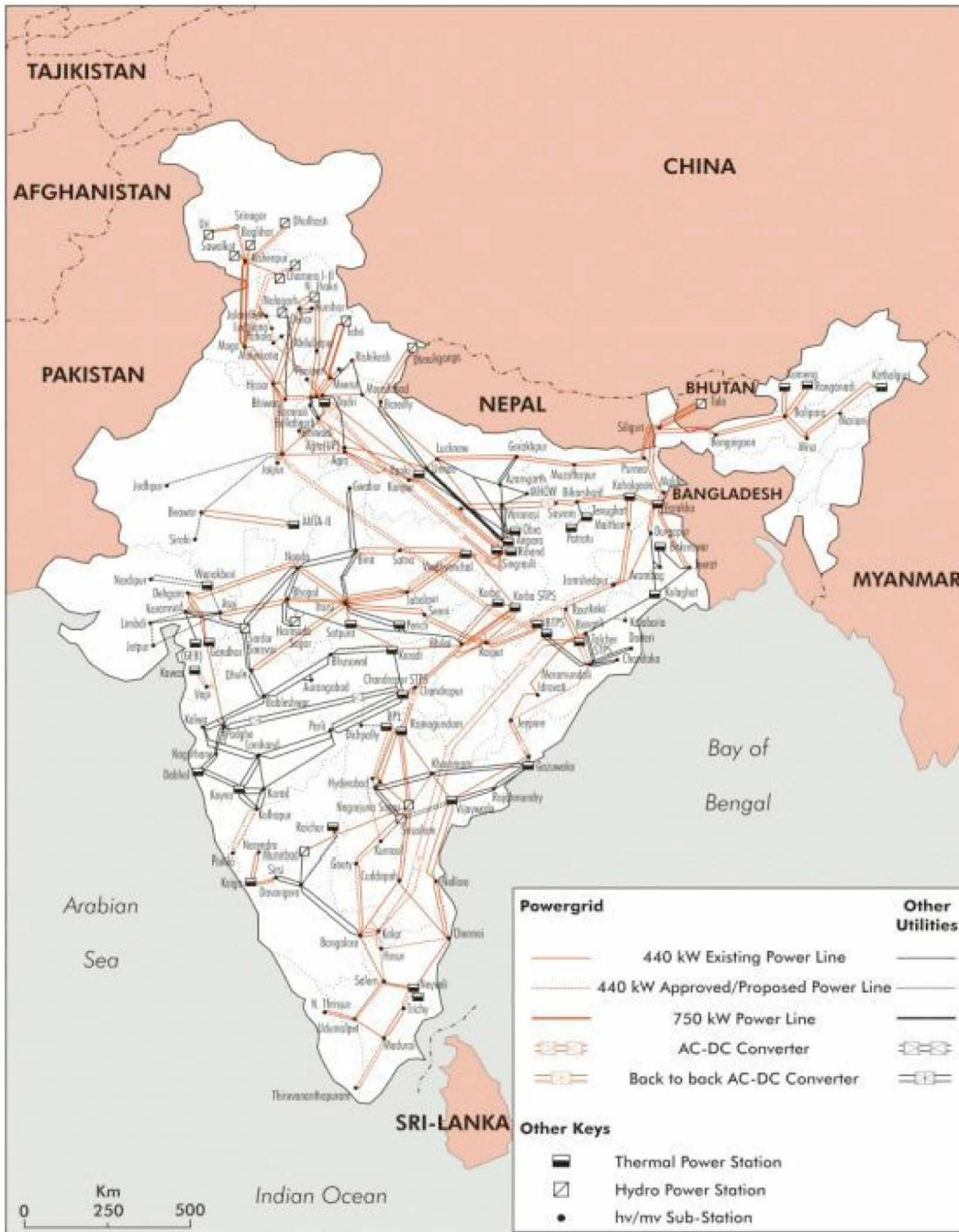
Im September 2009 war Indiens Übertragungsnetz 230.000 ckm lang und verfügte über 310.000 Schaltanlagen von mehr als 220 kV.<sup>178</sup> Die Wachstumsrate des Übertragungsnetzes (mit einer Spannung von mindestens 220 kV) während des vergangenen Jahrzehnts belief sich auf jährlich 6-7%. Die überregionale Übertragungsleistung stieg dabei von 15.050 MW im Jahr 2002 auf 20.750 MW im März 2009. Dennoch bleibt diese Wachstumsrate weit hinter dem geplanten Zielwert von 14% pro Jahr zurück, der für 2007-2012 ins Auge gefasst wurde. Dies liegt vor allem daran, dass die Investitionen in den Ausbau des Übertragungsnetzwerkes weit hinter den Versprechungen zurückblieben. Stattdessen wurde stärker in den Ausbau der Stromerzeugung investiert, was jedoch zu weiteren Engpässen hinsichtlich des Abtransports der erzeugten Stromes führt.<sup>179</sup> Das staatliche Netzentwicklungsprogramm fordert eine interregionale Leistungsfähigkeit von 37.150 MW bis 2012 und 58.700 MW bis 2015. Falls dieser Plan erfolgreich durchgeführt werden sollte, wird die überregionale Übertragung kein Hemmnis mehr darstellen. Regulierungsbehörden und Übertragungsgesellschaften konnten während der letzten Jahre eine Verbesserung des Frequenz- und Spannungsverlaufs erzielen. Dies ist besonders auf die Einführung von verfügbarkeitsbasierten Tarifen (*Availability-Based-Tariffs*, ABTs) zurückzuführen.<sup>180</sup>

<sup>178</sup> CEA; Impetus to T&D, PowerLine, Juni 2009

<sup>179</sup> PowerLine; Impetus to T&D, Juni 2009

<sup>180</sup> PowerGrid, Annual Report 2008-2009; TATA Power, Annual Report, 2008-2009

Abb. 24: Das indische Hochspannungsnetz (> 400 kV, 2009)<sup>181</sup>



In Indien gibt es fünf regionale Stromnetze (das nördliche, das westliche, das südliche, das östliche und das nordöstliche), die untereinander durch Hochspannungs-Gleichstromleitungen verbunden sind. PowerGrid ist das wichtigste Stromübertragungsunternehmen (*Central Transmission Utility, CTU*) des Landes. Es ist verantwortlich für die Planung und die Entwicklung des nationalen und der regionalen Übertragungsnetze sowie für die Koordination mit den bundesstaatlichen Stromübertragungsunternehmen (*State Transmission Utilities, STU*).

Zudem ist die PowerGrid für die Übertragungsnetze in den verschiedenen, direkt aus Neu Delhi regierten UTs und für eine einheitliche Umsetzung des indischen Übertragungsnetzes gemäß des NEP verantwortlich.

<sup>181</sup> Global Energy Network Institute, August 2009

Seit der Inbetriebnahme der Hochspannungsleitung von Muzaffarpur nach Gorakhpur im Jahr 2006 operieren vier der fünf regionalen Netze als ein synchrones Netz. Das verbleibende, fünfte Netz im Süden ist mit diesem Netz asynchron durch Hochspannungsgleichstromleitungen verbunden. Die PowerGrid hat es sich zum Ziel gesetzt, eine synchrone Vernetzung bis 2012 zu verwirklichen und somit ein einziges gesamtindisches Stromnetz zu schaffen.<sup>182</sup>

**Tab. 6: Installierte Hochspannungsleitungen und Umspannwerke in Indien (in ckm bzw. Einheiten, 2009)<sup>183</sup>**

Hochspannungs-Leitungen	Zentral-staat	Bundes-staaten	Privat-wirtschaft	Insgesamt
765 kV	2.852	409	0	3.261
400 kV	61.277	27.938	3.199	92.414
220 kV	10.119	114.993	101	125.213
+/- 500 kV HVDC Lines	5.818	1.504	0	7.322

Umspannwerke (MVA)	Zentral-staat	Bundes-staaten	Privat-wirtschaft	Insgesamt
765 kV	4.500	0	0	4.500
400 kV	57.965	56.072	0	114.037
220 kV	4.776	177.729	800	183.305
BTN Stn. Converter Terminal	7.000	1.700	0	8.700

Momentan befindet sich das indischen Hochspannungsnetz in einer Phase grundlegender Neuerungen und ehrgeizigen Zielsetzungen:

- Eine vollständige und synchrone Eingliederung des südlichen Netzes in das gesamtindische Netz bis zum Jahr 2012.
- Die Aufrüstung der 400 kV zu 765 kV-Leitungen. Bis 2012 sollen 5.200 ckm des 765 kV Netzes mit rund 24.500 MVA Umspannkapazität verfügbar sein.
- Die Entwicklung eines 1.200 kV Ultrahochleistungs-Wechselstromnetzes, das ein bereits bestehendes 400/765 kV Netz überlagern soll. Das neue Netz soll große Stromladungen über lange Strecken und durch Engpässe – wie etwa dem schmalen Landkorridor zwischen Bhutan, Nepal und Bangladesch – transportieren. Ende 2009 wurde hierzu eine Versuchsstation in Madhya Pradesh fertig gestellt.
- Neue, großangelegte und private Übertragungs-Projekte sollen lanciert werden. Diese sollen mittels Ausschreibung und auf Grundlage des geringsten angebotenen Durchleitungsentgelts vergeben werden.

### 5.1.1. Der öffentliche Sektor in der Stromübertragung

Wie auch bei der Stromerzeugung ist in der Übertragung der Staat nach wie vor einer der Hauptakteure. Ungefähr 45% des indischen Stromes fließt durch das Hochspannungsnetz der zwischenstaatlichen

<sup>182</sup> Indiacore, Overview of Power Sector in India, 2008; Presseberichte, 2009

<sup>183</sup> CEA, Website

PowerGrid. Das Unternehmen verfügt über ein Netz mit 71.500 ckm und 120 Umspannwerke für hohe Spannungen bei Gleich- und Wechselstrom (*Extra High Voltage Alternating Current*, EHVAC) und *High Voltage Direct Current*, HVDC) mit einer Umspannkapazität von 79.500 MVA. Das Netz hat eine durchschnittliche Verfügbarkeit von 99%.<sup>184</sup>

Die verschiedenen Übertragungsunternehmen der Bundesstaaten (SPUs) wie die MAHATRANSCO in Maharashtra leiten den Großteil des indischen Stroms über ihre Hochspannungsleitungen. Die Stärke der SPUs ist das 220 kV Segment, in dem sie 92% der Netzleitungsstrecke und 97% der Umspannwerke zur Verfügung stellen.<sup>185</sup> Während die PowerGrid in den letzten Jahren in ihre Netze investiert hat, bleiben die STUs chronisch unterfinanziert. Die Übertragungsinfrastruktur vieler STUs ist mehr als 30 Jahre alt und bedarf dringender Instandsetzung, wenn sie nicht gar ganz ersetzt werden muss. Zusätzlich muss die bestehende Infrastruktur deutlich erweitert werden.<sup>186</sup>

### 5.1.2. Der Privatsektor in der Stromübertragung

Der Stromübertragungsmarkt wurde in den späten 1990er Jahren für den Wettbewerb sowie private Investitionen geöffnet. In einer Reihe von strukturellen Reformen wurden die SEBs entflochten. Aber erst seit dem EA von 2003 ist der Übertragungsmarkt verstärkt in den Fokus privater Investoren gerückt.<sup>187</sup>

Um das Ziel von 37.150 MW neuer Stromerzeugungskapazität bis 2012 zu erreichen und den Strom auch an Endkunden liefern zu können, plant die Regierung mit Investitionen von rund INR 200 Milliarden (€ 2,9 Milliarden) aus der Privatwirtschaft in das überregionale Übertragungsnetz. Ein großer Teil dieser Investitionen solle über neu entwickelte, große Übertragungsprojekte abgewickelt werden. Diesen Projekten soll ein Ausschreibungsverfahren zugrunde gelegt werden, das auf dem besten, angebotenen Durchleitungstarif basiert. Die Projekte sind vergleichbar mit den neuen Großprojekten auf der Stromerzeugungsseite (UMPPs). Die PFC und die REC sollen die Ausschreibung und Umsetzung der Projekte überwachen. Bis November 2009 wurden 14 solche Projekte identifiziert; jedes mit einem Investitionsvolumen von INR 15-20 Milliarden (€ 214-286 Millionen).<sup>188</sup> Das erste Ausschreibungsverfahren für eine 400 kV, 500 km lange Übertragungsstrecke, um 1.200 MW Strom aus dem Nordosten Indiens zu evakuieren, wurde im September 2009 von Sterlite Industries (Vedanta Group) gewonnen. Unter den Mitbewerbern um das Projekt waren verschiedene Größen der indischen Energiewirtschaft, wie z.B. Lanco, Essar und Reliance Infrastructure.<sup>189</sup>

Trotz dieser neuen Initiativen bestehen aber noch weitere Hemmnisse für private Investitionen. Zum einen wird der Markt noch als nicht gerecht und frei wahrgenommen, solange die öffentlichen Unternehmen Durchleitungsgebühren auf einer Basis von „Kosten plus Marge“ festsetzen, während die privaten Anbieter einem Bieterwettbewerb unterzogen werden. Zudem ist die Logik, nach der die Regierung ein bestimmtes Portfolio an potentiellen privatwirtschaftlichen Projekten zusammengestellt hat, nicht immer nachvollziehbar.

---

<sup>184</sup> PowerGrid, Website. PowerGrid ist in die Telekommunikations-Industrie eingestiegen und hat bereits 20.000 km Glasfaserkabel verlegt.

<sup>185</sup> CEA, Website

<sup>186</sup> Power Line, Impetus to T&D, Juni 2009

<sup>187</sup> NPCI, 11. Fünfjahresplan, 2006; CEA, Website; TPTCL Annual Report, 2009

<sup>188</sup> Power Line, Impetus to TED, Juni 2009

<sup>189</sup> Business Standard, Sterlite bags 1<sup>st</sup> Ultra Mega Transmission Project, 09.10.2009

Weiterhin gab es bisher außergewöhnlich lange Verzögerungen bei der Zusammenstellung der Ausschreibungsunterlagen für privatwirtschaftliche Projekte.<sup>190</sup>

### 5.1.3. Stromhandel

Stromhandel erlaubt es Stromerzeugern, -verbrauchern und -händlern, zu jedem Zeitpunkt und auf Basis des zu diesem Zeitpunkt gültigen Marktpreises, Strom zu kaufen und zu verkaufen. Der organisierte Stromhandel wurde in Indien mit dem EA (2003) initiiert, der allen Erzeugern, Verbrauchern, Verteilern und Händlern einen gleichwertigen, offenen Marktzugang zusprach. Die PTC ist der wichtigste Stromhändler in Indien. Diese wurde 1999 von der Zentralregierung mit dem Auftrag, als einzelner Vertragspartner für Stromabnahmeverträge gegenüber großen neuen Kraftwerksbetreibern aufzutreten, gegründet.<sup>191</sup> Die *TATA Power Trading Company Limited* (TPTCL) ist das erste privatwirtschaftliche Unternehmen, dem im Juni 2004 eine Stromhandels-Lizenz von der zentralen Elektrizitätsbehörde CERC verliehen wurde. 2009 gab es insgesamt 43 offiziell lizenzierte Stromhändler. Die aktivsten Unternehmen sind neben der PTC und TPTCL die *Vidyut Vyapar Nigam Limited* (ein Tochterunternehmen der staatlichen NTPC), *Adani Enterprises Limited*, *Reliance Energy Trading Limited*, *Lanco Electric Utility Limited* sowie *JSW Power Trading Company Limited*. Im Finanzjahr 2008-2009 wurden 32.200 Millionen Einheiten (MUs) Strom gehandelt. Das entsprach etwa 4,45 % des erzeugten Stroms.<sup>192</sup>

Um dem Stromhandel einen weiteren Impuls zu geben, hat die CERC Richtlinien für die Gründung und den Betrieb von elektronischen Strombörsen entwickelt. Die *Indian Energy Exchange Limited* (IEX), die unter anderem TPTCL als Großaktionär hat, startete im Juni 2008 als erste Strombörse. Die *Power Exchange India Limited* (PXI), die zweite Strombörse, wird von der *National Stock Exchange of India Limited* (NSEIL) und der *National Commodity and Derivatives Exchange Limited* (NCDEL) betrieben. Sie nahm im Oktober 2008 den Handel auf. Im Finanzjahr 2008-2009 wurden über die IEX 2.628 MUs und über die PXI 149 MUs gehandelt.<sup>193</sup>

Die Strompreise an beiden Strombörsen waren sehr volatil. Das hängt teilweise mit der Nachfrage- und Angebotssituation zusammen, teilweise aber auch mit Preisspekulationen verschiedener Stromanbieter und -käufer. Ende September 2009 stieg der Preis an den Börsen auf fast INR 7,5 (€ 0,11) pro kWh an.

---

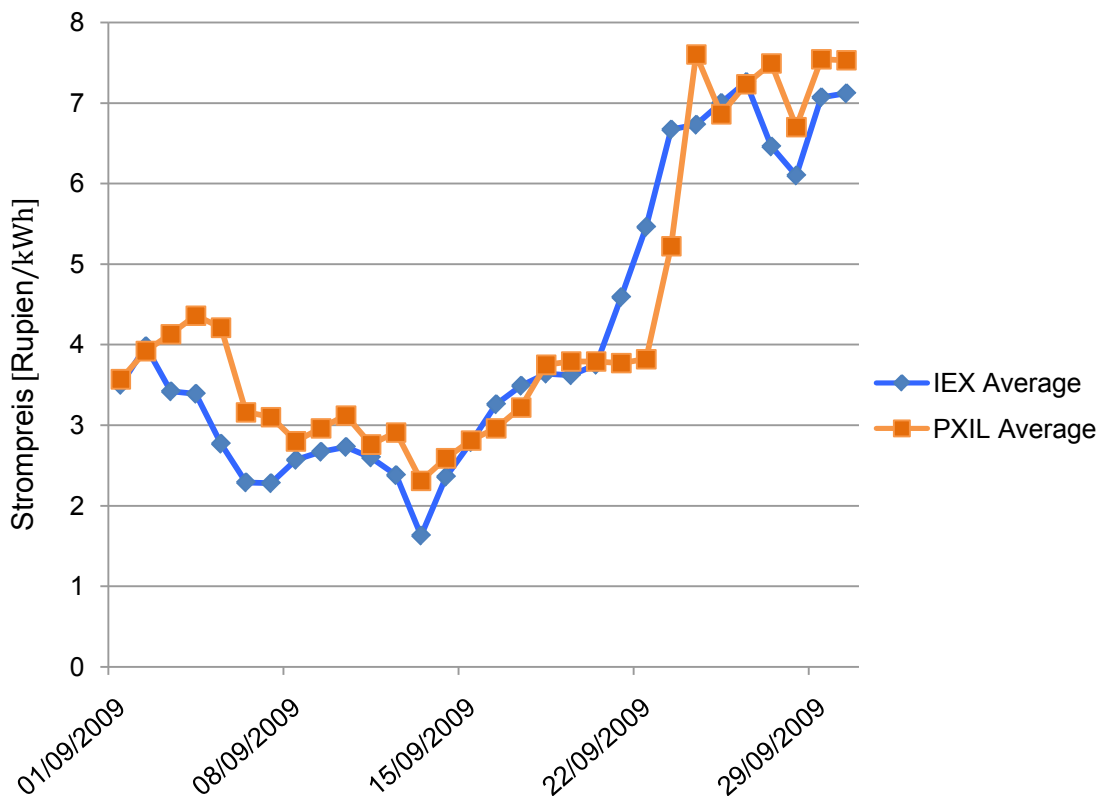
<sup>190</sup> Power Line, Impetus to T&D, Juni 2009

<sup>191</sup> Indiacore, Overview of the Power Sector in India, 2008

<sup>192</sup> TPTCL, Annual Report 2008-2009

<sup>193</sup> ebd.

Abb. 25: Preisentwicklung an den beiden Strombörsen IEX und PXI (in Rupien/kWh, 2009)<sup>194</sup>



## 5.2. Das Niederspannungsnetz

Das Verteilungsnetz wuchs zwischen 2002 und 2008 von 5,73 auf 6,61 Millionen ckm. Ziel ist es, bis 2012 7,58 Millionen ckm zu erreichen. 2002 wurden noch etwa 122 Millionen Endkunden versorgt; 2009 waren es bereits 152 Millionen. Die gängigen Betriebsspannungen betragen 33 kV, 22 kV, 11 kV, 400/230 Volt neben 6,6 kV, 3,3 kV und 2,2 kV. Das indische Niederspannungsnetz hat ein 3-phasiges 4-Leitungssystem, das 400/420 Volt zwischen zwei Arbeitstakten und 230/240 Volt zwischen Arbeitstakt und Leerlaufstellung überträgt.<sup>195</sup>

Um wirtschaftlich zu werden und allen Verbrauchern eine gute Stromversorgung zu garantieren, muss das Verteilungsnetz noch stark reformiert und verbessert werden. Grundsätzlich gilt, dass die indischen Netze insbesondere auf der Endverteilerebene technisch unzureichend und für die erforderlichen Kapazitäten nicht ausgelegt sind, was zu Stromausfällen und Spannungsschwankungen führt. In der Vergangenheit wurde das Niederspannungsnetz bei den Investitionen im Vergleich zum Hochspannungsnetz stark vernachlässigt. Investitionen in das Stromnetz liegen insgesamt deutlich hinter denen in die Stromerzeugung. Dieses Ungleichgewicht wird langsam adjustiert, jedoch bleibt die Unterfinanzierung des Niederspannungsnetzes eklatant.<sup>196</sup>

<sup>194</sup> IEX; PXI, Websites

<sup>195</sup> CEA, Website

<sup>196</sup> Indiacore, Overview of Power Sector in India, 2008; Power Line, Impetus to T&D, Juni 2009

### 5.2.1. Übertragungsverluste

Übertragungsverluste (*aggregate technical and commercial losses*, AT&CL) entstehen auf der technischen Seite (bei Überlastung oder Beschädigung der Netze) sowie auf der Marktseite. Letztere kommen durch fehlerhaftes Ablesen, mangelnde Zahlungsmoral der Kunden sowie illegales Anzapfen der Leitungen (Stromdiebstahl) zustande. Die hohen AT&CLs sind eines der größten Probleme des indischen Stromsektors. Anfang 2000 wurden noch bis zu 40% des Stroms verloren. Bis zum Jahr 2005 wurde dies immerhin auf geschätzte 30% reduziert. 2009 lagen die Verluste bei durchschnittlich 27%. Dieser Trend scheint sich fortzusetzen, und die indische Regierung hat es sich zum Ziel gesetzt, bis 2012 einen Wert von weniger als 20% zu erreichen.<sup>197</sup> Die Verlustraten variieren deutlich zwischen einzelnen Netzgebieten. In Mumbai, Kolkata, Andhra Pradesh und Goa liegen sie bereits unter 20%. Die meisten anderen Staaten befinden sich im Bereich zwischen 20-30%. In Rajasthan, Chhattisgarh und Orissa bewegen sie sich zwischen 30-40%. In Madhya Pradesh, Bihar, Uttar Pradesh und Jharkhand überschreiten sie sogar deutlich die 40%-Marke. Da die Ablesung des Stromverbrauchs und flächendeckende Energie-Audits noch nicht vollständig eingeführt bzw. abgeschlossen sind, bleiben die genauen Zahlen über die Höhe des Verlustes ungenau.<sup>198</sup>

In der Vergangenheit gab es eine ganze Reihe von erfolgreichen Maßnahmen zur Eindämmung der Übertragungsverluste. Besonders die städtischen und industriellen Verbraucher (aber auch einige ländliche Verbraucher) sind oft dazu bereit, für eine verlässliche Energieversorgung einen Aufpreis zu zahlen. Dies trifft vor allem dann zu, wenn dieser Aufpreis für sie geringere Kosten als eine Notstromlösung verursacht. Mumbai, wo bereits ein solches Aufpreis-System etabliert ist, verfügt das ganze Jahr hindurch über eine nahezu unterbrechungsfreie Stromversorgung. Der landwirtschaftliche Stromverbrauch sollte zudem von der restlichen Nachfrage getrennt, gesondert analysiert und optimiert werden. Dies wurde erfolgreich in Gujarat praktiziert, wo die Übertragungsverluste von 30% (im Finanzjahr 2004-2005) auf unter 20% (2009) gesenkt werden konnten. Die Privatisierung von Verteilungsnetzen hat zudem positive Ergebnisse erzielt. So konnte beispielsweise die *North Delhi Power Limited* (NDPL) nach ihrer Privatisierung eine Verminderung der Stromverluste von 48% auf 18% innerhalb von sechs Jahren vorweisen. Dies wurde durch nachhaltige und ökonomische Investitionen in das Netz, Bemühungen zur Minderung des Energiediebstahls, elektronische Ablesesysteme sowie einem computergesteuerten Verwaltungssystem erreicht.<sup>199</sup>

### 5.2.2. Das R-APDRP - Programm

Lange Zeit waren Investitionen in die Verteilungsnetze sehr niedrig, was zu einer allgemein geringen und fallenden Netzqualität mit hohen Stromverlusten führte. Um dieses Problem anzugehen, führte die Zentralregierung im Jahr 2008 das mit INR 500 Milliarden (€ 7,14 Milliarden) ausgestattete Finanzierungsprogramm *Restructured Accelerated Power Development and Reform Programme* (R-APDRP) ein. Damit sollen die einzelnen Bundesstaaten in ihren Bemühungen zur Verbesserung der Energieverteilung unterstützt werden. Von Februar bis November 2009 wurden Projekte von 25 Verteilungsunternehmen mit INR 19,47 Milliarden (€ 278 Millionen) gefördert. Die höchste

<sup>197</sup> Power Line, Industrial Tariff Trends, August 2009

<sup>198</sup> ebd.

<sup>199</sup> Verschiedene Medienberichte; McKinsey, Powering India – the Road to 2017, 2009

Darlehenssummen kamen dabei den regionalen Stromverteilungsunternehmen in Andhra Pradesh, Karnataka und Rajasthan zu Gute.<sup>200</sup>

Obwohl das Programm zu Anfang einige Erfolge erzielen konnte, verlor es bald an Tempo und Kraft. Um ihm erneut Auftrieb zu verleihen, könnten die Auswahlkriterien umgestaltet werden, um eine breitere Basis an Handlungsmöglichkeiten zu schaffen. Landwirtschaftliche Stromversorgung könnte separat betrachtet werden, staatliche Elektrizitätsunternehmen könnten privatisiert werden, nicht-landwirtschaftliche Versorgung könnte effektiver gemessen werden, und der Marktzugang für private Anbieter erleichtert werden. Das momentane System von Subventionen und Darlehen sollte erfolgsbasiert sein. Darlehen sollten nur dann in Subventionen umgewandelt werden, wenn die Übertragungsverluste auf bestimmte Zielwerte reduziert werden konnten. Diese Zielwerte sollten relativ zur Höhe der ursprünglichen Verluste vorgegeben werden. Stromverteilungsunternehmen, die eine hohe Verlustrate aufweisen, sollten ehrgeizigere Ziele zur Reduktion bekommen, als solche, die ohnehin schon geringere Werte aufweisen.<sup>201</sup>

### 5.2.3. Ländliche Elektrifizierung

Die Einführung und Verbesserung der ländlichen Verteilungs-Infrastruktur wird durch die Regierungsinitiative *Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana* (RGGVY) vorangetrieben. Seit Mai 2009 wurden 563 Projekte mit einem Gesamtwert von INR 252 Milliarden (€ 3,6 Milliarden) durch die RGGVY bewilligt. Davon wurden bis zum jetzigen Zeitpunkt bereits Finanzmittel von etwas über INR 136 Milliarden (€ 1,9 Milliarden) vergeben. Die im 11. Fünfjahresplan vorgegebenen Ziele zur Elektrifizierung von Dörfern konnten bereits zu 52% erreicht werden. Dies entspricht einer Gesamtanzahl von 61.360 neu ans Netz angeschlossenen Dörfern. Bei der Verbesserung der Stromversorgungsqualität in bereits ans Netz angeschlossenen Dörfern konnte die Zielvorgabe bisher zu 24% erreicht werden.

Auch die Infrastrukturmaßnahmen für den ländlichen Raum weisen Fortschritte auf. Bis Februar 2009 wurden rund 700 zusätzliche 33 kV Schaltanlagen mit einer gesamten Leistungsfähigkeit von 3.090 MVA eingesetzt. Des Weiteren wurden kürzlich rund 940 33 kV Schaltanlagen mit einer Kapazität von insgesamt 2.826 MVA und über 554.130 Verteilungstransformatoren mit einer Gesamtleistung von rund 9.128 MVA neu installiert.<sup>202</sup>

### 5.2.4. Der Privatsektor

Es gibt nur eine begrenzte Anzahl privater Akteure im Stromverteilungsmarkt. TPTCL beispielsweise betreibt sehr erfolgreich Verteilungsnetze in Mumbai und mithilfe der Tochterfirma NDPL in Neu Delhi. Die CESC betreibt ein Stromverteilungsnetz in und um Kalkutta. Es scheint derzeit jedoch an politischem Willen zu mangeln, den Verteilungsmarkt für eine größere Einflussnahme privater Akteure zu öffnen. Am ehesten könnte es wohl bald zu einer Art Franchise-Modell kommen, in dem Privatunternehmen Netze betreiben, die aber weiterhin dem öffentlichen Sektor gehören.<sup>203</sup>

---

<sup>200</sup> Power Line, Impetus to T&D, Juni 2009

<sup>201</sup> McKinsey, Powering India – The Road to 2017, 2009

<sup>202</sup> Powerline, Impetus to T&D, Juni 2009

<sup>203</sup> Diverse Unternehmenswebsites und Medienberichte, 2009

### 5.3. Marktchancen für deutsche Unternehmen

Zwischen 2008 und 2017 wird der indische Übertragungs- und Verteilungsmarkt ein Investitionsvolumen in Höhe von rund € 240 Milliarden benötigen. Im Gegenzug bietet er Unternehmen Gewinnchancen (EBITDA) von circa € 40-48 Milliarden. Davon werden rund € 24 Milliarden auf die technische Entwicklung, die Beschaffung und den Bau von Netzen entfallen. Dies eröffnet deutschen Unternehmen, die Produkte für das Stromnetz anbieten, sehr interessante Marktchancen.

Die Wachstumsraten in den Hauptausrüstungssegmenten waren in der Vergangenheit hoch. Der Verkauf von Stromkabeln nahm 2008 um 21,2% und 2009 um 15,6% zu. Der Verkauf von großen Transformatoren stieg 2008 um 18,2% und 2009 sogar um 30,6%. Im Finanzjahr 2008-2009 stieg der Verkauf von kleineren Transformatoren um 22% (2007-2008: 12,8%), von Schaltanlagen um 5% (2007-2008: 12,3%), von Koppler- und Anlaufkondensatoren um 35,3%, von Ableiter und Fernleitungsdraht um 33,6% sowie von Trennschaltern um 20%.<sup>204</sup>

---

<sup>204</sup> McKinsey, Powering India –The Road to 2017, 2009



## 6. Kapitel: Fossile Stromerzeugung

Die fossile Stromerzeugung stellt den bei weitem größten Anteil der indischen Stromerzeugung im Bereich der erneuerbaren Energie dar. Obwohl sich die Nutzung anderer Energiequellen – wie etwa Wasser- oder Nuklearenergie – immer weiter ausbreitet, wird das größte Investitionsvolumen auch in Zukunft auf die thermische Stromerzeugung entfallen. Es ist sogar wahrscheinlich, dass der relative Zuwachs an Investitionen hier stärker als im gesamten Rest des Stromsektors ausfallen wird. Dies wiederum wird zu einem höheren Anteil der fossilen Stromerzeugung am gesamten indischen Energiemix führen. Ausschlaggebend hierfür sind die vorhandenen Kohle- und Gasvorkommen sowie die Tatsache, dass sich die Technologie seit langem bewährt hat. Zudem gibt es bereits eine Reihe von erfolgreichen öffentlichen und privaten indischen Unternehmen in dem Sektor.

Die 102 kohlebetriebenen Kraftwerke in Indien sind die Hauptstromlieferanten des Landes. Sie machen circa 82% der fossilen und 52% der Gesamtkapazität aus (siehe Kapitel 2.3.1.) und sind in weiten Teilen des Landes für die Grundlastversorgung verantwortlich. Die Gas- und Dieselmotorkraftwerke werden oft zur Deckung der Spitzenlasten, aber in manchen abgelegenen Gebieten aber auch für die Grundlastversorgung eingesetzt. Im Finanzjahr 2006-2007 haben fossile Kraftwerke 79,7% des Stroms erzeugt.<sup>205</sup>

### 6.1. Die Versorgungssituation in Indien

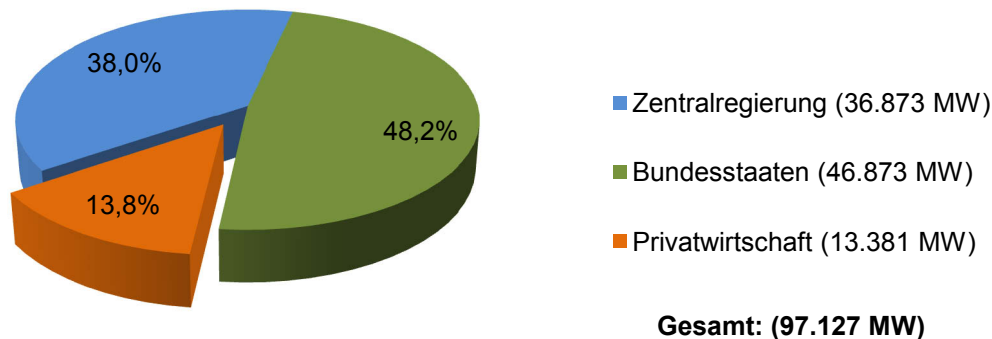
Der größte Teil der fossilen Kapazitäten (Kohle-, Gas- und Dieselmotorkraftwerke) liegt in öffentlicher Hand, wobei die Unternehmen der Bundesstaaten mit über 48% fast die Hälfte der Kapazitäten installiert haben. Zentralstaatliche Unternehmen stellen 38% der Kapazitäten. Damit obliegt dem Staat nach wie vor die Grundversorgung des Landes. Private Unternehmen verfügten 2009 über knapp 14% der vorhandenen Kapazitäten. Damit liegt ihr Anteil bei fossilen Kraftwerken unter ihrem Gesamtanteil an installierter Kapazität in Indien (17%, bzw. 26 von 153 GW)<sup>206</sup>.

---

<sup>205</sup> Indiacore, Overview of Power Sector in India, 2008

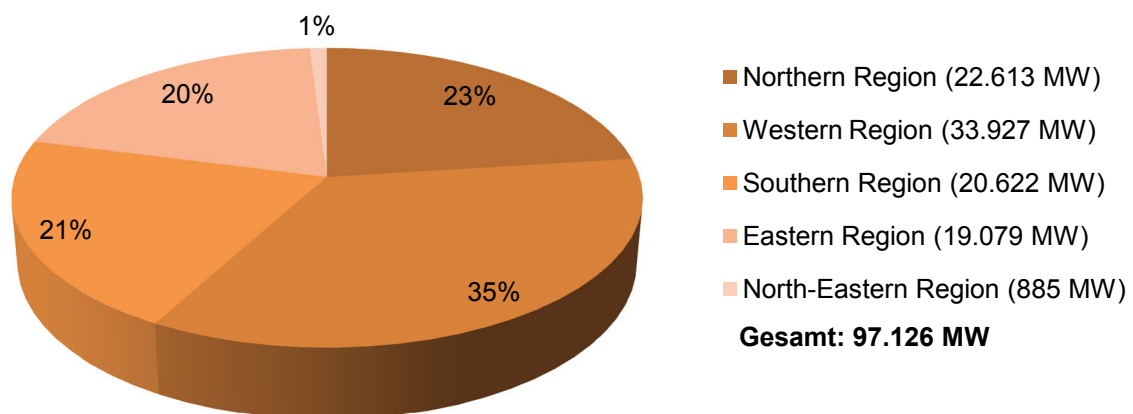
<sup>206</sup> CEA, Website

Abb. 26: Prozentuale Verteilung der Sektoren an der fossilen Stromerzeugung in Indien (nach installierter Kapazität, 2009)<sup>207</sup>



Die meisten installierten fossilen Kapazitäten sind in der westlichen Region (34 GW), und dort in den Bundesstaaten Maharashtra (12 GW) und Gujarat (9 GW). Im Norden sind knapp 23 GW installiert, insbesondere in Uttar Pradesh (12 GW). Im Süden sind es knapp 21 GW, insbesondere in Andhra Pradesh (9 GW) und Tamil Nadu (7 GW), und im Osten 19 GW, insbesondere in Westbengalen (8 GW).<sup>208</sup>

Abb. 27: Prozentualer Anteil der Regionen an fossiler Stromerzeugung in Indien (nach installierter Kapazität, 2009)<sup>209</sup>



Northern Region: Delhi, Haryana, Himachal Pradesh, Jammu & Kashmir, Punjab, Uttarakhand, Uttar Pradesh, Rajasthan;  
 Western Region: Chhattisgarh, Madhya Pradesh, Gujarat, Maharashtra, Goa;  
 Southern Region: Andhra Pradesh, Karnataka, Tamil Nadu, Kerala, Lakshadweep;  
 Eastern Region: Andaman and Nicobar Islands, Jharkhand, Bihar, Orissa, West Bengal, Sikkim;  
 North-Eastern Region: Arunachal Pradesh, Assam, Nagaland, Manipur, Tripura, Mizoram, Meghalaya.

Die Regierung plant im 11. Fünfjahresplan (2007-2012), 58.644 MW neue fossile Kraftwerke ans Netz anzuschließen. 7.497 MW, also fast 13%, sollen von Privatunternehmen kommen. Die Pläne der

<sup>207</sup> ebd.  
<sup>208</sup> ebd.  
<sup>209</sup> ebd.

Unternehmen selbst sind allerdings – wie im Folgenden beschrieben – sehr viel ambitionierter.<sup>210</sup> Etwa 80% der geplanten und im Bau befindlichen Kraftwerke sind auf Grundlastversorgung ausgelegt. Das größere Problem in Indien ist allerdings die Spitzenlastversorgung. McKinsey schätzt, dass etwa 40% des Verbrauchs Spitzenlaststrom sei und hier das weit größere Versorgungsproblem liegen würde. Zukünftig könnte die Nachfrage nach Spitzenlaststrom die 50%-Marke übersteigen. Das Defizit zu Spitzenlastzeiten würde dann bis 2017 auf 70 GW steigen. Als Lösungsansatz schlägt McKinsey den Bau von Erdgaskraftwerken mit einer Gesamtkapazität von 50-75 GW vor; gibt aber zu bedenken, dass lokale Erdgasvorkommen als Energielieferant nicht ausreichen werden. Indien solle – vergleichbar mit China – die Infrastruktur für den Import von Erdgas massiv ausbauen. Die Kosten für eine kWh Strom aus importiertem Erdgas wären mit INR 6 (€ 0,09) zwar höher als die für Strom aus Kohle (INR 2 bei Spitzenlast, € 0,03), Wasserkraft (INR 3-4 bei Spitzenlast, € 0,04-0,06), Pumpspeichern (INR 5-6, € 0,07-0,09) oder indischem Erdgas (INR 4-6, € 0,06-0,09). Sie wären aber bedeutend geringer als die Kosten für Strom aus Diesel (INR 10 pro kWh, € 0,14).<sup>211</sup>

Lange Zeit hatte Indien erhebliche Probleme mit dem Auslastungsfaktor (*Plant Load Factor*, PLF) seiner Kraftwerke. In den letzten Jahren konnte der PLF aber deutlich erhöht werden. Im zentralstaatlichen Sektor stieg er von 71,1% im Finanzjahr 1998-1999 auf 84,8% im Finanzjahr 2006-2007. Im bundesstaatlichen Sektor stieg der PLF im selben Zeitraum von 60,8% auf 70,6% und im Privatsektor von 73% im Finanzjahr 2000-2001 auf 86,4% in 2006-2007.<sup>212</sup> Der durchschnittliche PLF bei allen fossilen Kraftwerken lag im Finanzjahr 2006-2007 bei 76,8%.

Die CEA hat 2007-2008 den Wirkungsgrad von 53 fossilen Kraftwerken untersucht. Dabei wurde die *station heat rate* (SHR) zugrunde gelegt. Die durchschnittliche operative SHR lag bei 2704 kcal/kWh. Das entsprach einer Abweichung von der design SHR von 13,76%.<sup>213</sup>

## 6.2. Betreiber von fossilen Kraftwerken im öffentliche Sektor (Zentralstaat)

Der Zentralstaat unterstützt die Bundesstaaten mit dem Bau und Betrieb von großen Kraftwerken bei der Stromversorgung und hat im Laufe der Zeit auch einige Kraftwerksbetreiber gegründet, um spezielle Aufgaben wahrzunehmen (siehe auch Kapitel 3.3.1.).

- Das wichtigste Stromunternehmen im zentralstaatlichen Sektor ist die NTPC. Mit einer Gesamtkapazität von 28.418 MW ist sie auch der größte einzelne Stromerzeuger. Die NTPC ist in vielen Staaten tätig, aber die meisten Kraftwerke liegen in den nördlichen Kohleförderungsgebieten von Uttar Pradesh, Chhattisgarh, Westbengalen, Orissa und Bihar sowie Andhra Pradesh. Seit dem Börsengang im Jahr 2004 werden rund 10% der Aktien öffentlich gehandelt (davon werden derzeit etwa 2% von der indischen Bevölkerung; die verbleibenden 8% von Finanzinstituten und Unternehmen gehalten).<sup>214</sup>

<sup>210</sup> NPCI, Website

<sup>211</sup> McKinsey, Powering India –The Road to 2017, 2009

<sup>212</sup> Indiacore, Overview of Power Sector in India, 2008

<sup>213</sup> CEA, Performance Review of Thermal Power Stations 2007-2008, Website

<sup>214</sup> NTPC, Annual Report, 2008-2009

- Die *Damodar Valley Corporation* (DVC) wurde 1948 gegründet, um Wasserkraftwerke und thermische Kraftwerke entlang des Flusses Damodar in Bihar zu bauen. Heute verfügt die DVC über eine installierte Gesamtkapazität von rund 3.150 MW.
- Die *Neyveli Lignite Corporation* (NLC) wurde gegründet, um Energieprojekte auf Braunkohlebasis im südindischen Tamil Nadu umzusetzen. Die NLC betreibt Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von derzeit 2.490 MW.
- Die NEEPCO betraut die Energieerzeugung im Nordosten Indiens. Diese Region ist aufgrund seiner prekären geographischen Lage – sie ist mit dem Rest des Landes nur durch einen schmalen Korridor von etwa 30 km Breite verbunden – in besonderem Maße auf lokale Energieerzeugung und Entwicklungsunterstützung im Energiesektor angewiesen. Die NEEPCO betreibt sowohl Wasserkraftwerke als auch thermische Kraftwerke. Letztere haben eine Leistungsfähigkeit von circa 400 MW.
- Die *Ratnagiri Gas and Power Private Limited* (RGPPL) wurde 1956 gegründet. Heute hat sie im Staat Maharashtra 2.220-MW-Kraftwerke, die mit Flüssigerdgas (LNG) betrieben werden, welches aus dem Nahen Osten (vor allem aus dem Iran) auf dem Seeweg importiert wird. Die RGPPL hat eine vielfältige Eigentümerstruktur: Die NTPC hält wie die GAIL 28%, das *Maharashtra State Electricity Board* (MSEB) 15% und eine Vielzahl öffentlicher Finanzinstitute die restlichen 29% der Aktienanteile.

### 6.3. Betreiber von fossilen Kraftwerken im öffentliche Sektor (Bundesstaaten)

Auf staatlicher Ebene gibt es insgesamt 30 thermische Stromerzeuger. Die Größten unter ihnen sind die *Maharashtra State Power Generation Corporation* (MAHAGENCO) mit einer Kapazität von 7.712 MW, die *Gujarat State Electricity Corporation Limited* (GSECL), mit einer Leistung von 4.228 MW, die *West Bengal Power Development Corporation* (WBPDC) mit einer Leistung von 4.190 MW und die *Uttar Pradesh Rajya Vidyut Utpadan Nigam Limited* (UPRVUNL) mit einer Leistung von 4.072 MW. Die meisten Unionsstaaten, besitzen ihre eigenen Energieerzeugungsunternehmen. Manche Unionsstaaten, wie z.B. Gujarat, Westbengalen und Jharkand, haben sogar mehr als ein eigenes Stromunternehmen (Siehe Kapitel 3.3.2.).

### 6.4. Betreiber von fossilen Kraftwerken im Privatsektor

In den vergangenen Jahren entwickelte sich ein sehr dynamischer Privatsektor, der Schwergewichte wie etwa TATA Power, Reliance Power, Adani Power, Essar Energy, Jindal Steel and Power, GMR, GVK, Torrent Power, Sterlite Energy (Vedanta Resources), Lanco Infratech, RPG Group (CESC Power) aber auch eine Reihe von klein- und mittelständigen Unternehmen umfasst<sup>215</sup> (Siehe auch Kapitel 3.3.3.).

Die Beteiligung privater Unternehmen am Marktgeschehen variiert regional aufgrund unterschiedlicher Investitionsbedingungen (z.B. Infrastruktur, politische und bürokratische Unterstützung, Stromabnahmeverträge, u.a.) stark. Der nördliche Teil Indiens mit den großen Strom produzierenden Unionsstaaten, wie etwa Rajasthan, Uttar Pradesh und Punjab, hat bislang kaum private Investitionen erfahren. Dem gegenüber konnten Gujarat (37% Marktanteil, 3.548 MW Kapazität) und Maharashtra (17%,

<sup>215</sup> Business India, Powering India, August 2009

2.080 MW) im Westen, sowie Karnataka (36%, 1.187 MW) und Andhra Pradesh (25%, 2.384 MW) im Süden, von großangelegten privaten Investitionsprojekten profitieren.

Um den indischen Stromsektor für private Investoren attraktiver zu machen, hat die CERC die Eigenkapitalrendite für Energieprojekte von 14% auf 15,5% (16% für Projekte, die in der aktuellen Planphase (2008 bis 2012), umgesetzt werden) angehoben. Es wird erwartet, dass diverse SERCs diesem Vorschlag folgen und überarbeitete Tarifbestimmungen herausgeben werden.<sup>216</sup> Eine andere treibende Kraft für private Unternehmen ist die Tatsache, dass die einzelnen Staaten aufgrund des anhaltenden Energiemangels und eines offenerem regulatorischen Umfelds im Energiesektor untereinander um Investoren konkurrieren müssen. Momentan ist TATA Power mit einer installierten Kapazität von 2.021 MW der größte private Stromanbieter.<sup>217</sup> Aktuelle Projekte sollen die Kapazität bis zum Jahr 2012 auf 8.000 MW und bis 2014 auf rund 12.000 MW erhöhen.<sup>218</sup> Neben der thermischen Stromerzeugung ist TATA auch im Bereich der Wasserkraft, der erneuerbaren Energien, der Stromübertragung und -verteilung sowie im Stromhandel tätig. TATA Power hat seinen Hauptgeschäftssitz in Mumbai. Reliance Power, obwohl bisher mit nur 722 MW installierter Kapazität, hat das größte Portfolio an im Bau oder in Planung befindlichen Projekten.<sup>219</sup> Für die nächsten sechs Jahre ist eine Steigerung um 29.000 MW in der thermischen Stromerzeugung sowie 4.620 MW in der Wasserkraft angekündigt.<sup>220</sup>

#### **6.4.1. Kraftwerke für den freien Stromhandel (merchant power plants, MPPs)**

Die zu erwartenden Versorgungsengpässe in Spitzenlastzeiten führen zu einem immer härteren Wettbewerb zwischen den einzelnen Staaten um Strom. Durch die Liberalisierung im Verkauf von Energie konkurrieren jetzt jedoch nicht mehr nur die einzelnen Staaten um bessere und neue Kraftwerke, sondern auch die verschiedenen Städte sowie Großabnehmer. Als attraktive Lösung, die vor allem vom Privatsektor entwickelt wird, kristallisieren sich neue Kraftwerke ohne fixen Strom-Abnahmevertrag heraus. Besonders Erdgas- und Dieselkraftwerke, aber auch Pumpspeicherkraftwerke sind hierzu geeignet. Diese Anlagen verkaufen ihren Strom über Strombörsen an den jeweils höchstbietenden Kunden. Reliance Power verfolgt diese Strategie mit einigen seiner Kraftwerke.<sup>221</sup> Es wird zudem unter Stromerzeugern gängiger, nur einen Teil der erzeugten Energie aus den ans Netz angeschlossenen Kraftwerken über Stromabnahmeverträge zu vertreiben. Der Rest wird für den Handel zurückbehalten. Auch Kraftwerke, die für den Eigenverbrauch in der Industrie konzipiert worden sind, verkaufen immer häufiger ihre Überschusserzeugung auf dem Markt.

Die indische Regierung hat sich zum Ziel gesetzt, die Menge des frei gehandelten Stroms von 2009 bis 2012 von 4% auf 15% zu erhöhen. Um dieses Ziel zu realisieren, müssten allerdings noch eine Reihe von Hürden auf dem Weg hin zu einem gut funktionierenden Energiehandelsmarkt überwunden werden. Zunächst muss das Verteilungsnetz stark erweitert werden, um die vielen neuen Stromtransaktionen zu ermöglichen. Zudem muss der Ausschreibungsprozess für neue, frei handelnde Kraftwerke klarer und transparent gestaltet werden. Weiterhin müssen die Gebühren für die Übertragung klarer definiert werden (damit soll sich die CERC in naher Zukunft beschäftigen).<sup>222</sup> Schließlich braucht der Stromhandel, wie jeder funktionierende Markt, eine Mindestmenge an Produkten und eine Mindestanzahl an Konsumenten wie Produzenten, um so

<sup>216</sup> CERC, Website

<sup>217</sup> CEA, Website

<sup>218</sup> TATA Power, Annual Report, 2008-2009

<sup>219</sup> CEA, Website

<sup>220</sup> Reliance Power, Annual Report, 2008-2009

<sup>221</sup> ebd.

<sup>222</sup> R.V. Shahi, Energy Vision, Enertia, September 2009

Verfügbarkeit und Preise besser voraussagbar zu machen und Transaktionsrisiken zu senken. Falls der Markt erfolgreich sein wird, hat er Schätzungen zufolge zwischen 2008 und 2017 ein Gewinnpotenzial von € 1-2 Milliarden. Im Jahr 2009 erzielten Stromhändler bereits Preise von INR 7-10 pro kW/h (das entspricht circa 0,10-14 pro kW/h (siehe Kapitel 5.2.3.).<sup>223</sup>

#### **6.4.2. Industriekraftwerke (captive power plants, CPPs)**

Ebenfalls aufgrund der unsicheren Stromversorgungssituation setzen mehr und mehr Unternehmen, besonders in stromintensiven Industrien wie der Stahl-, Raffination- oder Zementindustrie auf Kraftwerke für die Eigenerzeugung. Es wird geschätzt, dass bis zum Jahr 2012 bis zu 70 GW solcher Kraftwerke installiert werden.<sup>224</sup> Die Tatsache, dass sich in Indien große Industrieunternehmen oft als Konglomerate mit vielfältigen Interessen entwickelt haben, macht den Schritt in die Stromwirtschaft einfacher. Vielfach wird der Betrieb solcher Anlagen aber auch an Ingenieurdienstleister abgegeben.<sup>225</sup> Einer der führenden Entwickler von Industriekraftwerken ist Jindal Power. Das Mutterunternehmen Jindal ist eines der großen indischen Industriekonglomerate, das sich vor allem in der Stahlproduktion einen Namen gemacht hat. Jindal Power entwickelt derzeit Kraftwerke mit einer Kapazität von 6.800 MW. Sie sollen neue Stahl- und Zementfabriken in Orissa, Jharkhand und Chhatisgarh mit Strom zu versorgen.<sup>226</sup> Ein weiteres Beispiel ist Essar Power, das für eine Raffinerie in Gujarat ein 1.200 MW starkes Kraftwerk baut.<sup>227</sup>

#### **6.4.3. Internationale Investitionen**

Der indische Strommarkt hat noch kaum internationale Investoren angezogen. Ein wichtiger Grund hierfür ist der Reputationsschaden, den Indien durch das fehlgeschlagene Engagement des US-amerikanischen Energiekonzerns Enron im ‚Dabhol‘-Erdgaskraftwerksprojekt in Maharashtra zwischen 1997-2001 genommen hat.<sup>228</sup>

Derzeit haben nur zwei internationale Unternehmen in Indiens fossile Stromerzeugung investiert. Das eine ist die in Hongkong angesiedelte Energiefirma ‚CLP Group‘. Sie erwarb zunächst 80%, anschließend 100% der *Gujarat Paguthan Energy Corporation Private Limited* (GPEC). Damit übernahmen sie auch ein 655 MW erdgasbetriebenes Kraftwerk in Paguthan in Gujarat. Die CLP plant zudem ein neues Projekt (GPEC II mit einer Gesamtkapazität von 1.000 MW) und möchte sich in Zukunft zu einem der führenden unabhängigen Stromerzeuger Indiens entwickeln. Eine weitere internationale Investition kommt von der japanische Firma ‚Marubeni‘, die einen Anteil von 26% an einem 350 MW mit Erdgas betriebenen Kraftwerk in Tamil Nadu erworben hat und sich vor kurzem zusätzlich mit 26% an einem 600 MW Kohle-basierten Kraftwerk in Andhra Pradesh beteiligt hat.<sup>229</sup>

Indische Energieunternehmen beginnen ihrerseits, im Ausland zu investieren. Ein Beispiel ist das private Unternehmen GMR, das momentan zwei 300 MW-Wasserkraftanlagen in Nepal entwickelt. Bei den vorgelagerten Teilen der Wertschöpfungskette ist die Internationalisierung schon weiter voran geschritten: Indische Firmen haben Anteile an ausländischen Kohleminen erworben. Beispiele sind: TATA (Indonesien),

<sup>223</sup> McKinsey, Powering India – The Road to 2017, 2009

<sup>224</sup> GTAI, Indiens Stromknappheit beflügelt Absatz von Generatoren, August 2009

<sup>225</sup> So hat zum Beispiel die schwedische Firma Wärtsilä gerade Verträge zum Betrieb eines 160 MW Kohlekraftwerkes für Hindustan Zinc gewonnen. Energia, Dezember 2009

<sup>226</sup> Jindal Power, Website

<sup>227</sup> Essar Power, Website

<sup>228</sup> Asia Times, Enron's Eight Year Power Struggle, 18.01.2001

<sup>229</sup> Marubeni, Website

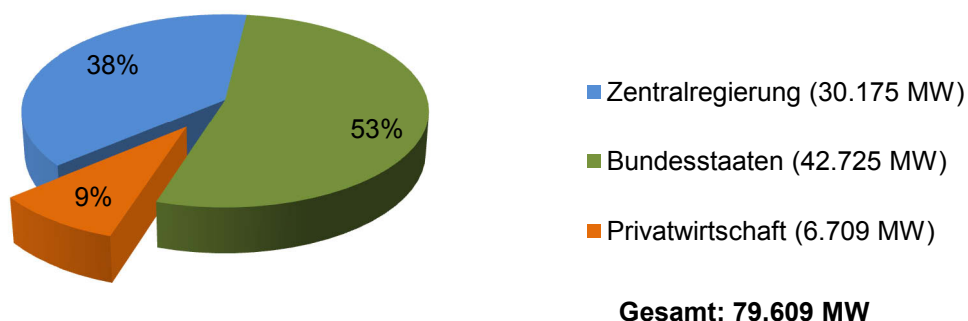
GMR (Indonesien, Südafrika) sowie die NTPC (Indonesien, Südafrika). Der Maschinenbauer BHEL beliefert viele asiatische, afrikanische und einige europäische Länder mit Komponenten und hat in mehreren Ländern auch schon schlüsselfertige Projekte umgesetzt.<sup>230</sup>

## 6.5. Kohlekraftwerke

In den frühen 1970er Jahren wurde die gesamte Kohleindustrie im *Coal Mines Nationalization Act* (CMNA) verstaatlicht. Das MoC wurde damit zu einem der Schlüsselministerien. Die Verstaatlichung war Teil einer größeren sozialistisch und protektionistisch inspirierten Politik der damaligen Premierministerin Indira Gandhi. In den letzten zehn Jahren hat die Regierung allerdings erkannt, dass der Staat alleine die dringend benötigten neuen Projekte nicht umsetzen kann und die Industrie wieder dem Privatsektor geöffnet werden muss. Heute dürfen indische Privatunternehmen (auch mit bis zu 100% nicht-indischer Eigentümerstruktur) Kohlekraftwerke zur eigenen Nutzung und zur Netzeinspeisung aufbauen und betreiben. Der Export und der Import von Kohle sind unter der *Open General License* (OPL) erlaubt.<sup>231</sup>

Im September 2009 lag die Gesamtkapazität der Kohlekraftwerke bei 80 GW. Davon stammen 30 GW (38%) aus Unternehmungen der Zentralregierung, 43 GW (53%) aus Projekten der einzelnen Bundesstaaten und rund 7 GW (9%) aus dem privaten Sektor. Bislang setzt nur die staatliche NTPC überkritische Dampfprozessstechnologie ein. Die privaten Anbieter Reliance und TATA bauen aber bereits überkritische Kraftwerke.<sup>232</sup>

**Abb. 28: Installierte Kapazität von Kohlekraftwerken in Indien nach Sektor (in %, 2009)<sup>233</sup>**



Die Staaten mit der größten installierten Kapazität an Kohlekraftwerken sind Maharashtra (10.703 MW) und Gujarat (6.603 MW) im Westen, Uttar Pradesh (6.563 MW) im Norden, Westbengalen (6.756 MW) im Osten, sowie Andhra Pradesh (5.760 MW) und Tamil Nadu<sup>234</sup> (5.520 MW) im Süden.<sup>235</sup>

<sup>230</sup> GMR; TATA; BHEL, Websites, Presseberichte

<sup>231</sup> MoC, Website

<sup>232</sup> CEA, Website; Reliance Power, Annual Report 2008-2009; TATA Power, Annual Report 2008-2009

<sup>233</sup> CEA, Website

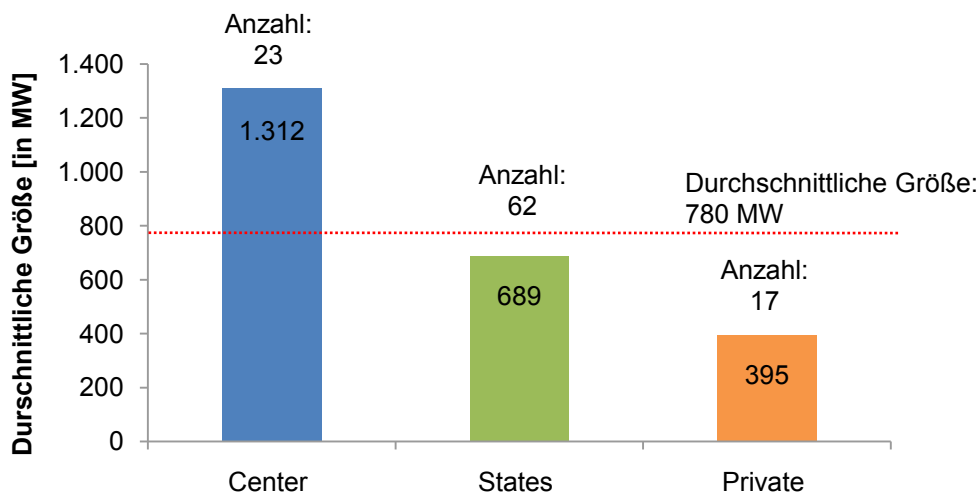
<sup>234</sup> Wovon die Hälfte auf Braunkohle basiert.

<sup>202</sup> MoP & CEA, Overview of total installed capacity, August 2009

Die Größe der indischen Kohlekraftwerke variiert deutlich: von einigen hundert MW (oder weniger) bis hin zu Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von 2.000 MW (und mehr). Daraus ergibt sich ein Durchschnitt von knapp 800 MW. Große Kohlekraftwerke (über 1.000 MW) werden mittlerweile nicht mehr nur von der zentralstaatlichen NTPC sondern auch von bundesstaatlichen und privaten Unternehmen betrieben. Im Durchschnitt sind jedoch die Kraftwerke der Zentralregierung noch doppelt so groß wie die der Bundesstaaten – die wiederum etwa doppelt so groß wie die der Privatunternehmen sind. Dieses Größenverhältnis wird sich mit der Einführung der neuen UMPPs mit einer durchschnittlichen Kapazität von 4.000 MW und mehr drastisch ändern, da diese mehrheitlich von privaten Investoren durchgeführt werden. Der wichtigste Hersteller für Komponenten in Indien, BHEL, bietet Dampfturbinen für Kohlekraftwerke von 100-1000 MW Größe an.<sup>236</sup>

Um die Leistung bestehender Kohlekraftwerke zu erhöhen, hat die indische Regierung 1995 ein fortlaufendes, umfangreiches Renovierungs- und Modernisierungsprogramm initiiert.<sup>237</sup> Obwohl es oft wirtschaftlicher wäre, bestehende Kohlekraftwerke zu verbessern als neue zu bauen (selbst wenn die Renovierung bis zu 2/3 eines neuen Kraftwerkes kostet), macht das Programm nur langsam Fortschritte. Es ist oft nicht möglich, laufende Kraftwerke bei der bestehenden Strom-Unterversorgung für die Dauer der Renovierung vom Netz zu nehmen. Außerdem sind Investitionsentscheidungen schwer zu treffen, da gute Informationen über die Leistungsfähigkeit und die tatsächliche Leistung eines Kraftwerkes zu selten vorhanden sind. Auch leiden Renovierungsprojekte unter dem gleichen Mangel an ausgebildetem Personal und neuen Maschinen wie Neubauprojekte (siehe Kapitel 6.9.).<sup>238</sup>

**Abb. 29: Durchschnittliche Größe von Kohlekraftwerken nach Sektor in Indien (in MW, 2009)<sup>239</sup>**



### 6.5.1. Zentralstaatliche Kohlekraftwerksbetreiber

Der größte Betreiber von Kohlekraftwerken in Indien ist die NTPC. Sie betreibt derzeit landesweit 15 Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 24.405 MW. Das entspricht etwa 30% der installierten Kapazität.<sup>240</sup>

<sup>236</sup> BHEL, Website

<sup>237</sup> MoP, Website

<sup>238</sup> Constraints to Acceleration of Renovation and Modernization (R&M) of Coal Fired Power Generation Units, Präsentation von Mikhul Bhatia, Weltbank, beim ‚Indo-German Symposium on Energy Efficiency‘, 15.05.2008

<sup>239</sup> CEA, Website

<sup>240</sup> ebd.

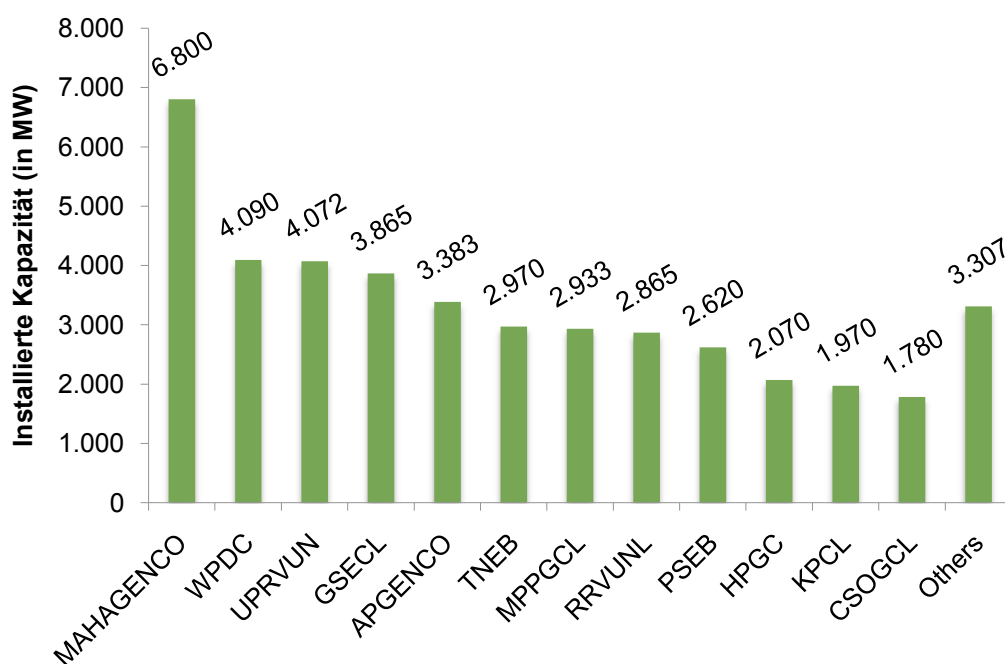
Drei weitere Kraftwerke werden als JVs betrieben. Das größte Kraftwerk, Vindhyachal STPS, hat eine installierte Kapazität von 3.260 MW; das kleinste, Tanda TPS, 440 MW. Bis 2017 hat sich die NTPC zum Ziel gesetzt, die Kapazität seiner Kohlekraftwerke auf 73.000 MW zu erhöhen.<sup>241</sup>

Neben der NTPC gibt es drei weitere, kleinere, der Zentralregierung zugehörige Betreiber von Kohlekraftwerken. Die DVC hat fünf Kraftwerke in den Bundesstaaten Jharkhand und Westbengalen mit einer Kapazität von 3.150 MW (4% der installierten Kapazität). Die NLC betreibt vier mit Braunkohle betriebene Kraftwerke in Tamil Nadu (2.490 MW, 3%). KBUNL betreibt eine 220 MW Anlage in Bihar (<1%).<sup>242</sup>

### 6.5.2. Bundesstaatliche Kohlekraftwerksbetreiber

Die 20 Kohlekraftwerksbetreiber der einzelnen Bundesstaaten machen den Hauptanteil der installierten Kapazität an Kohlekraftwerken aus. Sie agieren fast ausschließlich in ihren jeweiligen Bundesstaaten. Der größte unter ihnen ist MAHAGENCO aus Maharashtra mit 6.800 MW (9% der installierten Kapazität). Darauf folgen die WBPDC mit 4.090 MW (5%) und die UPRVUN mit 4.072 MW (4%).

Abb. 30: Kohlekraftwerksbetreiber der indischen Bundesstaaten (nach installierter Kapazität, 2009)<sup>243</sup>



### 6.5.3. Privatwirtschaftliche Kohlekraftwerksbetreiber

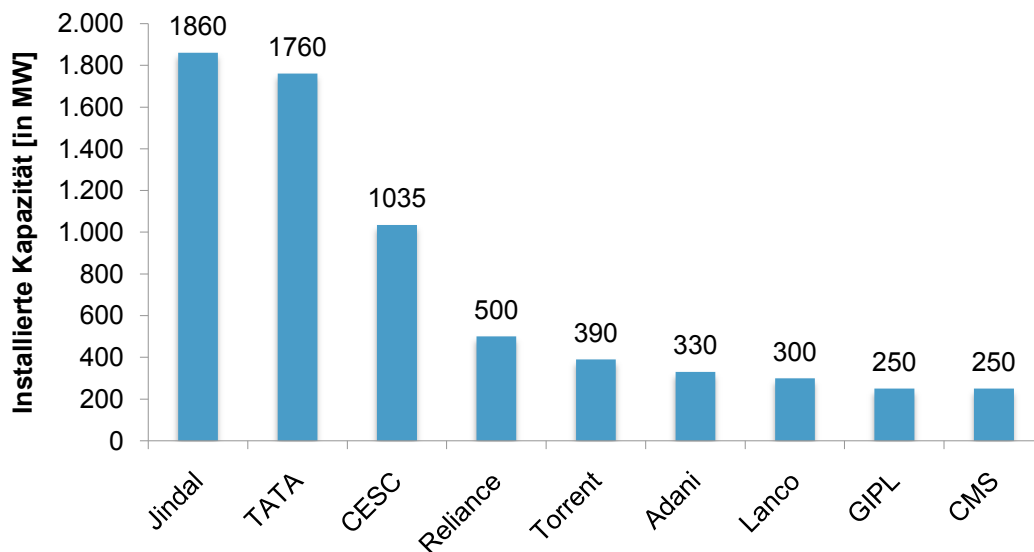
Bislang spielte der private Sektor bei Kohlekraftwerken lediglich eine untergeordnete Rolle. Aber wenn man die ehrgeizigen Expansionspläne der indischen Unternehmen betrachtet, wird deutlich, dass sich dies in naher Zukunft drastisch ändern wird. Momentan gibt es zehn Unternehmen, die Strom aus Kohlekraftwerken ins Netz einspeisen. Davon stammt der Hauptanteil von Jindal Power Limited (2,3% der installierten Kapazität), gefolgt von TATA Power Corporation Limited (2,1%) und CESC (1,3%).

<sup>241</sup> The Financial Express, NTPC to become a 73.000 MW company by 2017 – Interview mit NTPC CMD R.S. Sharma, April 2009

<sup>242</sup> CEA, Website

<sup>243</sup> CEA, Website

Abb. 31: Privater Kohlekraftwerksbetreiber (nach installierter Kapazität, 2009)<sup>244</sup>



Jindal Steel betreibt zur Zeit zwei Kohlekraftwerke, die ans Netz angeschlossen sind. Sie befinden sich in Chhatisgharh (1.000 MW) und Karnataka (860 MW). Am selben Standort in Chhatisgharh möchte das Unternehmen nun ein neues Kraftwerk mit 2.400 MW bauen.<sup>245</sup> TATA Power betreibt bereits zwei Kohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 1.780 MW (zum Teil wird daraus direkt Strom an Endkunden in Mumbai geleitet) und hat weitere 5.170 MW in Planung. Letztere sollen ab 2012 in Betrieb genommen werden.<sup>246</sup> Das westbengalische Energieunternehmen CESC (Teil von RPG Enterprises) hat 1.035 MW Kohlekraftkapazität. Das Unternehmen ist gerade dabei, in Westbengalen und anderen Teilen Indiens neue Kohlekraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 6.800 MW zu errichten.<sup>247</sup> Reliance Power, das bereits ein 500 MW Kohlekraftwerk in Maharashtra betreibt, plant weitere Kraftwerke von 18.500 MW. Das in Gujarat sitzende Unternehmen Adani Power hat eine installierte Kapazität von 330 MW und arbeitet an weiteren Projekten mit insgesamt knapp 6.600 MW.<sup>248</sup> Lanco hat bereits 300 MW installiert und plant weitere Kohlekraftwerke mit insgesamt 6.775 MW.<sup>249</sup>

Zudem gibt es eine Reihe von privaten Unternehmen, die zwar noch keine Kohlekraftwerke betreiben, aber die Entwicklung neuer Anlagen planen. Beispielhaft hierfür sind: Indiabulls (5.295 MW)<sup>250</sup>, die in Bangalore sitzende Infrastrukturfirma GMR (2.850 MW in Orissa, Chhattisgarh und Maharashtra)<sup>251</sup> oder Sterlite Industries, die zu dem Bergbaukonglomerat Vedanta Resources gehören und derzeit in Orissa neue Projekte mit 2.400 MW bauen.<sup>252</sup>

<sup>244</sup> ebd.

<sup>245</sup> Jindal hat weitere 6.800 MW Kohlekraftwerke für den Eigenbedarf unter Entwicklung. Jindal Power, Website

<sup>246</sup> TATA Power, Annual Report 2008-2009

<sup>247</sup> CESC, Website

<sup>248</sup> CEA; Adani Power, Websites

<sup>249</sup> ebd.

<sup>250</sup> Indiabulls, Website

<sup>251</sup> GMR, Website

<sup>252</sup> Sterlite, Website

#### 6.5.4. Ultra Mega Power Projects (UMPPs)

2006 startete das indische Energieministerium MoP gemeinsam mit der CEA und der PFC eine Initiative zur Umsetzung von Kohlegroßkraftwerken. Jedes davon soll mehr als 4.000 MW Kapazität haben und mit einer überkritischen, hocheffizienten Technologie betrieben werden. Pro UMPP sind Investitionen in Höhe von INR 160-200 Milliarden (rund € 2,3-2,9 Milliarden)<sup>253</sup> notwendig. Einige der UMPPs sollen in Meernähe angesiedelt sein und können so mit importierter Kohle betrieben werden. Andere werden in der Nähe von Kohleförderstätten im Landesinneren errichtet.

Die Projekte werden öffentlich ausgeschrieben. Den Zuschlag bekommt der private oder öffentliche Bieter, welche den niedrigsten Preis pro Energieeinheit (kWh) anbieten kann.<sup>254</sup> Um unnötige Risiken und Zeitverluste zu vermeiden, hat die Regierung sogenannte Rahmenfirmen (*Special Purpose Vehicles*, SPVs) gegründet. In ihnen werden die relevanten Grund- und Bodenrechte, der Erwerb von Brennstoff sowie der Stromverkauf bereits im Vorfeld rechtlich geklärt. Bislang wurden vier Betreibern UMPPs zugesprochen. Drei gingen an Reliance Power (Sasan in Madhya Pradesh, Krishnapatnam in Andhra Pradesh und Talaiya in Jharkhand) und eines an TATA Power (Mundra in Gujarat). Die PFC holt derzeit noch Angebote für zwei weitere UMPP (eines in Tadri (Karnataka) und eines in Gire (Maharashtra)), ein. Weitere acht UMPPs befinden sich in Planung: drei davon in Orissa, eines in Andhra Pradesh, eines in Jharkhand, eines in Tamil Nadu, eines in Uttar Pradesh und eines in Gujarat. Die ersten vier UMPPs werden voraussichtlich zwischen 2013 und 2016 in Betrieb genommen.

#### 6.6. Erdgaskraftwerke

Erdgas ist für Indiens Stromerzeugung zwar deutlich weniger wichtig als Kohle, ist aber dennoch – nach Kohle und Wasserkraft – die dritt wichtigste Energiequelle<sup>255</sup>. Die Strom aus Gaskraftwerken trägt etwa 17% zur fossilen Stromerzeugung und ungefähr 11% zur gesamten Stromerzeugung bei. Allerdings leidet der Sektor unter einer chronischen Unterversorgung. Um die bereits existierenden indischen Erdgaskraftwerke mit einem PLF von 90% zu betreiben, wären täglich 66 Millionen Kubikmeter (mmscmd) Erdgas erforderlich. Offiziell zugeteilt werden aber nur 40 mmscmd. Eine noch geringere Menge wird tatsächlich geliefert. Schätzungen zufolge könnten existierende Erdgaskraftwerke bei einer Erhöhung der Auslastung auf 77% etwa 3.500 Millionen kWh mehr Strom liefern.<sup>256</sup> Das wäre besonders relevant für die Deckung des steigenden Spitzenlastdefizits (siehe Kapitel 6.1.).

Die Entdeckung von beträchtlichen Gasreserven in Indien und der gegenwärtige Ausbau sowohl des Ferngasnetzes als auch der Infrastruktur an den Küsten für Flüssigerdgas (LNG) lassen darauf schließen, dass es in Zukunft eine bedeutende Erhöhung der Kraftwerkskapazitäten geben wird (siehe Kapitel 2.2.3.). Erdgas aus dem ‚Reliance-D6‘- Projekt im Krishna-Godavari-Delta ist seit 2009 verfügbar. Im August wurden 30 mmscmd gefördert. Bis Ende 2009 sollte die Förderung auf 90 mmscmd erhöht werden. Der durchschnittliche Preis – exklusive Transportkosten – für das Gas ist \$ 4,2 pro *Million Metric British Thermal Units* (MMBTU).

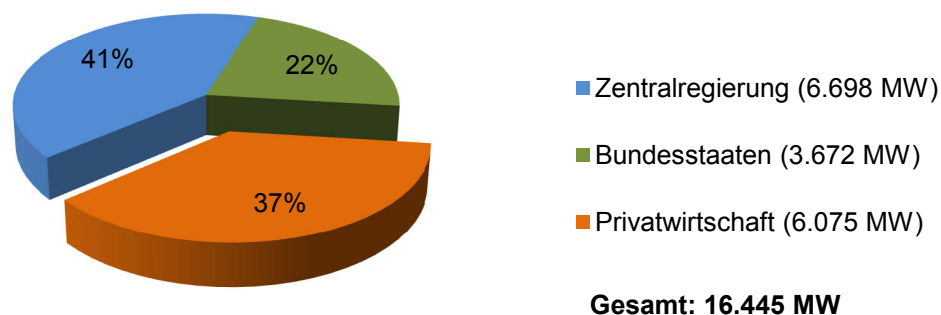
<sup>253</sup> PFC, Annual Report 2008-2009; Reliance Power, Annual Report 2008-2009

<sup>254</sup> PFC; Reliance; TATA Power, Websites

<sup>255</sup> Kohle: 80 GW, Wasserkraft: 37 GW, Erdgas: 17 GW. CEA, Website

<sup>256</sup> Infraline, Background Paper on Gas Allocation in India, 2009

Abb. 32: Erdgaskraftwerke in Indien nach Betreiber (in %, 2009)<sup>257</sup>



Im August 2009 wurden in Indien Erdgaskraftwerke mit etwa 16,5 GW Kapazität betrieben. 6,7 GW (41%) gehörten Unternehmen der Zentralregierung, 3,7 GW (22%) verschiedenen bundesstaatlichen Unternehmen und 6,1 GW (37%) Privatunternehmen. Geographisch liegen die meisten Gaskraftwerke in Andhra Pradesh (5.760 MW) und Tamil Nadu (5.520 MW) im Süden und in Maharashtra (3.716 MW) und Gujarat (3.520 MW) im Westen. Die durchschnittliche Größe eines Gaskraftwerks liegt bei knapp unter 300 MW.<sup>258</sup> Die meisten Erdgaskraftwerke haben kombinierte Gas- und Dampfprozesse (*Combined-Cycle Gas Turbines*, CCGT). BHEL liefert hierfür Turbinen bis zu 300 MW.<sup>259</sup>

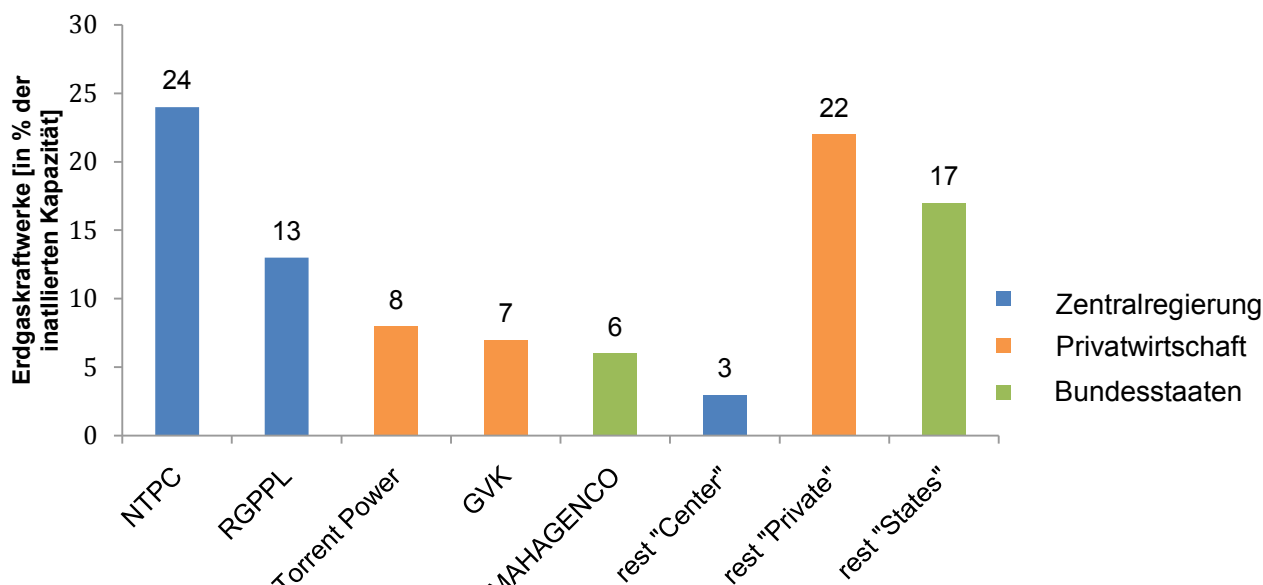
Zurzeit gibt es 29 verschiedene Unternehmen in Indien, die über das Ferngasnetz verbundene Erdgaskraftwerke betreiben. Die wichtigsten Marktteilnehmer sind zwei Unternehmen der Zentralregierung. Die NTPC hat sieben Kraftwerke verteilt über das Land, mit einer Gesamtkapazität von 4.013 MW (24% der installierten Kapazität). Die *Ratnagiri Gas and Power Private Limited* (RGPPL) betreibt Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 2.220 MW (13% der installierten Kapazität) im Bundesstaat Maharashtra. Unter den zehn bundesstaatlichen Unternehmen sind die wichtigsten zwei die MAHAGENCO, die in Maharashtra ein großes Gaskraftwerk mit einer Kapazität von 912 MW (6% der installierten Kapazität) betreibt und die *Indraprashta Power Generation Co Limited* (IPGC), die zwei Gaskraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 600 MW (4% der installierten Kapazität) in der Nähe von Neu Delhi besitzt<sup>260</sup>.

<sup>257</sup> CEA, Website

<sup>258</sup> MoP & CEA, Overview of total installed capacity, August 2009; Bridge to India – Analyse

<sup>259</sup> BHEL, Website

<sup>260</sup> CEA, Bridge to India – Analyse

Abb. 33: Erdgaskraftwerke in Indien nach Betreiber (in % der installierten Kapazität, 2009)<sup>261</sup>

1. Rest "Private": TATA, Spectrum, Reliance, PMP, Lanco, CLP, Konaseema, Gujarat Ind., GMR, Essar, DLF, und andere;
2. Rest "state": West Bengal SEB, Tamil Nadu SEB, RRVUN, Pondicherry Power Co., J&K SPD Ltd., Indraprashta, GCEG, Gov. of Tripura, APGC;
3. Rest "Center": NEEPCO, DVC

Mit zwei Erdgaskraftwerken in Gujarat und einer Gesamtkapazität von 1.248 MW ist Torrent Power zurzeit der größte private Marktteilnehmer<sup>262</sup> (8% der installierten Kapazität)<sup>263</sup>. Der zweitgrößte private Marktteilnehmer ist GVK, welches drei Gaskraftwerke mit einer Kapazität von 1.139 MW in Andhra Pradesh betreibt (7% der installierten Kapazität). Die Kapazitäten der weiteren großen, privaten Erdgaskraftwerksbetreiber sind wie folgt: GMR mit 590 MW, Essar mit 550 MW, Lanco mit 470 MW, Reliance mit 222 MW, TATA Power mit 130 MW.<sup>264</sup> Der indische Privatsektor plant, die Erdgaskraftwerkskapazitäten stark zu erhöhen. Allen voran das Großunternehmen Reliance, das derzeit zwei Projekte mit einer Gesamtkapazität von 10.500 MW entwickelt.<sup>265</sup> Torrent baut gerade ein 1.148 MW Gaskraftwerk in der Nähe des Hafens von Surat in Gujarat, Lanco baut ein 368 MW Gaskraftwerk<sup>266</sup> und auch das Unternehmen GVK baut zwei Gaskraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 684 MW in Andhra Pradesh<sup>267</sup>.

## 6.7. Dieselmotorkraftwerke

Dieselmotorkraftwerke, die Strom für das Netz produzieren, sind aufgrund der vergleichsweise höheren Brennstoffkosten viel seltener als Kohle- oder Gaskraftwerke. Die 17 netzgebundenen Dieselmotorkraftwerke tragen nicht mehr als 1,2 GW zur thermischen Stromerzeugungskapazität (0,8% zur gesamten Stromerzeugungskapazität) bei. Die durchschnittliche Größe eines Dieselmotorkraftwerks ist mit 60 MW bedeutend kleiner als die von Kohle- oder Erdgaskraftwerken. Diesel ist nur in den Gebieten der bevorzugte Brennstoff, in denen die Versorgung mit anderen Brennstoffen schwierig ist (wie auf Indiens vielen Inseln, die hauptsächlich Dieselmotorkraft und zu einem kleinen Teil erneuerbare Energien nutzen) oder wenn sich

<sup>261</sup> CEA, Website

<sup>262</sup> ebd.

<sup>263</sup> CEA; Torrent Power, Websites

<sup>264</sup> CEA, Website

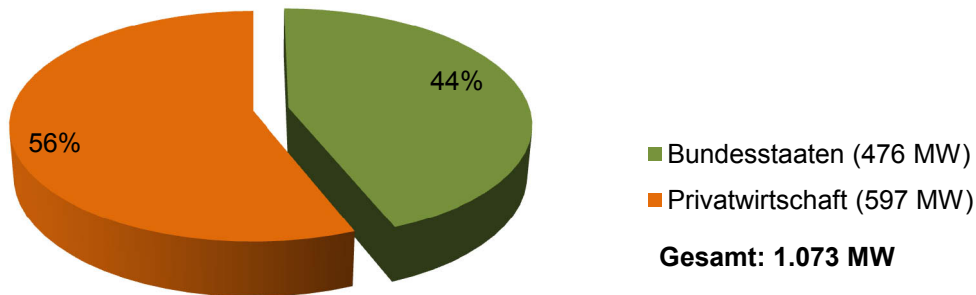
<sup>265</sup> Reliance Power, Annual Report, 2008-2009

<sup>266</sup> Lanco, Website

<sup>267</sup> GVK, Website

Betreiber darauf konzentrieren Energie für Kunden in Randgebieten oder für die Spitzenauslastung zu liefern. Die Energiekapazität verteilt sich in etwa zur Hälfte jeweils auf private Anbieter und bundesstaatliche Unternehmen. Es gibt zurzeit kein von einem Unternehmen der Zentralregierung betriebenes Diesellochwerk.<sup>268</sup>

**Abb. 34: Diesellochwerke in Indien nach Sektor (in % der installierten Kapazität, 2009)<sup>269</sup>**



Diesellochwerke werden vor allem im Süden Indiens eingesetzt. In Tamil Nadu stehen Diesellochwerke mit einer Kapazität von 412 MW (komplett in Privatbesitz). In Kerala gibt es Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 246 MW (fast komplett in Besitz des Bundesstaates). Außerdem gibt es in Karnataka Kraftwerke mit einer Kapazität von 234 MW (privat und bundesstaatlich) und auf den Inselgruppen Andamanen, Nicobaren und Lakshadweep mit 70 MW (privat und bundesstaatlich).<sup>270</sup>

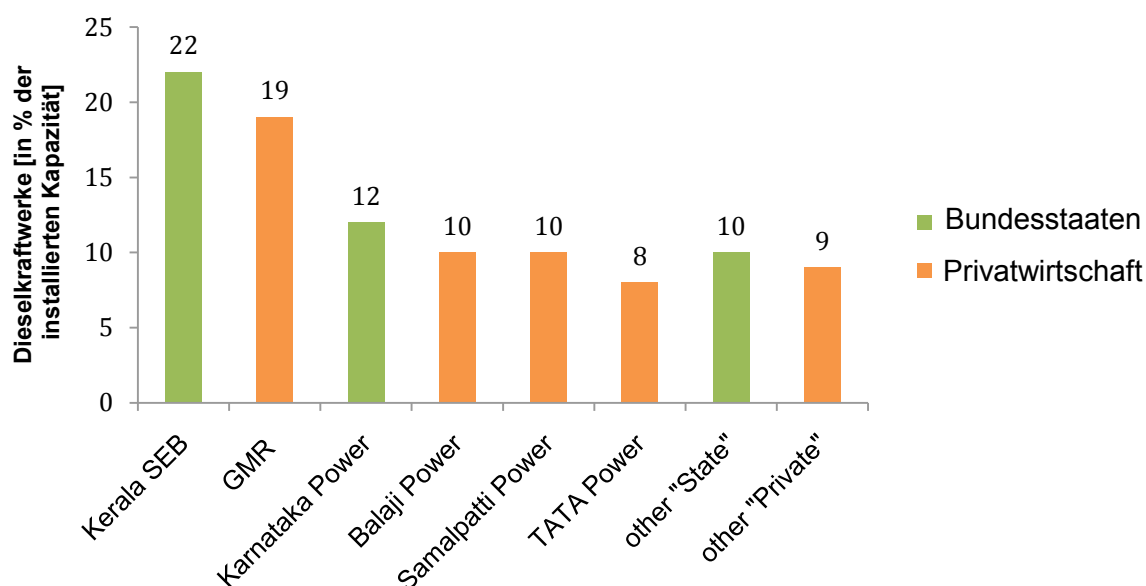
Das *Kerala State Electricity Board* (KSEB) hat mit zwei Kraftwerken und einer Kapazität von 235 MW den größten Anteil der installierten Kapazität (22%). Danach kommt die private GMR, die ein 200 MW Kraftwerk in Tamil Nadu (19 %) betreibt. Weitere wichtige Betreiber sind die Karnataka Power Corporation Limited (12%) und die privaten Anbieter Balaji Power Cooperation und Samalpatti (jeweils 10%; in Tamil Nadu).<sup>271</sup>

<sup>268</sup> CEA, Website

<sup>269</sup> ebd.

<sup>270</sup> ebd.

<sup>271</sup> ebd.

Abb. 35: Diesellokraftwerke in Indien, nach Betreiber (in % der installierten Kapazität, 2009)<sup>272</sup>

1. Other "State": Andaman and Nicobar DG, Lakshadweep DG, Sikkim Power, Power and Elec. Dept. of Mizoram, Manipur Elec. Dept.;
2. Other "Private": TGV Group, Suryachakra Power Co., LVS Power, Kasargod Power Co.

Während netzgebundene Diesellokraftwerke in Indien keine große Rolle spielen, sind Notstrom-Diesellogeneratoren aufgrund der häufigen Stromausfälle und der beschränkten Verfügbarkeit von Netzstrom sehr weit verbreitet. Haushalte, Geschäfte und Fabriken installieren Diesellogeneratoren, um Unannehmlichkeiten und Verluste zu vermeiden. Der Markt für Generatoren mit einer Kapazität zwischen 15-2.000 kVA wird zwischen 2009 und 2012 voraussichtlich um 13% jährlich auf INR 122 Milliarden (€ 1,7 Milliarden) wachsen. Im Finanzjahr 2007-2008 wurden insgesamt 135.000 Generatoren verkauft. Etwa 90% des produzierenden Gewerbes macht von Generatoren Gebrauch und deckt damit ungefähr 50% des Strombedarfs.<sup>273</sup>

## 6.8. Regulatorische Rahmenbedingungen

Zurzeit kann nach dem indischen Gesetz jede Erzeugungsgesellschaft ein Kraftwerk errichten, operieren und ans Netz anschließen, solange es die technischen Standards des Fernnetzes und alle gesetzlichen Auflagen erfüllt. Eine Billigung der Zentralregierung, der Regierung des Bundesstaates und der CEA sind nicht mehr erforderlich (mit Ausnahme von hydroelektrischen Projekten und Kraftwerken über 100 MW). Stromerzeuger dürfen den Strom an Lizenznehmer verkaufen und, wo erlaubt, durch die jeweiligen Netzbetreiber direkt an die Verbraucher. Es gibt keine Beschränkung beim Bau eines Kraftwerks zur Eigennutzung.

Durch eine Änderung des EA (2003) wurde 2007 erklärt, dass keine weitere Stromverkaufslizenz erforderlich ist, um überschüssigen Strom aus einem Kraftwerk für den Eigenbedarf an beliebige Lizenznehmer oder Verbraucher zu liefern. Die jeweiligen bundesstaatlichen Regulierungskommission (SERCs) bestimmen den Einspeisetarif sowie die Übertragungsgebühren.

<sup>272</sup> CEA, Website

<sup>273</sup> GTAI, Indiens Stromknappheit beflügelt Absatz von Generatoren, August 2009

Trotz dieser Vereinfachungen muss ein Projektentwickler sich mit verschiedenen Genehmigungen auseinandersetzen, deren Erwerb oft unverhältnismäßig viel Zeit und Kosten in Anspruch nimmt. Die Prozesse hierfür sollten vereinfacht und beschleunigt werden.

Die relevanten Gesetze sind:

- ‚Water (Prevention and Control of Pollution) Act‘ (Wasserschutzgesetz) von 1972
- ‚Forest Conservation Act‘ (Gesetz zur Bewahrung des Waldbestandes) von 1980
- ‚Air (Prevention and Control of Pollution) Act‘ (Luftschutzgesetz) von 1980
- ‚Environment Protect Act‘ (Umweltschutzgesetz) von 1986
- ‚Land Acquisition Act‘ (Gesetz zum Landerwerb) von 1994
- ‚National Resettlement and Rehabilitation Policy‘ (Umsiedelungsgesetz) von 2007

**Tab. 7: Die folgenden Freigaben sind auf jeden Fall erforderlich, um ein fossiles Kraftwerk zu bauen**

Benötigte Genehmigungen	Autorität
Environment Clearance	Ministry of Environment and Forests
Forests Clearance (Additional, if required)	Ministry of Environment and Forests
Consent for Establishment of Plant	Regierung des Bundesstaates
Water Allocation	State Irrigation Department / Central Water Commission (wenn zwischenstaatliche Belange tangiert werden)
Clearance for Chimney Height	Airport Authority of India
Land Acquisition	Regierung des Bundesstaates
Wenn Kohlekraftwerk: Kohleförderung oder -versorgung	Ministry of Coal
Wenn Erdgaskraftwerk: Erdgasanschluss	Vertrag mit Gasversorger
Fuel Transport Arrangement	Ministry of Railways

## 6.9. Wichtige Hemmnisse für den Ausbau fossiler Stromerzeugung

Obwohl die Stromnachfrage stark wächst, die Regierung den Ausbau der Erzeugungskapazitäten fördert und das grundsätzliche Interesse privater Unternehmen an Kohle-, Erdgas- und Dieselmotorkraftwerken seit Mitte der 2000er stark ist, werden nicht ausreichend neue Kapazitäten gebaut. Dass der Markt noch nicht ideal funktioniert, zeigt sich unter anderem an den langen Projektzeiten. In Indien braucht ein Entwickler z.B. ungefähr 24-36 Monate, um ein Kohlekraftwerk zu planen (Landerwerb, Kraftstoffversorgung, Wasser, Genehmigungen, Finanzierung) und dann weitere 42 Monate, um es zu bauen. Das ist 50% länger als in

China und 30% länger in den Industrienationen.<sup>274</sup> Die Industrie sieht sich noch einer Reihe von Herausforderungen gegenüber. Die wichtigsten davon werden im Folgenden kurz dargestellt.

- Ungleiche, nicht transparente Marktbedingungen: Gesetze, wie der EA (2003), die den Energiesektor lenken, müssen auf der Ebene der Bundesstaaten oft noch umgesetzt und angepasst werden. Dadurch entsteht eine asymmetrische, unklare Gesetzeslage für private Investoren. Gleichzeitig haben staatliche Unternehmen noch eine sehr starke Marktposition, sind gut in der Wertschöpfungskette integriert und haben kurze Wege zu den politischen Entscheidungsträgern.
- Beziehungen zu Regierung und Verwaltung: Es ist für Privatunternehmen sehr wichtig, gute Beziehungen zu staatlichen Entscheidungsträgern aufzubauen, um ein detailliertes Verständnis der Regulierungen und auch der Regierungsstrategien zu bekommen. Erfolgreiches Projektmanagement erfordert ein enges Zusammenarbeiten mit relevanten Einrichtungen, um potenzielle Informations- und Erwartungslücken schnell zu schließen. Dies ist besonders jetzt wichtig, da sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen in einem Änderungsprozess befinden.
- Zugang zu Land: Wie bei allen großen Industrie- und Infrastrukturprojekten ist die Landerwerbung und die erfolgreiche Integration von lokalen Gesellschafts- und Machtstrukturen eine Herausforderung. Der komplizierte indische, kulturelle und politische Kontext macht es für nicht-indische Investoren schwieriger, diese erfolgreich zu meistern. Ausländer dürfen zwar als Personen in Indien kein Land erwerben, können dies aber durch ein – auch ganz in ihrem Besitz befindliches – indisches Unternehmen tun.
- Zugang zu lokaler Infrastruktur: Die lokale Infrastruktur – Straßen- und Eisenbahnverbindungen sowie Zugänge zu Wasserversorgung und Stromnetz – ist in vielen Orten ungenügend und muss vom Projektentwickler bereitgestellt werden. Das erfordert oft hohe Zusatzinvestitionen. Probleme mit der regionalen Infrastruktur können zudem zu Unterbrechungen bei Bau oder Brennstofflieferung sowie im Stromnetz zu Einspeiseverlusten führen.
- Verfügbarkeit von Brennstoffen (Kohle): Obwohl Indien über große Kohlereserven verfügt, ist die Brennstoffversorgung für viele der geplanten neuen Kohlekraftwerke nicht geklärt. Im Jahr 2012 wird Indien voraussichtlich 549 Millionen Tonnen (MT) Kohle verbrauchen. CIL und private Bergbauunternehmen werden davon etwa 482 MT fördern. Der Rest soll durch Importe gedeckt werden, die dann von 20 MT in 2008 auf ungefähr 60 MT ansteigen würden. Bisher war die Politik der Bereitstellung von designierten Förderquoten für einzelne Kraftwerke („coal linkages“) wenig erfolgreich. Dies lag daran, dass Kraftwerksbetreiber trotz der zugesagten Quoten im Tagesgeschäft keine Versorgungssicherheit hatten. CIL plant nun die Quoten in Kraftstoffversorgungsabkommen (*Fuel Supply Agreements*, FSAs) umzuwandeln und einen möglichen Ausfall bei der Förderung durch importierte Kohle zu decken. CIL hat vor, für die FSAs einen gemischten Kohlepreis (für importierte und nationale Kohle) einzuführen.<sup>275</sup> Im Großen und Ganzen ist der Kohlenbergbausektor noch zu ineffizient, um die erforderlichen zusätzlichen Mengen rechtzeitig zu erzeugen. Reformen des Sektors sind notwendig, um private Investitionen zu fördern. Ein Gesetzesentwurf zur Reprivatisierung der Kohleförderung hängt seit neun Jahren im Parlament fest. Die vorherige Regierungskoalition, die sich auf die Unterstützung der Kommunistischen Partei verließ, war außer Stande, dieses Problem effektiv zu lösen. Seit den Wahlen im Mai 2009 (die eine stärkere Kongress-

<sup>274</sup> McKinsey, *Powering India – The Road to 2017*, 2009

<sup>275</sup> TATA Power, *Annual Report, 2008-2009*

Regierung ohne kommunistischen Koalitionspartner hervorgebracht hat), könnte eine Privatisierung des Sektors eher einsetzen.

- Verfügbarkeit von Brennstoffen (Erdgas): Reliance hat große Erdgasvorkommen im Krishna-Godavari-Becken vor der Küste Andhra Pradeshs entdeckt. Laut der Regierungsbestimmungen wird das Erdgas allerdings zuerst der Herstellung von Düngemittel zugeführt und erst dann für Kraftwerke zur Verfügung gestellt. In vielen Fällen wird die Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken auf Basis von importiertem, teurem LNG ermittelt werden müssen.
- Verfügbarkeit von ausgebildeten Arbeitskräften: Aufgrund des schnellen Wachstums des indischen Energiesektors wird es wahrscheinlich eine Knappheit an Fachpersonal in der Industrie geben. Schätzungen weisen darauf hin, dass Indien bis 2012 150.000 und bis 2017 ungefähr 270.000 spezialisierte Ingenieure und Facharbeiter benötigt. Außerdem gibt es Bedarf für Tausende erfahrene Betriebsleitern. Es ist derzeit nicht klar, ob ausreichend qualifiziertes Personal ausgebildet werden kann.<sup>276</sup>
- Verfügbarkeit von Komponenten und Maschinen: Der wichtigste Lieferant im indischen Energiemarkt für Komponenten wie Motoren oder Dampferzeuger sowie schlüsselfertige Anlagen ist das indische regierungseigene Unternehmen BHEL. Wichtige internationale Marktteilnehmer auf dem indischen Markt sind: Shanghai Electric (China), Siemens (Deutschland), ABB (Schweden), General Electric (USA), Ansaldo (Italien), Doosan (Südkorea), Hitachi (Japan), Toshiba (Japan) und Power Machines (Russland). Trotz neuer Marktteilnehmer und des Wachstums von BHEL in den letzten Jahren sind die Produktionskapazitäten für die Energiewirtschaft in Indien noch zu gering. Jährlich müssten neue Produktionskapazitäten für bis zu 30 GW hinzukommen, um mit dem geplanten Bau neuer Kraftwerke Schritt zu halten. Dass dies machbar ist, zeigt das Beispiel China. Dort konnten die Produktionskapazitäten seit 2002 um 20 GW pro Jahr und seit 2008 sogar um 50 GW pro Jahr erhöht werden. Dies wurde unter anderem durch intensive Kooperation und einen starken Technologietransfer von internationalen zu chinesischen Partnern (Shanghai Electrics mit ‚Siemens‘, Dongfang mit Mitsubishi, Harbin mit General Electric) ermöglicht.<sup>277</sup> Der optimale Partner für internationale Unternehmen in Indien wäre BHEL. So kooperieren z.B. General Electric und BHEL bereits seit 2005 bei der Herstellung von Gasturbinen.<sup>278</sup> Siemens und BHEL wollen bei der Herstellung von ultraüberkritischen Dampfturbinen zusammenarbeiten.<sup>279</sup> 2006 hat das indische Ingenieur- und Infrastrukturunternehmen *Larsen & Toubro* (L&T) mit der japanischen Firma Mitsubishi ein JV gegründet, um ab 2012 Dampfturbinen und Generatoren in Indien herzustellen.<sup>280</sup> BHEL hat 2008 etwa 50% der Komponenten und Maschinen für neue Wärme-, Wasser- und Kernkraftwerke in Indien hergestellt.<sup>281</sup> Das lässt bedeutend Raum für zusätzliche Importe. Zurzeit kommt etwa 75% der importierten Ausrüstung aus chinesischer Produktion. Es gab zwar anfangs Bedenken bezüglich der Qualität, aber es scheint, dass diese jetzt ausgeräumt werden können.<sup>282</sup> Jedoch bleiben die Verfügbarkeit und die rechtzeitige Übergabe der Ausrüstung sowie eine gute Instandhaltungsdienstleistungen für neue Projekte, wichtige Engpässe in der Entwicklung von neuen Projekten. Ein weiteres Problem scheint zu sein, dass sich der Markt in gewisser Weise selbst

<sup>276</sup> McKinsey, Powering India – The Road to 2017, 2009

<sup>277</sup> ebd.

<sup>278</sup> Business Standard, BHEL, GE tie up on gas turbines, 12.07.2005

<sup>279</sup> Economic Times, Siemens, BHEL to build SPV for turbines, 04.09.2009

<sup>280</sup> Business Standard, L&T, Mitsubishi tie up for supercritical boiler, 16.08.2009

<sup>281</sup> BHEL, Annual Report, 2008-2009

<sup>282</sup> Enertia, R.V. Shahi: Energy Vision, September 2009

behindert: BHEL bietet seine Produkte zu Preisen an, die wenige internationale Konkurrenten aufgrund ihrer Produkt- und Kostenstrukturen aber auch aufgrund von Importzöllen anbieten könnten, aber dann nicht innerhalb eines vernünftigen Zeitrahmens liefern. Die SEBs wiederum können sich keine teureren, aber schneller lieferbaren Komponenten leisten.<sup>283</sup>

- **Finanzielle Durchführbarkeit und Zahlungsrisiken:** Die SEBs, in den meisten Fällen die Vertragspartner für Stromabnahmeverträge, sind finanziell in einer schwierigen Situation (siehe Kapitel 5.3.2.). Das führt zu Zahlungsrisiken. Zwar gab es seit den bedeutenden Reformen des EA (2003) keine Fälle von Erzeugungs- und Vertriebsunternehmen, die nicht vollständig von den SEBs bezahlt wurden.<sup>284</sup> Es ist auch wahrscheinlich, dass die Staatsregierungen die Zahlungsfähigkeit der SEBs letztendlich garantieren wird. Aber ein Restrisiko bleibt besonders bei langfristigen Stromabnahmeverträgen bestehen und damit erhöhen sich auch die Finanzierungskosten von Projekten.
- **Politische und sicherheitsbezogene Probleme:** Die linksextreme Bewegung der Naxaliten, die 1967 im Dorf Naxal in Westbengalen begann, hat sich inzwischen auf weite Teile des Landes ausgebreitet. Der so genannte ‚rote Korridor‘ reicht von Westbengalen im Nordosten entlang der Ostküste über Jharkhand, Orissa, Bihar, Chhattisgarh, Andhra Pradesh und Karnataka bis Kerala – und umfasst damit auch wichtige Kohle-produzierenden Gegenden. Die Naxaliten kontrollieren hier große, meist schwer zugängliche Wald- und Berglandschaften. Obwohl die Regierung die Kontrolle über die industriellen und städtischen Räume besitzt, stellen die Naxaliten ein ernstzunehmendes Sicherheitsrisiko dar.
- **Korruption (in einigen Bundesstaaten):** Korruption spielt in Indien eine große Rolle. Im ‚Corruption Perception Index‘ (2008) der NGO ‚Transparency International‘ steht Indien an 85. Stelle (von insgesamt 180 Ländern). Zum Vergleich: Deutschland liegt an 12., die USA an 18. und China an 72. Stelle. Indiens Korruptionsindex beläuft sich auf 3,4 (1 = sehr schlecht, 10 = sehr gut).<sup>285</sup> Da Indien ein sehr großer und relativ dezentralisierter Staat ist, sind regionale Unterschiede wichtig. In Kerala und Gujarat beispielsweise gibt es merklich weniger Korruption; in den Kohle-produzierenden Staaten wie Madhya Pradesh oder Bihar hingegen mehr.<sup>286</sup> Wo Korruption vorhanden ist, ist sie oft nicht nur bei Entscheidungsträgern zu finden, sondern durchdringt meist die ganze politische und bürokratische Struktur. Eines der potentesten Gesetze zur Bekämpfung der Korruption ist der *Right to Information Act* (RIA) von 2005. Es verpflichtet alle Regierungseinrichtungen dazu, Entscheidungen und Entscheidungsgrundlagen vollständig innerhalb von 30 Tagen offen zu legen, sofern ein indischer Bürger dies verlangt. Es gibt auch eine erkennbare Tendenz zu besseren Regierungsstrukturen, die durch die Wirtschaftsentwicklung, ein höheres Bildungsniveau und neue Technologien (wie z.B. ‚e-governance‘) gefördert wird.

## 6.10. Marktchancen für deutsche Unternehmen

Das große und wachsende indische Energiedefizit bedeutet, dass die Nachfrage nach neuen Kraftwerken sowie der Verbesserung bestehender Kraftwerke und Netze noch lange anhalten wird. Da private Investitionen nötig sind, um diese Nachfrage zu befriedigen, werden sich die Rahmenbedingungen für

---

<sup>283</sup> Interview mit Industrie-Experten

<sup>284</sup> Enertia, R.V. Shahi: Energy Vision, Sept 2009

<sup>285</sup> Transparency International, Website

<sup>286</sup> Transparency International, India Corruption Study 2005, Website

internationale Kapitalanleger wahrscheinlich weiter verbessern. Zwischen 2008 und 2017 wird der indische Energieerzeugungsmarkt Investition in Höhe von € 240 Milliarden benötigen und Investoren ein Gewinnpotenzial (EBITDA) von ungefähr € 68-76 Milliarden bieten. Von diesen werden ungefähr € 40 Milliarden für die Ausrüstung und Aufbau neuer Kraftwerke sein.<sup>287</sup>

Die erfolgreichen Börsengänge (*Initial Public Offerings*, IPOs) indischer Unternehmen geben einen Hinweis auf die positive Markteinschätzung. Der IPO des Privatunternehmens Adani Power wurde im Juli 2009 18 mal überzeichnet. Die IPOs von öffentlichen Unternehmen wie NTPC (2004, 13mal), PTC (2004, 42mal), PFC (2007, 77mal), PGCIL (2007, 65mal) und REC (2008, 14mal) wurden ebenfalls stark überzeichnet. Ein geplanter IPO von NHPC wurde im August 2008 aufgrund der Finanzkrise kurzfristig abgesagt.<sup>288</sup>

Chancen für internationale Unternehmen bestehen entlang der kompletten Wertschöpfungskette. In einigen Segmenten ist aber eine Investition aus dem Ausland einfacher als in anderen. Im Moment ist der Verkauf von Komponenten und Maschinen, wie Dampfkesseln oder von kompletten, schlüsselfertigen Kraftwerken, sowie technischen Dienstleistungen wahrscheinlich das attraktivste Geschäft. Es gibt hier eine große und wachsende Nachfrage und bedeutende Knappheit auf der Angebotsseite. Der Hauptwettbewerber würde das indische Staatsunternehmen BHEL sein, welcher zwar über viel Erfahrung und ausgezeichnete Kontakte verfügt, aber bislang nicht im Stande war, die Produktionskapazitäten schnell genug zu erhöhen um der Nachfrage gerecht zu werden. In den letzten Jahren hat sich die Anzahl der unbearbeiteten Aufträge stark erhöht. Lieferfristen sind von 12-14 Monaten (2005) auf 40-48 Monaten (2008) angestiegen. Chinesische Unternehmen (mit einer Lieferfrist von weniger als 30 Monaten und Preisen, die ungefähr 25 % unter denjenigen von BHEL liegen) gewinnen an Marktanteilen. In Zukunft werden nicht nur die indischen, sondern auch die japanischen, europäischen und amerikanischen Unternehmen weiter unter Druck geraten.<sup>289</sup> Ein erfolgreicher Teilelieferant wird somit lokale Produktion, Wartung und Reparatur sicherstellen müssen.

---

<sup>287</sup> McKinsey, Powering India: The Road to 2017, 2009

<sup>288</sup> Diverse Presseberichte

<sup>289</sup> Business Today, BHEL's problems of plenty, 08.04.2008

# 7. Kapitel: Erneuerbare Energie in Indien

Erneuerbare Energien werden in Indien seit fast drei Jahrzehnten gefördert. Die Gründe hierfür waren bisher eher pragmatischer als ideeller Natur: Man wollte mehr Energiesicherheit schaffen (so hatte z.B. auch die Ölkrise der 70er Jahre in Indien ihre Spuren hinterlassen) und zur Deckung des zunehmenden Energiebedarfes alle erschließbaren Energiequellen – also auch die erneuerbaren – nutzen. Zudem hat man sich schon früh über den Bedarf an dezentralen Energieversorgungsmöglichkeiten für abgelegene, ländliche Gebiete Gedanken gemacht, wofür erneuerbare Energien eine gute Lösung bieten. Erst in den letzten Jahren ist der Klimaaspekt zu einem weiteren bedeutenden Faktor in den Überlegungen zur Nutzung erneuerbarer Energie geworden.

Zusätzlich zu den „neuen“ spielen die „alten“ erneuerbaren Energien in Indien eine große Rolle. So werden in den ländlichen Regionen traditionell große Mengen an Biomasse genutzt. So wurden zwischen Juni 1999 und Juli 2000 von indischen Haushalten etwa 177 Millionen Tonnen Holz und 141 Millionen Tonnen Kuhdung verbraucht.<sup>290</sup> Die Nutzung dieser traditionellen Energieträger macht etwa 40% des Energieverbrauches in Indien aus.<sup>291</sup> Dieser Aspekt wird in der vorliegenden Studie allerdings nicht näher untersucht.

## 7.1. Überblick: Erneuerbare Energien in Indien

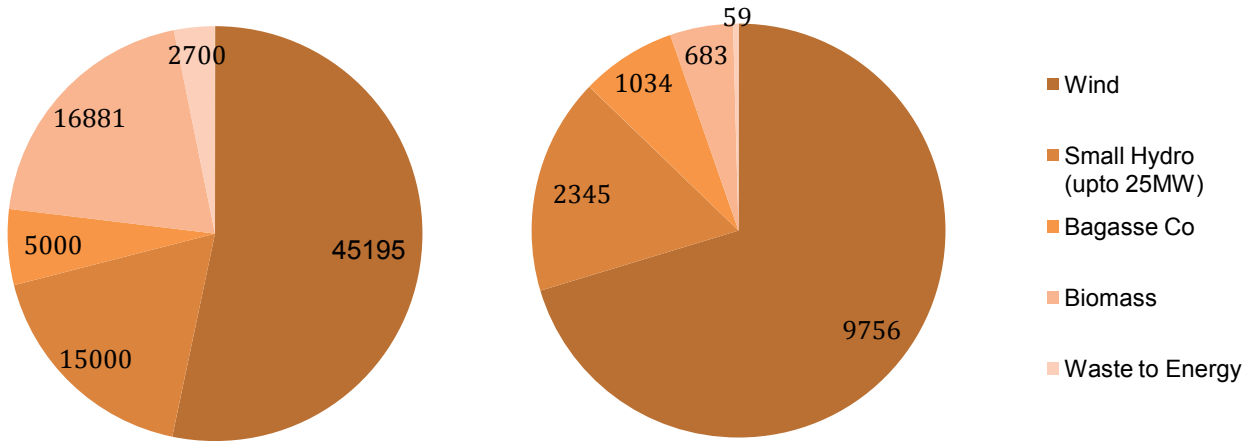
Indien hat ein sehr großes Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Energien. Zuerst einmal liegt das an der großen Landmasse. Aber auch die hohe Sonneneinstrahlung, die langen Küsten und die natürlichen Gefälle vom Himalaya in die Gangesebene sind wichtige Faktoren. Entscheidende Limitierungen sind bisher die vergleichsweise hohen Kosten vieler erneuerbarer Energien sowie die Verfügbarkeit von Land und Infrastruktur. Wenn die nur schwer zu bewertende Solarenergie nicht mitgerechnet wird, hat die Windenergie das höchste gesamte und noch zu verwirklichende Potenzial.

---

<sup>290</sup> Ministry of Statistics and Programme Implementation (MoS&PI), Website

<sup>291</sup> GTZ, Indo-German Technical Cooperation – A Trusted Partnership, 2009

**Abb. 36: Erneuerbare Energien, geschätztes Potenzial und installierte Kapazität in Indien (in MW, 2009)<sup>292</sup>**



Im Januar 2009 war die Windkraft mit fast 10 GW installierter Kapazität die am weitesten entwickelte erneuerbare Energiequelle, gefolgt von kleiner Wasserkraft, Bagasse und Biomasse. Solarenergie spielt bisher noch keine große Rolle. Die Gesamtkapazität zur Herstellung von Strom aus regenerativen Energiequellen betrug im Januar 2009 13.880 MW. Damit ist Indien eines der weltweit führenden Länder.

Wenn Indien seine Ziele für die Entwicklung erneuerbarer Energien bis 2022 (zum Ende des übernächsten 13. Fünfjahresplanes) tatsächlich erreichen kann, dann wäre es mit 74 GW installierter Kapazität aus Wind, Solarenergie, Biomasse und kleiner Wasserkraft ein internationaler Vorreiter. Bis Ende des 10. Fünfjahresplans (2007) hatte Indien 10 GW erreicht. Bis 2012 sollen 15 GW erreicht wird, was beim jetzigen Stand realistisch zu sein scheint. Die Windenergie macht etwa zwei Drittel davon aus. In den darauffolgenden 10 Jahren (bis 2022) sollen vor allem die Windenergie und die Solarenergie mit jeweils ungefähr 20 GW weiter ausgebaut werden. Außerdem soll sich die gesamte Kapazität aus erneuerbaren Energie mehr als verdreifachen.

**Tab. 8: Entwicklung der erneuerbaren Energie in Indien (in MW installierter Kapazität, 1998-2022)<sup>293</sup>**

Fünfjahresplan	Erreicht		In Umsetzung	Ziel	Gesamt
	9.	10.	11.	12. und 13.	
Jahre	1998-2002	2003-2007	2008-2012	20013-2022	
Windkraft	1,667	5,333	10,500	22,500	40,000
Kleine Wasserkraft	1,438	522	1,400	3,140	6,500
Biomasse	368	669	2,100	4,363	7,500
Solarenergie	2	1	1,000	19,000	20,003
<b>Total</b>	<b>3,475</b>	<b>6,525</b>	<b>15,000</b>	<b>49,003</b>	<b>74,003</b>

<sup>292</sup> MoS&PI, Website

<sup>293</sup> IREDA; ‚Solar Mission‘, 2009

Windenergie, kleine Wasserkraft und Biomasse sind im Gegensatz zur Solarenergie bereits vielerorts wettbewerbsfähig. Folglich sind die staatlichen Anreizsysteme, wie Subventionen, Einspeisetarife, etc. auch sehr viel geringer als bei der Solarenergie. Eine klare Aussage zur Netzparität lässt sich nicht treffen, da die Versorgung mit Netzstrom in Indien sowohl im Preis als auch in der Qualität sehr unterschiedlich ist. Erneuerbare Energien haben besonders auch in Gegenden, die bisher noch keinen Netzanschluss haben oder in denen die Stromversorgung aus dem Netz sehr unzuverlässig ist und für die dezentrale Lösungen wirtschaftlich am vernünftigsten wären, einen Markt.<sup>294</sup>

Bis die erneuerbaren Energien mit billigem Kohlestrom konkurrieren können, wird es noch viele Jahre dauern. Allerdings kann sich Indien nicht den Luxus leisten, unter verschiedenen möglichen Energieträgern auszuwählen, sondern muss mit den vorhandenen finanziellen Ressourcen versuchen, die rapide wachsende Energienachfrage zu decken. Daher ist der beste Vergleichswert nicht unbedingt der Kohlestrom, da er im Durchschnitt INR 2 (€ 0,03) pro kWh kostet und die Grundversorgung sicher stellt, sondern eher der Spitzenlaststrom aus Dieselgeneratoren, welcher dezentral zu einem Preis von INR 10 (€ 0,14) pro kWh hergestellt wird. Erneuerbare Energie in Kombination mit Dieselstrom würde bei einer sicheren Versorgung die Kosten minimieren. Wenn man steigende internationale Rohölpreise voraussetzt und davon ausgeht, dass die indische Regierung Preise für Diesel und Benzin nicht weiter so stark subventionieren wird, wie das im Moment der Fall ist, könnte sogar Solarstrom bald wettbewerbsfähig werden. Auf dieser Annahme basiert auch die gerade verabschiedete ‚Solar Mission‘.

**Tab. 9: Stromgestehungskosten in Indien, verschiedene Energieträgern (in INR (€) pro kWh, 2008)**

Energieträger	Stromgestehungskosten in INR/kWh (€/kWh) <sup>295</sup>	Quelle
Kohle	1-2 (0,01-0,03)	McKinsey - Powering India
Nuklear	2-3 (0,03-0,04)	McKinsey - Powering India
Große Wasserkraft	3-4 (0,04-0,06)	McKinsey - Powering India
Gas	4-6 (0,06-0,09)	McKinsey - Powering India
Diesel	10 und mehr (0,14+)	McKinsey - Powering India
Wind (onshore)	4 bis 6 (0,06-0,09)	Industrie-Experten
Kleine Wasserkraft	4 und mehr (0,06+)	Industrie-Experten
Biomasse	5 und mehr (0,07+)	Industrie-Experten
Solar (thermisch)	10-15 (0,14-0,21)	Solar India Online
Solar (PV)	12-20 (0,17-0,29)	Solar India Online

## 7.2. Hemmnisse bei der Entwicklung erneuerbarer Energien in Indien<sup>296</sup>

Es gibt noch eine Reihe von Herausforderungen, welche die Entwicklung erneuerbaren Energien in Indien einschränken. Hemmnisse gibt es sowohl auf der regulatorischen und marktspezifischen als auch auf der projektspezifischen und technologischen Ebene. Die für die einzelnen Technologien relevanten Hemmnisse werden später im Einzelnen betrachtet. Die wichtigsten Hindernisse im Überblick sind: Unübersichtliche, nicht garantierte oder fehlende Anreizsysteme sowie die Schwierigkeit, Land und alle weiteren notwendigen

<sup>294</sup> Oft geht es in solchen Fällen um eine minimale Stromversorgung, so dass das Manko mancher erneuerbaren Energien – die Versorgungsunregelmäßigkeit – nicht so sehr ins Gewicht fällt.

<sup>295</sup> Bei einer durchschnittlichen Laufzeit von 25 Jahren.

<sup>296</sup> Interviews mit Industrie-Experten

Genehmigungen für neue Projekte zu erhalten. Manche Hindernisse überschneiden sich auch mit denen für neue, fossile Stromerzeugungsprojekte (siehe Kapitel 6.8.).

- Infrastruktur: Die Infrastruktur (z.B. Straßen, Stromnetz) ist besonders in entlegenen Gebieten, wie etwa dem Himalaya, ein Problem.
- Landkauf: Land für ein Projekt zu bekommen, ist grundsätzlich ein großes Problem in Indien. Selbst Großinvestitionen führender indischer Unternehmen scheitern an dieser Hürde, wie jüngst das Beispiel von TATA in Westbengalen gezeigt hat. Eine kleinteilige Landwirtschaftsstruktur, große kulturelle Unterschiede zwischen einfachen Dörfern und dem modernen Indien, lokale demokratische Prozesse („Panchayati Raj“, der Dorfrat), oft unklare Eigentümerstrukturen, sowie mafiöse Abläufe machen den Kauf von Land sehr kompliziert. Außerdem ist Indien – selbst in den entlegenen Gebieten – relativ dicht besiedelt. Daraus ergeben sich oft Konflikte mit traditionellen, nicht-offiziellen Besitzansprüchen der lokalen Bevölkerung.
- Lokale soziale Strukturen: Ein Projektentwickler muss sich mit oft sehr alten sozialen Strukturen am Projektstandort auseinandersetzen. Beispiele hierfür sind: soziale Hierarchien wie das Kastensystem, traditionelle, nicht formalisierte Ansprüche auf Land, Rivalitäten zwischen Gemeinschaften oder Analphabetismus.
- Basisdaten: Oft sind nicht immer ausreichend geographische Informationen vorhanden. Wind- und Solarkarten sind vielerorts nicht aussagekräftig genug, Biomassedaten nicht ausreichend vorhanden.
- Einspeisetarife: Die Vergütung für Strom aus erneuerbaren Energiequellen ist nicht immer ausreichend hoch (beispielsweise im Solarbereich). Sie ist auch von Bundesstaat zu Bundesstaat unterschiedlich und in manchen Bundesstaaten gar nicht erst vorhanden, bzw. wird oft nur projektspezifisch verhandelt. Dort, wo sie vorhanden sind, kann die Tarifgestaltung unübersichtlich und kompliziert sein.
- *Renewable Energy Purchase Obligation* (REPO): Es gibt zwar eine RPO wird aber nur langsam legislativ und administrativ in den einzelnen Bundesländern als Richtlinien umgesetzt. Es existieren keine bedeutenden Konsequenzen, wenn die Quote unerfüllt bleibt.
- *Power Purchasing Agreement* (PPA): Einen Vertrag für den Verkauf von Strom an das öffentliche Netz abzuschließen, ist nicht unkompliziert. Wenn man zum Beispiel ein Projekt im Bundesstaat Maharashtra initiieren möchte, muss man zuerst mit dem MSEB, dem formalen Vertragspartner, in Kontakt treten. Gleichzeitig braucht ein Projektentwickler auch die Unterstützung der *Maharashtra Energy Development Authority* (MEDA), die für die Umsetzung der Quote für erneuerbare Energie im Bundesstaat verantwortlich ist. Auf nationaler Ebene koordiniert das MNRE die Umsetzung der Quoten und spielt daher ebenfalls eine Rolle.
- Zahlungssicherheit: Wenn ein Kraftwerksbetreiber seinen Strom in das Netz einspeist, ist der Stromkäufer und Vertragspartner des PPA das SEB des jeweiligen Bundesstaates. Da die SEBs aufgrund jahrelanger Misswirtschaft finanziell nicht gesund sind, sind die Risiken eines langfristigen PPAs sehr hoch. Zwar wurden die SEBs vom indischen Staat bisher durch einzelne Kapitalspritzen zahlungsfähig gehalten, aber hinter diesen Aktionen ist keine langfristige Strategie oder der Wille zu einer strukturellen Reform erkennbar. Auch gibt es keine Kompensierung für Ausfälle aufgrund von Netzversagen (z.B. starke Schwankungen, Unterbrechungen).

- Netzanschluss: Da die Netzdichte und -qualität in Indien nicht sehr hoch ist, können hier beträchtliche Mehrkosten auf Investoren zukommen. Wer für den Netzanschluss eines Projektes bezahlen muss, wird meist im Einzelfall verhandelt.
- Genehmigungen: Genehmigungen müssen oft von Umweltministerium, Landwirtschaftsministerium, lokaler Wasser- und Feuerschutzbehörde und, je nach Standort, noch weiteren Stellen eingeholt werden. Die verschiedenen Ministerien und Behörden sind nicht immer kooperationsbereit. Alle notwendigen Genehmigungen einzuholen kann den Planungsprozess stark verzögern.
- Rechtssicherheit: Da Verfahren sehr langwierig sein können, ist die Rechtssicherheit de facto nicht garantiert.
- Bürokratie: Vielerorts ist die Bürokratie ein Hindernis. Hier gibt es große Unterschiede zwischen den einzelnen Bundesstaaten.

### 7.3. Sollte Indien ein EEG nach deutschem Muster einführen?

Die Einführung eines Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG)<sup>297</sup> in Indien nach deutschem Muster hätte klare Vorteile für die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Indien. Zum einen würde es eine Gesamtstrategie voraussetzen und somit Planungssicherheit gewährleisten. Außerdem würde es zu einer wichtigen Vereinheitlichung des Marktes führen. Im Moment ist der erneuerbare Energienmarkt in Indien eine Ansammlung von Regionalmärkten. Manche Bundesstaaten, wie z.B. Gujarat, bieten ein attraktives Umfeld für fast alle Typen von erneuerbaren Energien. Andere setzen auf einzelne Technologien. Manche Bundesstaaten, wie z.B. die Staaten des Nordostens und die kleineren Staaten wie Goa oder Pondicherry, haben keine ausformulierte Politikrichtlinie. Manche Beobachter sehen darin einen gesunden Wettbewerb unter den Staaten um Investoren. In der Realität ist es aber bisher einfach nur ein Markteintrittshindernis: Wenn Indien als Gesamtmarkt auftreten würde, könnte man im Wettbewerb um internationale Investitionen gegenüber anderen Märkten wie etwa Europa, den USA oder China noch besser bestehen.

Auf der anderen Seite hat die Förderung erneuerbarer Energien nicht die gleiche Bedeutung für Indien wie etwa für Deutschland. Einzelne Technologien sollen dann gefördert werden, wenn sie zur Deckung des Energiebedarfs und der Energiesicherheit an einem bestimmten Standort die besten Erfolgchancen haben. Das ist ein deutlich pragmatischerer Ansatz als der grundsätzliche, welcher der Erstellung des deutschen EEGs zugrunde lag.

Ein EEG wird in Indien zwar immer wieder gefordert, wird aber kaum umsetzbar sein. Dafür gibt es zwei Gründe. Erstens funktioniert Indiens Strommarkt noch nicht als Einheit. Die Flexibilität einzelner Bundesstaaten im Umgang mit der Stromversorgung ist notwendig, um auf die großen, regionalen Unterschiede zu reagieren. Der zweite Grund ist die föderale indische Konstitution, die den einzelnen Bundesstaaten im Bereich der Stromversorgung und – gerade bei der Festsetzung von Einspeisetarifen – einen hohen Grad an Autonomie gewährt.

Die Zentralregierung hat dennoch wichtige Gestaltungsmöglichkeiten, welche sie auch nutzt. Sie kann rechtliche Rahmenbedingungen vorgeben, die in den Bundesstaaten dann im Einzelnen ausformuliert und umgesetzt werden müssen. Die Initiativen der Zentralregierung könnten zu einer umfassenden

---

<sup>297</sup> Für eine Erläuterung des EEG, siehe Appendix.

Politikrichtlinie zusammengefasst werden. Das ginge zwar nicht so weit wie das deutsche EEG, wäre aber ein Fortschritt.

Ein Schritt in diese Richtung ist der *Renewable Portfolios Standard (RPS)*. Dieser verpflichtet Energieversorger, einen bestimmten Prozentsatz an Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Auf zentraler Ebene soll 2010 ein neues RPS durch die Regulierungsbehörde für Elektrizität (CERC) verabschiedet werden, welches dann für sämtliche Bundesstaaten verpflichtend gilt. Das zentrale RPS soll dann die jeweiligen bundesstaatlichen RPS ergänzen. Auf Ebene der Bundesstaaten sind die SERCs verantwortlich für die Zusammensetzung des RPS und die damit verbundene Stromerzeugung. Erst vor kurzem haben 10 der 29 Bundesstaaten ein eigenes RPS verabschiedet.

## 7.4. Windenergie

Indien war einer der Pioniere in der kommerziellen Nutzung der Windenergie seit den 1990er Jahren. Ende 2008 belegte das Land weltweit den fünften Platz bei installierter Kapazität hinter den USA, Deutschland, China und Spanien und den dritten Rang bei der Installation neuer Anlagen.<sup>298</sup>

**Tab. 10: Windkraftkapazitäten weltweit (gesamt und neu installiert, in MW, 2008)<sup>299</sup>**

Gesamt			2008		
	MW	%		MW	%
USA	25170	20,8%	USA	8358	30,9%
Deutschland	23903	19,8%	China	6300	23,3%
Spanien	16754	13,9%	Indien	1800	6,7%
China	12210	10,1%	Deutschland	1665	6,2%
Indien	9645	8,0%	Spanien	1609	5,9%
Italien	3736	3,1%	Italien	1010	3,7%
Frankreich	3404	2,8%	Frankreich	950	3,5%
UK	3241	2,7%	UK	836	3,1%
Dänemark	3180	2,6%	Portugal	712	2,6%
Portugal	2862	2,4%	Kanada	526	1,9%
Rest der Welt	16693	13,8%	Rest der Welt	3285	12,1%
Gesamt Top 10	104104	86,2%	Gesamt Top 10	23766	87,8%
Gesamt Welt	120798	100,0%	Gesamt Welt	27051	100,0%

Von den bis Ende 2008 weltweit installierten Windkraftkapazitäten von über 120 GW wurden allein 27 GW im vergangenen Jahr installiert. Die Wachstumsrate lag bei 22%. Indien hatte Ende 2008 mit einer installierten Kapazität von knapp 10 GW einen Weltmarktanteil von 8%. Das Wachstum lag 2008 mit 23% nur hinter dem von China und den USA.<sup>300</sup>

### 7.4.1. Marktpotenzial und Marktgröße

Die Windkraft trägt etwa 70% zur erneuerbaren Energie in Indien bei. Der Erfolg ist auf die Wettbewerbsfähigkeit als Energiequelle und auf staatliche Anreize zurückzuführen. Windkraft wird vor allem nahe der Küstenregion eingesetzt. Tamil Nadu im Süden Indien, hebt sich dabei mit einer installierten Kapazität von 4.305 MW deutlich von den anderen Bundesstaaten ab. Darauf folgen Maharashtra mit 1.939

<sup>298</sup> GWEC, Indian Wind Energy Outlook, 2009

<sup>299</sup> GWEC, Global Wind Report, 2008

<sup>300</sup> GWEC, Global Wind Report 2008, 2008

MW, Gujarat mit 1.567 MW und Karnataka mit 1.328 MW installierter Kapazität (Stand: März 2009).<sup>301</sup> Mit dem von Tulsi Tanti gegründeten Unternehmen Suzlon hat Indien den Windmarktführer in Asien und den drittgrößten Windturbinenhersteller der Welt. In Kombination mit der deutschen Tochter REpower hat Suzlon einen auf die installierte Kapazität bezogenen Weltmarktanteil von 12,3%.<sup>302</sup>

Die Regierung schätzt, dass in Indien insgesamt mindestens 45.195 MW Windkraftpotenzial besteht. Diese Zahl kann sich aufgrund von technischen Verbesserungen und einer stärkeren Nutzung küstennaher Offshore-Ressourcen noch erhöhen. Die Ermittlung des theoretischen Potenzials erfolgte anhand mehrerer Annahmen. Zunächst wurden nur die Regionen berücksichtigt, die eine durchschnittliche Winddichte (*Wind Power Density*, WPD) von 200 W/m<sup>2</sup> in einer Höhe von 50 Metern über dem Erdboden haben. Man ging davon aus, dass 1% des Landes in Indien für die Nutzung von Windkraftanlagen zur Verfügung steht und für die Erzeugung von einem Megawatt etwa 12 Hektar Land benötigt werden. Außerdem wurden technische Erschließungsmöglichkeiten, sowie geographische, ordnungspolitische, demographische und politische Restriktionen berücksichtigt.<sup>303</sup>

Für die Abschätzung des Windpotenzials in Indien ist das CWET verantwortlich, das gleichzeitig das zentrale Institut für Forschungs- und Entwicklungsaufgaben in der indischen Windbranche ist. Mit Hilfe der circa 1.000 in Indien verteilten Messstationen werden Daten gewonnen, deren Auswertung bis 2004 zu einer Identifizierung von 208 geeigneten landgebundenen Standorten führte.<sup>304</sup> Auf der Windkarte wird deutlich, dass die attraktivsten Standorte in den südindischen Staaten Tamil Nadu, Kerala, Karnataka und Andhra Pradesh, sowie in den westindischen Staaten Gujarat, Maharashtra und Rajasthan liegen.

---

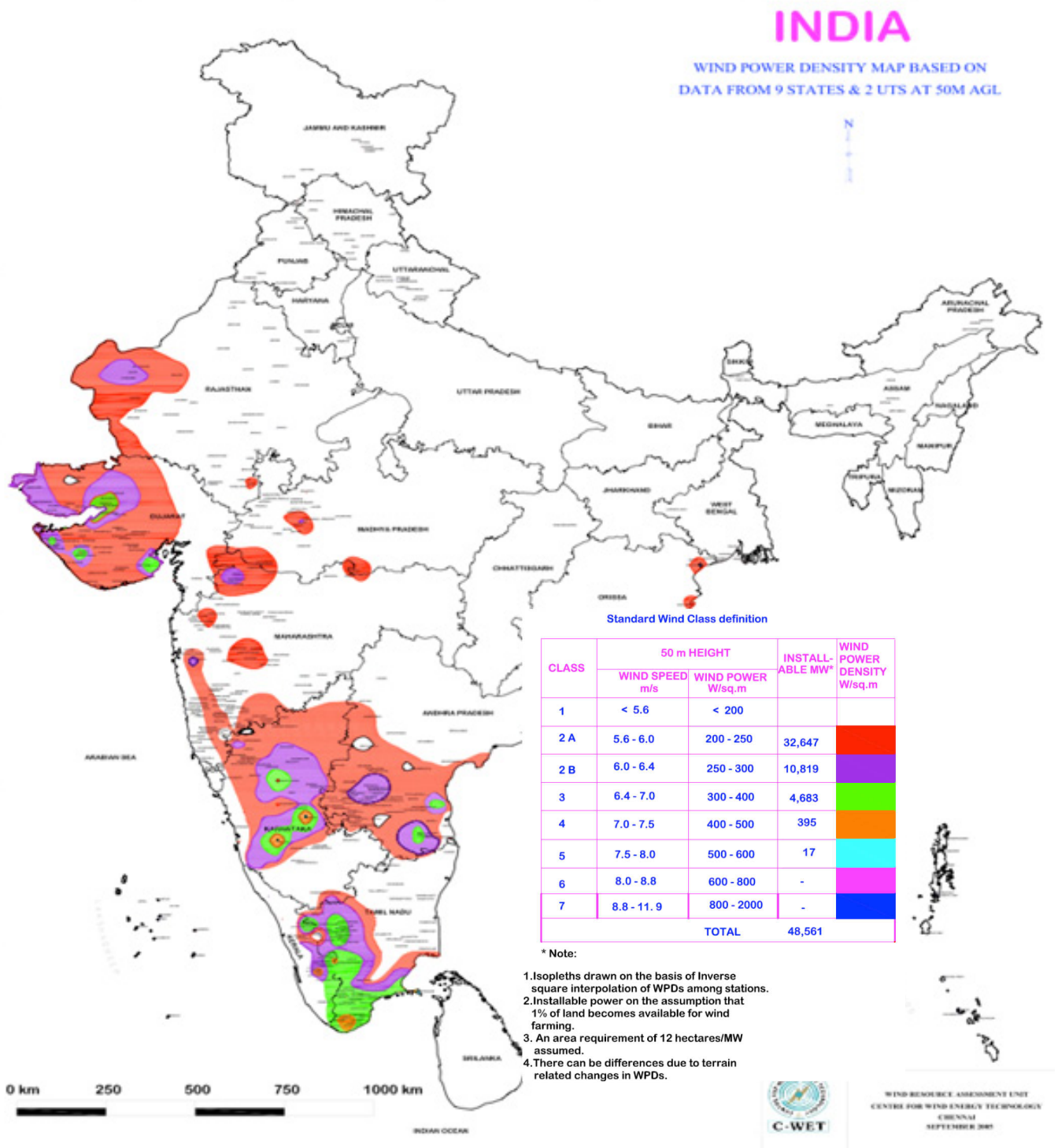
<sup>301</sup> INWEA, Website

<sup>302</sup> Suzlon, Website

<sup>303</sup> GWEC, Indian Wind Energy Outlook, 2009; DENA, Renewables – Länderprofil Indien, 2007

<sup>304</sup> GTZ, TERNA-Studie – Indien, 2007

Abb. 37: Windenergiedichte nach CWET in Indien<sup>305</sup>



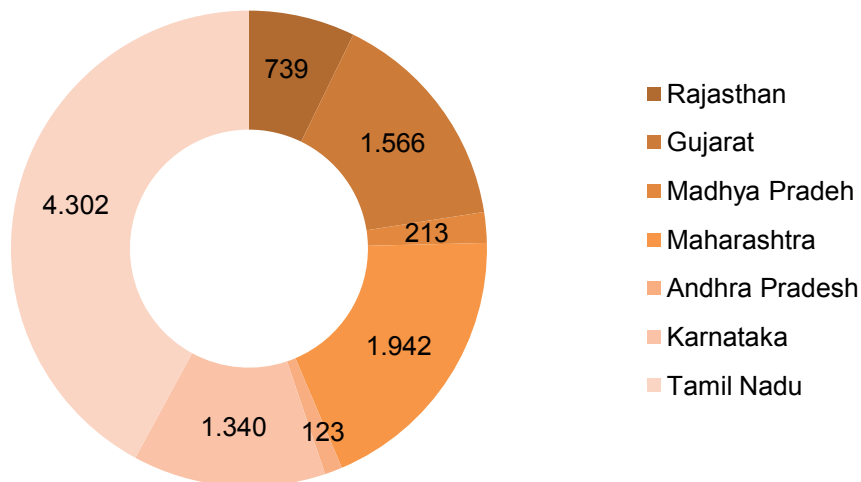
Dem theoretischen Windpotenzial von über 45 GW stand 2007 ein technisches Potenzial von etwa 13 GW gegenüber. Der Grund für diese Diskrepanz ist unter anderem das schlecht ausgebaute Stromnetz, das an vielen Standorten die Einspeisung der Windenergie unmöglich macht. Zusätzlich sorgen Überlastungen und Reparaturen des Netzes dafür, dass selbst angeschlossene Windkraftanlagen in guten Windzeiten stillstehen müssen. Ein weiteres Hindernis zum Ausbau der Windkraft ist das vielerorts schlecht ausgebaute

<sup>305</sup> CWET, Website

Straßennetz.<sup>306</sup>

Bis Ende März 2009 waren in Indien insgesamt 10.224 MW Windkraft installiert. Die Industrie konzentriert sich dabei auf die sieben Bundesstaaten Rajasthan, Gujarat und Maharashtra im Westen, Madhya Pradesh im Landesinneren und Andhra Pradesh, Karnataka und Tamil Nadu im Süden. Tamil Nadu ragt mit 42% Marktanteil deutlich heraus, gefolgt von Maharashtra, Gujarat und Karnataka.

**Abb. 38: Installierte Windkraftkapazität nach Bundesstaaten (in MW, 2009)<sup>307</sup>**



#### 7.4.2. Entwicklung des Windmarktes

In den vergangenen Jahren ist die Windkraft in Indien mit langsam abnehmender Geschwindigkeit gewachsen. Seit 2006 hat sich die installierte Kapazität dabei fast verdoppelt. Zu Beginn des Jahres 2009 erreichte sie 10.224 MW (8.754 MW im März 2008, 7.090 MW in 2007 und 5.341 MW in 2006). Seit dem Jahr 2007 fiel das Wachstum von 32,8% auf 23,5% (2008) und 17,0% (2009).<sup>308</sup> Die durchschnittliche Kapazitätsnutzung der indischen Windkraftanlagen (PLF) ist niedriger als der weltweite Durchschnitt von 30%.<sup>309</sup> Der höchste PLF wurde in Tamil Nadu (26,7%) und Karnataka (26,5%) erreicht. Es folgen Gujarat (23%), Madhya Pradesh (22,5%), Kerala (21,5%) und Rajasthan (21%).<sup>310</sup> Ein wichtiger Grund für die geringen PLFs ist der Förderfokus der Regierung auf installierte Kapazität statt auf erzeugte Leistung.

Die durchschnittliche Turbinenkapazität stieg in den letzten Jahren stetig an.<sup>311</sup> So betrug die durchschnittliche Kapazität einer installierten Windanlage 2000 noch 400 kW; im Jahr 2008 waren es bereits 1 MW. Es wird angenommen, dass die durchschnittliche Anlagengröße bis 2013 auf 1,5 MW ansteigen wird.<sup>312</sup>

<sup>306</sup> DENA, Länderprofil Indien, 2007

<sup>307</sup> Basierend auf: GWEC, Indian Wind Energy Outlook 2009, 2009

<sup>308</sup> GWEC, Global Wind Report 2008, 2008

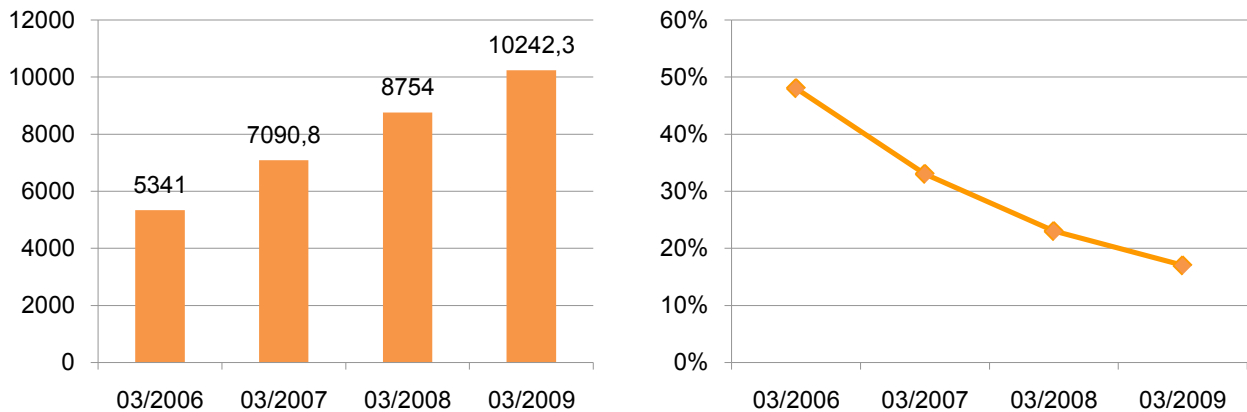
<sup>309</sup> 3rd Renewable Energy India EXPO, Chidambaram/Pachauri, 2009

<sup>310</sup> Daten für 2005 und 2006: Baker&McKenzie, Legal frameworks for renewable energy in India, 2008

<sup>311</sup> GWEC Indian Wind Energy Outlook 2009, 2009

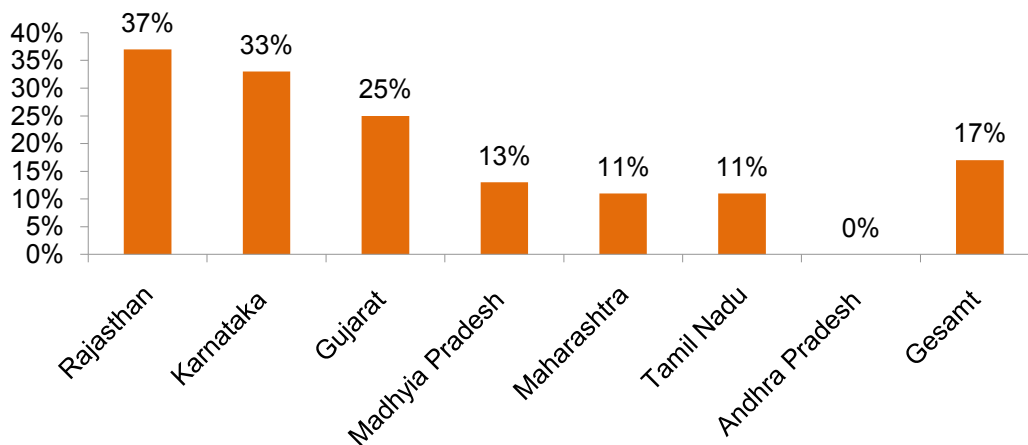
<sup>312</sup> ebd.

**Abb. 39: Installierte Windkraftkapazität und Wachstum in Indien (in MW und %, 2006-2009)<sup>313</sup>**



Überdurchschnittlich schnell ist zwischen 2008 und 2009 die Windkraft in den Staaten Rajasthan (37%), Karnataka (33%) und Gujarat (25%) gewachsen.

**Abb. 40: Wachstum der installierten Windkraftkapazität in den indischen Bundesstaaten (in %, 2008-2009)<sup>314</sup>**



Treiber für ein weiteres Wachstum sind die Vorteile der Windenergie im Sinne der Energiesicherheit und der dezentralen Nutzung sowie steigende Turbinengrößen und PLFs. Im Moment liegt dieser bei 20,5%. Es wird geschätzt, dass der durchschnittliche PLF bis 2011 auf 23% und bis 2026 auf 27,5% ansteigen kann. Auch die Installationskosten pro MW werden vermutlich weiter fallen. In Indien sind die Preise für Windturbinen im Vergleich zum weltweiten Markt günstiger, da die Lohn- und Produktionskosten niedriger sind. 2009 lagen die Kosten bei durchschnittlich INR 53,3 Millionen (€ 761.000) pro MW. 2010 sollen diese auf INR 50 Millionen (€ 714.000) pro MW reduziert werden.<sup>315</sup>

<sup>313</sup> Indian Wind Energy Association, Website

<sup>314</sup> Basierend auf: GWEC, Indian Wind Energy Outlook 2009, 2009

<sup>315</sup> ebd.

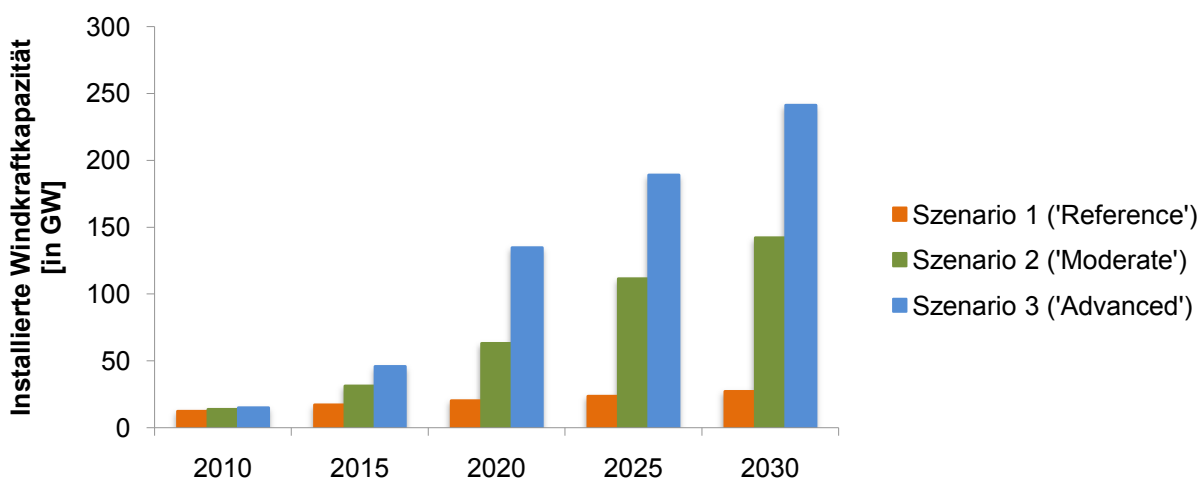
Im Folgenden werden drei unterschiedliche Wachstums-Szenarien betrachtet: ein zurückhaltendes („Reference“, R), ein mittleres („Moderate“, M) und ein optimistisches („Advanced“, A). In den Szenarien wird Indien 2030 zwischen 30 GW und 250 GW installierter Windstromkapazität verfügen.<sup>316</sup>

Das zurückhaltende Szenario (R) basiert auf den Vorhersagen der IEA aus dem Jahr 2007. Dabei werden nur die zu diesem Zeitpunkt geltenden Gesetze und Maßnahmen zur Förderung der Windenergie einbezogen. Zusätzlich wird angenommen, dass weitere Reformen auf dem Energiemarkt folgen, der grenzüberschreitende Energiehandel vereinfacht wird und ergänzende Gesetze gegen die Luftverschmutzung erlassen werden.

Das mittlere Szenario (M) bezieht alle verabschiedeten oder in Planung befindlichen politischen Maßnahmen mit ein, welche die erneuerbaren Energien fördern. Es wird außerdem angenommen, dass die in unterschiedlichen Ländern anvisierten Maßnahmen bezüglich erneuerbarer Energien erfolgreich eingeführt werden.

Das optimistische Szenario (A) setzt eine stark aufstrebende Marktentwicklung voraus. Es wird angenommen, dass alle politischen Maßnahmen zu Gunsten der Windenergie getroffen werden, um beste Voraussetzungen auf dem Markt zu schaffen. Auch wenn die Marktentwicklung nach dem Jahr 2012 schwer vorhersehbar ist, wurde dieses Szenario vor allem deshalb erstellt, um zu zeigen, wie sich dieser Markt in Zeiten des Klimawandels durch politische Förderung entwickeln kann. Sowohl im moderaten als auch im optimistischen Szenario muss davon ausgegangen werden, dass in Zukunft sowohl das absolute als auch das technische Potenzial für Windenergie deutlich höher ist als heute errechnet.

**Abb. 41: Szenarien: Entwicklung der Windkraft in Indien (installierte Kapazität in MW, 2010-2030)**<sup>317</sup>



<sup>316</sup> ebd.

<sup>317</sup> ebd.

Year	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Reference (MW)</b>	12.495	17.119	20.332	23.571	27.325
<b>(GWh)</b>	22.491	34.238	40.665	51.856	65.580
<b>Moderate (MW)</b>	13.741	31.436	63.230	111.432	142.219
<b>(GWh)</b>	24.734	62.873	126.459	245.151	341.325
<b>Advanced (MW)</b>	15.070	45.991	134.828	189.104	241.349
<b>(GWh)</b>	27.127	91.982	269.656	416.028	579.238

Das R-Szenario startet mit einer geschätzten Wachstumsrate von 15,5% in 2009. Diese sinkt dann 2010 auf 6,5% ab und stabilisiert sich bei 3% bis zum Jahr 2016. Bis Ende 2010 prognostiziert das Szenario eine kumulierte Kapazität von 12,5 GW. Bis zum Jahr 2020 erreicht die Windkraft 20,3 GW, die dann bei einer jährlichen Kapazitätssteigerung von ungefähr 800 MW bis 2030 auf 27,3 GW ansteigt. Gleichzeitig zur installierten Kapazität steigt im Szenario auch der PLF, so dass 2030 66 TWh Windstrom erzeugt werden würden.

Im M-Szenario startet die jährliche Wachstumsrate bei 20,7% für 2009. Im folgenden Jahr wird das Wachstum um 2,7 % reduziert und sinkt schrittweise bis 2012 auf 12%. Abschließend wächst die installierte Kapazität um 5% bis 2025. Die installierte Gesamtkapazität beträgt im Jahr 2010 13,7 GW, 2020 63 GW (jährlich 8 GW neue Kapazität) und 2030 über 142 GW (jährlich 6,8 GW neue Kapazität). Mit Hilfe der installierten Kapazität und einem prognostizierten Anstieg des PLF, könnten 2020 durch Windkraft 126 TWh Strom erzeugt werden. Zehn Jahre später wären es sogar 341 TWh.

Das A-Szenario beruht auf der Annahme, dass der Windmarkt sehr schnell wachsen kann. In den ersten beiden Jahren ist die Wachstumsrate bei 25%, sinkt bis 2016 auf 24% und stagniert bei 5% im Jahr 2026. Bis 2010 erreicht die installierte Kapazität 15,1 GW, bis 2020 sind es 134,8 GW und 2030 241,3 GW. So könnte Indien mit Hilfe der Windkraft im Jahr 2020 bereits 270 TWh und 2030 sogar 579 TWh Strom erzeugen.

### 7.4.3. Marktstruktur<sup>318</sup>

Marktführer in Indien ist das heimische Unternehmen Suzlon Energy. Suzlon ist auch der größte Windturbinenhersteller in Asien. ‚Suzlon‘ betreibt unter anderem die in Dhule (Maharashtra) gebaute 1.000 MW-Windfarm. Das Unternehmen besitzt mehrere im Land verteilte Produktionsstätten wie den Standort in Gandhidham (Gujarat) zur Herstellung von Windtürmen oder in Bhuj (Gujarat), wo Windturbinen produziert werden. Dabei produziert Suzlon äußerst wetterbeständige Windturbinen mit einer Leistung von 300 kW bis 2,1 MW.

Vestas RRB India Limited ist Teil der Vestas Wind System A/S, einem dänischen Unternehmen, das bereits im Jahr 1979 mit der Produktion von Windturbinen begann. Das Unternehmen besitzt Produktionsstandorte in über 12 Ländern bei einem Weltmarktanteil von ungefähr 32%. Vestas Wind System stellt Turbinen mit

<sup>318</sup> IIM, Clean Energy in Gujarat, 2009

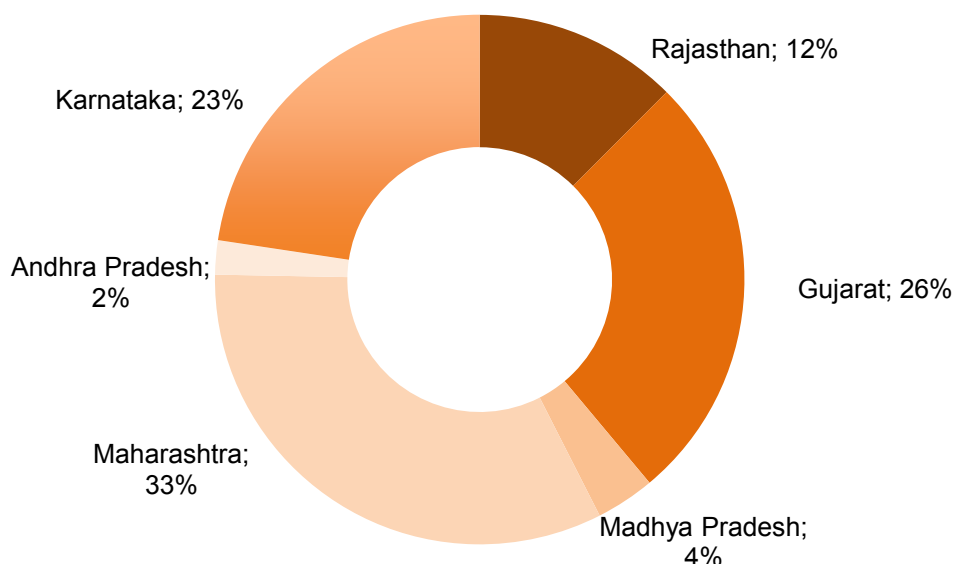
einer Kapazität von 850 kW bis 3 MW her. In Indien wurde das operative Geschäft im Jahr 1987 gestartet. Der Hauptsitz der Produktion liegt in Chennai, wo auch Anlagen mit einer einzigartigen Technik der Winkelregulierung hergestellt werden. Durch diese Technik kann der Winkel der Rotorblätter an den Wind angepasst werden. Bis zum jetzigen Zeitpunkt hat Vestas mehr als 1.500 Windanlagen in Indien installiert.

Enercon (India) Limited ist ein JV zwischen der deutschen Firma Enercon GmbH und der in Indien im Jahre 1995 gegründeten Mehra-Gruppe. Die Enercon GmbH startete 1984 mit dem operativen Geschäft und hat heute einen Weltmarktanteil von 13,3%. Die Enercon (India) Limited produziert getriebelose Windenergieumrichter in Daman und Türme in Sadodar (beide Orte liegen in Gujarat). Zusätzlich verkauft Enercon Turbinen mit einer Kapazität von 330 kW beziehungsweise 800 kW. Darüber hinaus arbeitet Enercon in Indien an der Weiterentwicklung der Turmtechnologie. Mit Hilfe vorgespannter Türme ist es möglich, WEC in einer Nabenhöhe von ungefähr 75 Metern zu installieren, wodurch höhere Leistungen ermöglicht werden. Im Moment testet das Unternehmen Anlagen mit einer Kapazität von über 6 MW an verschiedenen Standorten.

NEG Micon India Private Limited ist eine Tochtergesellschaft des dänischen Mutterkonzerns NEG Micon A/S. In Indien gehört das Unternehmen zu den größten Turbinenherstellern. Produziert werden Turbinen mit einer Kapazität von 750 kW, 950 kW und 1.650 kW.

Das amerikanische Unternehmen GE Wind ist 2002 in den indischen Markt eingestiegen. GE Wind produziert Anlagen mit einer Kapazität von 1,5 MW bis 3,6 MW. In Indien ist der Marktanteil im Vergleich zum Weltmarktanteil von 17,7% noch gering.

**Abb. 42: Marktanteile nach installierter Kapazität für Windkraft in Indien (in %, 2008)<sup>319</sup>**

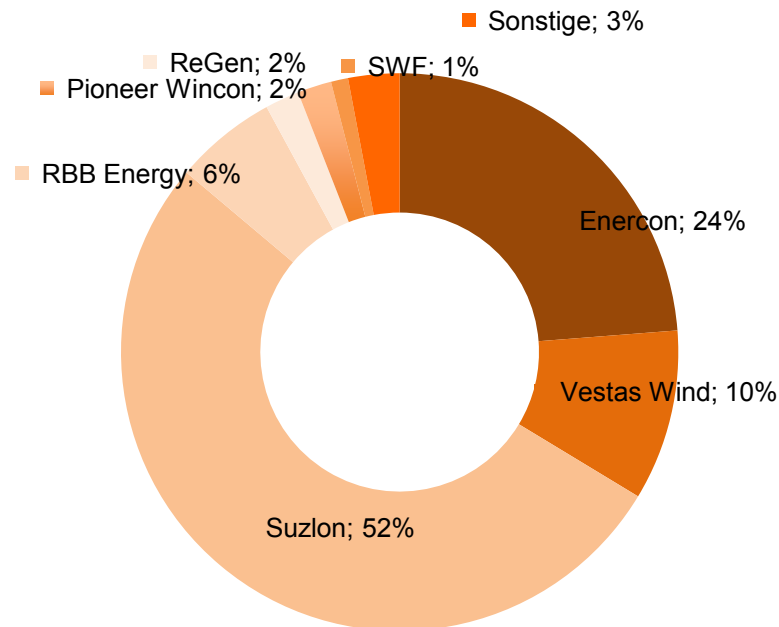


Zur Berechnung der Anteile wird die von den Unternehmen installierte Gesamtkapazität verwendet. Im März 2008 war Suzlon mit einem Marktanteil von 43% klarer Marktführer in Indien. Vestas (Vestas-RRB und Vestas Wind Technology) lag mit einem Marktanteil von 22% auf dem zweiten Platz, gefolgt von Enercon

<sup>319</sup> Basierend auf: Windpowering, 2009

(19%) und NEPC-Micon (4%). GE Wind hatte 2008 mit 21 MW installierter Kapazität noch weniger als 1% Marktanteil. Die restliche Kapazität wurde von einer Vielzahl weiterer Unternehmen, wie NEPC India oder Pioneer Wincon installiert. Bei den zwischen März 2008 bis März 2009 neu installierten Kapazitäten ist die Verteilung ähnlich. Suzlons Dominanz bleibt bestehen; Enercon konnte gegenüber Vestas kräftig aufholen. Beide Unternehmen verfügten zusammen über einen Marktanteil von rund 77%.

**Abb. 43: Marktanteile der Hersteller in Indien nach neu installierter Kapazität in 2008-2009 (in %)**<sup>320</sup>



#### 7.4.4. Wichtige Gesetze und Förderungen

Indien fördert den Ausbau von Windkraft mit einem Bündel von Fördermaßnahmen, die von der Zentral- und den einzelnen Bundesregierungen eingeführt wurden.<sup>321</sup> Durch entsprechende Gesetze wird die Vergütung des Windstroms geregelt. Während es sich bei den Fördermaßnahmen der Zentralregierung in erster Linie um steuerliche Vorteile oder verbilligte Finanzierungsmöglichkeiten handelt, sind die der Bundesstaaten meist direkte Förderungen.<sup>322</sup> Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die verschiedenen staatlichen Fördermaßnahmen für Windenergie.

<sup>320</sup> Basierend auf: Neue Energie, Deutsche Windtechnik, 2009

<sup>321</sup> Astrid Aretz, Potenzialanalyse und Bewertung des Umweltnutzens der windtechnischen Stromerzeugung in China und Indien, 2002

<sup>322</sup> GTAI, Indien setzt beim Ausbau der Windenergie auf privates Engagement, 2008

<sup>322</sup> GTZ, TERNA-Studie – Indien, 2007

Tab. 11: Staatliche Fördermaßnahmen für Windenergie in Indien (2009)

Staaten	Einspeisetarif (pro kWh) <sup>323</sup>	Tarif-anpassung <sup>324</sup>	Renewable Portfolio Standard, RPS (% pro Jahr) <sup>325</sup>	Kapital-subvention <sup>326</sup>	Banking <sup>327</sup>	Wheeling <sup>328</sup>	Weitere Anreize <sup>329</sup>
Tamil Nadu	INR 3,39 (€ 0,05)	0 (Fix seit 5 Jahren)	10% (08/09); 13% (09/10); 14% (10/11)		5% über 12 Monate	5%	
Gujarat	INR 3,37 (€ 0,05)	0	2% (08/09)		monatliche Abmachung	4%	Stromsteuer-befreiung bis zu 30%
Rajasthan	INR 4,28-4,50 (€ 0,06)	+ INR 0,02 pro Jahr seit 10 Jahren	5% (08/09)		3 Monate	10%	Stromsteuer-befreiung für 5 Jahre
Karnataka	INR 3,40 (€ 0,05)	0	2% (08/09)	max. INR 2,5 Millionen (€ 35.700)	2% pro Monat über 12 Monate	2%	Stromsteuer-befreiung für 5 Jahre
Madhya Pradesh	INR 4,03 (€ 0,06)	variable Erhöhung seit 20 Jahren	5% (08/09); 6% bis 2011	wie bei anderen Industriezweigen	erlaubt	2%	
West Bengal	INR 4,00 (€ 0,06)	0	8% (08/09)		6 Monate	INR 0,30 pro kWh (€ 0,004)	
Kerala	INR 3,14 (€ 0,04)	Fix seit 20 Jahren	5% (08/09)		9 Monate	0%	
Maharashtra	INR 3,50 (€ 0,05)	+ INR 0,15 pro Jahr seit 15 Jahren	6% (08/09)	max. 30% oder INR 2,0 Millionen (€ 28.600)	12 Monate	7%	
Andhra Pradesh	INR 3,50 (€ 0,05)	0	5% (08/09)	max. 20% oder INR 2,5 Millionen (€ 35.700)	nicht erlaubt	5%	Gewerbestatus

#### 7.4.4.1. Einspeisetarife

Die Einspeisetarife unterscheiden sich je nach Region, genutzter Technologie und installierter Kapazität. Auf zentraler Ebene hat das MNRE am 23. Juli 2008 Regelungen zu den Vergütungstarifen für die Netzeinspeisung von Windkraft verabschiedet. Das MNRE bietet über die Finanzinstitution IREDA einen Zuschlag auf den von den Bundesstaaten veranschlagten Einspeisetarif in Höhe von INR 0,50 (€ 0,01) pro kWh an. Der Zuschlag gilt für Projekte über 5 MW. Ein Projektentwickler, der diesen Zuschlag annimmt, kann nicht gleichzeitig vom ebenfalls angebotenen beschleunigten Abschreibungsverfahren Gebrauch machen. Der Vergütungspreis für Windstrom liegt in den verschiedenen Bundesstaaten zwischen INR 3,14-4,50 (€ 0,04-0,06) pro kWh. Die attraktivsten Tarife bieten Rajasthan (INR 4,28-4,50 pro kWh) und Madhya Pradesh (4,03) an, gefolgt von Westbengalen (4,00) sowie Maharashtra (3,50) und Andhra Pradesh (3,50). Karnataka, Tamil Nadu, Gujarat und Kerala bieten ein Vergütungssatz unter INR 3,50 pro kWh.<sup>330</sup>

<sup>323</sup> GWEC, Indian Wind Energy Outlook 2009, 2009

<sup>324</sup> ebd.

<sup>325</sup> ebd.

<sup>326</sup> GTZ, TERNA-Studie – Indien, 2007

<sup>327</sup> MNRE, Website

<sup>328</sup> GWEC, Indian Wind Energy Outlook 2009, 2009

<sup>329</sup> GTZ, TERNA-Studie – Indien, 2007

<sup>330</sup> Baker&McKenzie, Legal frameworks for renewable energy in India, 2008

#### **7.4.4.2. Renewable Portfolio Standard (RPS)**

Tamil Nadu mit seinem großen Windkraftpotenzial hat den ambitioniertesten RPS. Im Finanzjahr 2008-2009 lag er bei 10%, bis 2011 sollen es 14% sein. An zweiter Stelle folgt Westbengalen mit 8%. In Rajasthan, Madhya Pradesh, Kerala und Andhra Pradesh liegt die Quote bei 5%; und in Gujarat und Karnataka bei 2%.<sup>331</sup> Die tatsächliche Umsetzung des RPS wird allerdings noch nicht eingefordert.

#### **7.4.4.3. Kapitalsubventionen**

Subventionen werden sowohl auf zentraler als auch auf bundesstaatlicher Ebene angeboten. Zur Förderung auf zentraler Ebene gehören die Investitions- und Zinssubventionen in Form zinsbegünstigter Kredite. Auf Ebene der Bundesstaaten werden Kapitalsubventionen angeboten, die einen Teil der Investorenkosten decken. Ausgenommen sind die Bundesstaaten Westbengalen, Rajasthan, Tamil Nadu, Gujarat und Kerala. Den höchsten Zuschuss bieten Andhra Pradesh und Karnataka mit einer Kapitalbeteiligung von bis zu INR 2,5 Millionen (circa € 35.700) und maximal 20% an den Projektkosten. In Maharashtra werden bis zu 30% der Projektkosten bis zu einer Obergrenze von INR 2 Millionen (€ 28.600) geboten. In Madhya Pradesh werden ebenfalls Kapitalsubventionen angeboten. Diese orientieren sich in der Höhe an anderen Industriezweigen.<sup>332</sup>

#### **7.4.4.4. ‚Banking and Wheeling‘**

‚Banking und Wheeling‘ wird auf bundesstaatlicher Ebene geregelt. Beim ‚Banking‘ kann der Stromerzeuger überschüssigen Strom an lokale Stromversorger zum Weiterverkauf liefern. Der Lieferant darf zusätzlich innerhalb eines bestimmten Zeitraums nach Bedarf eine ebenso große Energiemenge aus dem Netz beziehen. Der für den Transferausgleich gültige Zeitraum ist von Bundesstaat zu Bundesstaat unterschiedlich. In Karnataka, Maharashtra und Tamil Nadu ist das ‚Banking‘ über einen Zeitraum von 12 Monaten erlaubt. In Tamil Nadu gilt die Zusatzbeschränkung, dass eine Gebühr von 5% fällig wird. In Karnataka wird eine Zusatzgebühr in Höhe von 2% pro Monat erhoben. In Kerala ist das ‚Banking‘ über einen Zeitraum von 9 Monaten erlaubt. Westbengalen beschränkt sich auf sechs Monate; Rajasthan auf drei Monate. Im Bundesstaat Gujarat wird das ‚Banking‘ mit Hilfe monatlicher Abmachungen geregelt. In Madhya Pradesh ist es ebenfalls möglich, den erzeugten Strom weiter zu verkaufen beziehungsweise eine ebenso große Menge aus dem Netz zu beziehen (jedoch ohne festgeschriebene Restriktionen).<sup>333</sup> Andhra Pradesh ist der einzige Windstrom generierende Bundesstaat, in dem das ‚Banking‘ noch nicht erlaubt ist.<sup>334</sup>

Das ‚Wheeling‘ ermöglicht einen vergünstigten Stromtransport über das Verbundnetz. Außerdem wird das Transportentgelt als Prozentsatz des Stroms physisch in Rechnung gestellt. Bei einem ‚Wheeling‘-Satz von 5% (zum Beispiel in Tamil Nadu oder Andhra Pradesh), sind 100% der vertraglichen Menge einzuspeisen, jedoch gibt der Netzbetreiber nur 95% davon weiter. Der ‚Wheeling‘-Satz in Rajasthan liegt derzeit bei 10%, in Maharashtra bei 7%, in Gujarat bei 4% und in Karnataka und Madhya Pradesh bei 2%.<sup>335</sup>

#### **7.4.4.5. Importzölle**

Auf zentraler Ebene ermöglicht die indische Regierung den zollbegünstigten Import bestimmter Anlagenkomponenten. Bei speziellen Kugellagern, Getrieben und Windturbinenreglern wie auch auf Windgeneratoren mit einer Kapazität von bis zu 30 kW wird eine Zollgebühr von nur 5% erhoben. Nach dem

<sup>331</sup> GWEC, Indian Wind Energy Outlook 2009, 2009

<sup>332</sup> GWEC, Indian Wind Energy Outlook 2009, 2009

<sup>333</sup> GTZ, TERNA-Studie – Indien, 2007

<sup>334</sup> ebd.

<sup>335</sup> ebd.

Import ist der Weiterverkauf der Generatoren für einen Zeitraum von zwei Jahren untersagt. Die zur Herstellung von Rotorblättern benötigten Rohstoffe oder die zur Instandhaltung benötigten Bauteile werden ebenfalls mit einer Zollgebühr von 5% versteuert. Der Import einer Bremshydraulik oder eines Sensors wird mit einer Zollgebühr von 25% belegt.<sup>336</sup> Die Zollregelungen werden durchgängig überprüft, um zu jedem Zeitpunkt die Einfuhr der besten auf dem Markt erhältlichen Technologie zu ermöglichen.

#### 7.4.4.6. Abschreibungen und Steuerliche Anreize

Im ersten Jahr nach der Installation von Windkraftanlagen ist eine beschleunigte Abschreibung zu Steuerzwecken möglich. So können bis zu 80% der mit dem Projekt verbundenen Kapitalkosten abgeschrieben werden.<sup>337</sup> Viele Produkte der Windenergie sind von der Mehrwertsteuer befreit. Auf Ebene der einzelnen Bundesstaaten wird ein Aufschub der Stromverkaufssteuer angeboten, um die Windkraft zu fördern.<sup>338</sup> Zusätzlich sind sämtliche Erträge aus einer Windkraftanlage über die ersten 10 Jahre von der Steuer befreit. Von der Verbrauchsteuer sind vor allem spezielle Geräte und Bauteile regenerativer Energieanlagen befreit, wodurch indirekte Steuervorteile gewährt werden.<sup>339</sup>

#### 7.4.4.7. Weitere Anreize

Zusätzlich zu den oben genannten Anreizen zur Unterstützung der Windenergie existieren in Indien weitere Fördermaßnahmen. Auf zentraler Ebene wird der kostenlose Anschluss eines Windparks an das staatliche Stromnetz ermöglicht.<sup>340</sup> Des Weiteren wird die Stromweiterleitung durch das Netz staatlich erleichtert. Durch die Gründung der IREDA wurde die Vergabe von Krediten zu günstigen Konditionen ermöglicht.<sup>341</sup> Auch der CDM kann einen wichtigen Beitrag zum Erfolg eines Projektes leisten. Bis zum August 2009 befanden sich über 300 indische CDM-Projekte in Planung, welche eine Windkraftleistung von mehr als 5,6 GW liefern sollen. In einem weltweiten Vergleich zu geplanten Projekten wird Indien nur von China (mit 371 Projekte) übertroffen.<sup>342</sup> CDM-Projekte werden im Windbereich allerdings oft nicht bewilligt, da die Kriterien des technologischen Mehrwerts und der finanziellen Notwendigkeit immer seltener erfüllt sind.

#### 7.4.5. Wichtige Projekte (abgeschlossen und geplant)

Wie bisher soll auch in Zukunft der Ausbau der Windkraft größtenteils über private Investoren erfolgen. Die indische Regierung beschränkt sich dabei auf die politische Flankierung.<sup>343</sup>

Die indische Bahngesellschaft ‚Indian Railways‘ setzt in Zukunft bei der Elektrifizierung ihrer Schieneninfrastruktur auf Windenergie. Im laufenden Fünfjahresplan sollen 3.500 km des insgesamt 110.000 km langen Schienennetzes durch Oberspannungsleitungen mit Windstrom versorgt werden. Zusätzlich soll in der Nähe der südindischen Metropole Chennai ein 10-MW-Windpark errichtet werden.

Anfang 2008 hat die in Hongkong ansässige CLP Holdings angekündigt, zwei Windparks in den Bundesstaaten Gujarat und Karnataka zu errichten. Die beiden Windfarmen mit Leistungen von 100 MW und 82 MW sollen bis Ende 2010 den Betrieb aufnehmen. Nach Brancheninformationen plant die deutsche Epuron Energy, bis 2012 mehrere 550-MW-Windparks in Indien zu bauen.<sup>344</sup>

---

<sup>336</sup> Windpowering, Website

<sup>337</sup> MNRE, Website

<sup>338</sup> GTZ, TERNA-Studie – Indien, 2007

<sup>339</sup> Baker&McKenzie, Legal frameworks for renewable energy in India, 2008

<sup>340</sup> GTAI, Indien setzt beim Ausbau der Windenergie auf privates Engagement, 2008

<sup>341</sup> GTZ, TERNA-Studie – Indien, 2007

<sup>342</sup> GWEC, Indian Wind Energy Outlook 2009, 2009

<sup>343</sup> GTAI, Indien setzt beim Ausbau der Windenergie auf privates Engagement, 2008

<sup>344</sup> ebd.

Des Weiteren plant TATA Power, seine Windkapazitäten bis 2011 von 200 MW auf 500 MW auszubauen. Der Gigant Reliance Energy plant mehrere Kleinprojekte mit rund 8,5 MW im südwestlichen Bundesstaat Karnataka.<sup>345</sup> NHPC Limited, der größte Wasserkraftbetreiber des Landes, errichtet momentan einen 100-MW-Windpark in Madhya Pradesh. Die GAIL ist auf der Suche nach geeigneten Flächen für vier kleine Windkraftprojekte mit einer Gesamtkapazität von rund 20 MW.<sup>346</sup> Darüber hinaus kündigte die staatliche NLC ein 50-MW-Projekt in der südindischen Hafenstadt Tuticorin an. Der dadurch erzeugte Strom soll das Netz eines im Bau befindlichen Braunkohle-Tagebaus versorgen. Die ONGC verfolgt deutlich größere Ziele.<sup>347</sup> Für den Anfang werden US\$ 123 Millionen in ein 50-MW-Projekt in Gujarat sowie kleiner Windkraftanlagen in Karnataka investiert. Bis zu 2.000 MW will der staatliche Erdölkonzern überwiegend im Bundesstaat Gujarat installieren.<sup>348</sup>

#### **7.4.6. Marktchancen für deutsche Unternehmen**

Indiens Windindustrie wird internationalen Unternehmen weiterhin attraktive Marktmöglichkeiten bieten. Zusätzlich zum Kapazitätswachstum werden in den nächsten Jahren viele veraltete Anlagen durch moderne ersetzt und an existierenden Standorten kleinere Anlagen durch größere ersetzt („Re-Powering“).<sup>349</sup> Indien könnte auch ein interessanter Markt für den Weiterverkauf und die Installation von in Deutschland abgebauten älteren Anlagen werden. Bei einer Küstenlänge von 7000 km und dem an den Küsten vorhandenen Energiepotenzial wird die Installation von „Offshore“-Anlagen eine wichtige Rolle spielen. Interessante Geschäftsfelder bestehen entlang der gesamten Wertschöpfungskette: Von der Investition in Windkraft, der Projektentwicklung, der Wartung und dem Monitoring bis hin zur Entsorgung alter Anlagen. Das Engagement privater Investoren (nationale und internationale) soll in Zukunft durch geregelte Einspeisevergütungen erhöht werden.<sup>350</sup> Ihr Interesse soll durch das niedrige Investitionsrisiko erhöht werden. Durch die Senkung der Importzölle wachsen auch die Marktchancen deutscher Teilelieferanten. Der Bedarf an Projektentwicklern wird in Indien vor allem durch die steigende Zahl an Windkraftprojekten erhöht. Im Bereich der Herstellung muss man aber beachten, dass immer mehr asiatische Unternehmen in die Produktion von Windturbinen und Komponenten einsteigen. Der Konkurrenzdruck wird sich aber innerhalb der Wertschöpfungskette unterscheiden. Während die Produktion von Rotorblättern und Getrieben ein großes Know-how und langjährige Erfahrung erfordert, sind die Eintrittsbarrieren für den Einstieg in die Turmherstellung niedriger.<sup>351</sup> Auch für die Hersteller von Ausrüstung für Windkraftanlagen ist der indische Markt attraktiv. Die indische Elecon Engineering Company hat angekündigt, ab 2009 Getriebegehäuse für Windturbinen mit einer Leistung von bis zu 600 kW zu fertigen. Elecon beziffert den Investitionsbedarf für die Produktionsstätte auf INR 1 Milliarde (€ 14 Millionen). Bis vor kurzem musste ein Großteil der Getriebegehäuse aus dem Ausland bezogen werden.<sup>352</sup>

### **7.5. Solarenergie**

Indien ist geradezu prädestiniert für die Nutzung von Solarenergie. Im Durchschnitt hat das Land 300 Sonnentage im Jahr und es gibt viele wüstenähnliche, ungenutzte Flächen (besonders in den

---

<sup>345</sup> Neue Energie, Deutsche Windtechnik, 2009

<sup>346</sup> ebd.

<sup>347</sup> ebd.

<sup>348</sup> ebd.

<sup>349</sup> GWEC, Indian Wind Energy Outlook 2009, 2009

<sup>350</sup> GTA, Indien setzt beim Ausbau der Windenergie auf privates Engagement, 2008

<sup>351</sup> DCTI, Windenergie – Studienband 2, 2009

<sup>352</sup> GTAI, Indien setzt beim Ausbau der Windenergie auf privates Engagement, 2008

Bundesstaaten Rajasthan und Gujarat). Solarenergie könnte ein wichtiger Energieträger werden der sowohl eine bessere Energieversorgung (besonders in entlegenen Gebieten, für die Insellösungen sinnvoller als ein Netzanschluss sind), als auch eine höhere geostrategische Energiesicherheit ermöglicht. Obwohl Indien bereits eine starke Industrie in der Herstellung von Solarzellen hat, wurde Solarenergie generell bisher nur sehr wenig eingesetzt. Mit der im November 2009 verabschiedeten *Jawaharlal Nehru National Solar Mission* (JNNSM), die Farooq Abdullah als „historisch und transformativ“<sup>353</sup> beschrieben hat, soll sich das grundlegend ändern. Indien will bis 2022 eines der führenden Solarländer werden. Das betrifft sowohl die Energiegewinnung wie auch die Herstellung von Komponenten und die Forschung und Entwicklung. Noch sieht die Realität allerdings anders aus: Die ans Netz angeschlossene installierte Solarstromkapazität erreichte Ende 2009 noch keine 3 MWp. Weitere 30 MWp sind in Form von Insellösungen installiert.<sup>354</sup>

### 7.5.1. Indiens Potenzial für Solarenergie

Die Regierung schätzt das Potenzial der Solarenergie in Indien auf 600 GWp, viermal so viel wie die gegenwärtige gesamte Stromerzeugungskapazität des Landes (153 GW). Insgesamt erhält der indische Subkontinent Sonnenenergie von ungefähr 5.000 Billionen kWh pro Jahr. Die meisten Landstriche liegen dabei zwischen 4 und 7 kWh pro Quadratmeter pro Tag. Das von TERI im Auftrag der *National Knowledge Commission* (NKC) aufgesetzte *India Energy Portal* (IEP) schätzt, dass circa 12,5% der Landmasse (413.000 Quadratkilometer) theoretisch für die Sonnenenergie genutzt werden können<sup>355</sup>.

Aufgrund des Monsuns gibt es vielerorts erhebliche saisonale Schwankungen in der Lichteinstrahlung. Wie auf der Karte für Solarenergie zu erkennen ist, liegen die Regionen mit der höchsten Sonneinstrahlung im Westen (die Tharwüste in Rajasthan), im Norden (Ladakh auf dem tibetanischen Hochplateau) und im Süden (an der Küste Tamil Nadus).

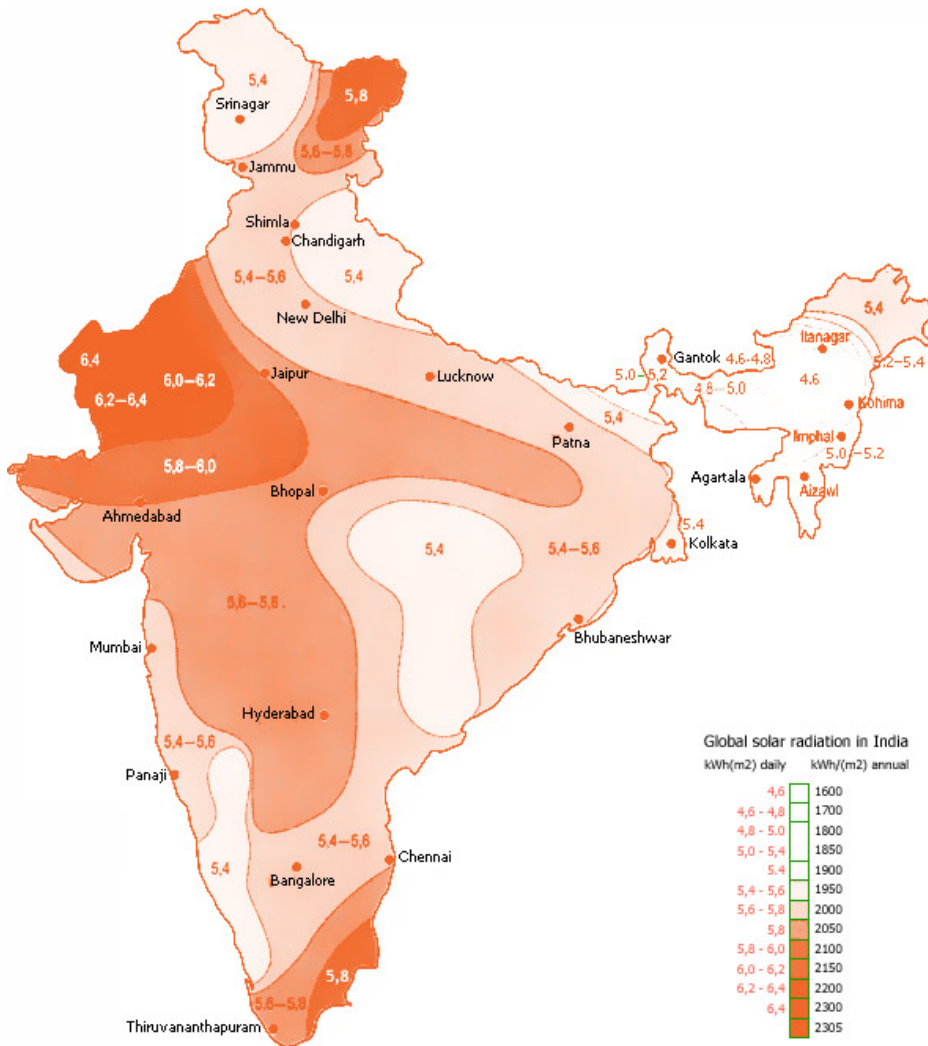
---

<sup>353</sup> MNRE, Offizielle Regierungserklärung zur Jawaharlal Nehru National Solar Mission, Website

<sup>354</sup> Handelsblatt, Indien setzt auf Solarenergie, 19.08.2009

<sup>355</sup> IEP, Website

Abb.44: Karte der Sonnenstrahlung in Indien (in kWh pro m<sup>2</sup> pro Tag)<sup>356</sup>



### 7.5.2. Existierende Projekte

Solarprojekte mit Netzeinspeisung sind noch sehr rar. Im Januar 2008 hat die indische Regierung eine Richtlinie für Einspeisetarife in Höhe von INR 12 (€ 0,17) je kWh für PV und INR 10 (€ 0,14) je kWh für solarthermische Projekte verabschiedet. Die Tarife gelten für 10 Jahre und bis zu einer (nicht erreichten) Gesamtkapazität aller Projekte von 50 MWp. Umgesetzt werden sollten die Tarife von den einzelnen Bundesstaaten. In kurzer Zeit wurden Absichtserklärungen in Höhe von bis zu 5.000 MWp unterzeichnet, allerdings wurden keine Anlagen gebaut. Ende 2009 sind 3 nur MWp in Westbengalen und Karnataka installiert. Laut MNRE befinden sich Projekte mit einer Gesamtleistung von 220 MWp in Entwicklung.<sup>357</sup>

### 7.5.3. Hindernisse

Es gibt eine Reihe von Gründen, weshalb die Umsetzung von Solarenergie in Indien noch nicht erfolgreich war. Wichtigste Hindernisse sind die für die meisten erneuerbaren Energien geltenden Schwierigkeiten, Land zu erwerben und alle Genehmigungsverfahren erfolgreich zu durchlaufen. Im Falle der Solarenergie

<sup>356</sup> Reflexenergy, Website

<sup>357</sup> Handelsblatt, Indien setzt auf Solarenergie, 19.08.2009

sind diese im Moment wohl noch stärker ausgeprägt, da es bisher kaum erfolgreiche Beispiele gibt, die eine Routine hätten etablieren können.

Das wichtigste technologiespezifische Hindernis ist, dass die Preise für Solarmodule noch zu hoch sind (bzw. die gebotenen Einspeisetarife zu gering). Im Augenblick ist es schwer für Anbieter, das notwendige Fremdkapital über den Verkauf von Solarstrom zu finanzieren. Zwar bieten chinesische Anbieter Module für 50-80% der Kosten europäischer oder amerikanischer Hersteller an. Diese Module haben allerdings keine Garantie und sie sind oft qualitativ nicht hochwertig genug, um über 10-20 Jahre zu bestehen. Interessante Geschäftsmodelle entstehen ungefähr ab einem Preis von ca. INR 150 (€ 2,14) pro Watt und einem Einspeisetarif von mehr als INR 15 (€ 0,21) pro kWh.<sup>358</sup>

#### 7.5.4. Indische Unternehmen

Im Jahr 2009 stellten indische Hersteller insgesamt Solarmodule für etwa 700 MWp her. Fast die gesamte Produktion wurde exportiert. Die wichtigsten Hersteller sind: Moser Baer, XL Telecom & Energy, BHEL und KSK Energy Ventures. Es gibt noch keine heimische Herstellungskapazität für solarthermische Kraftwerke. Unter einem besonderen Förderprogramm für Hersteller von PV Komponenten (*Special Incentive Package Scheme*, SIPS) werden eine Reihe von Unternehmen, die in neue Produktionskapazitäten investieren wollen, gefördert. Dazu gehören: Titan Energy Systems, Reliance Energies, TATA BP Solar, PV Technologies India, KSK Surya PV Ventures, Signet Solar, Indo-Solar, Solar Semiconductors, TF Solar Power, Lanco Solar, EPV Solar, und Bhaskar Solar. Signet Solar plant eine 300 MWp Produktionsstätte für Dünnschichtmodule in Tamil Nadu. Titan Energy plant eine 500 MWp-Fabrik. KSK Surya PV Ventures will in den kommenden Jahren Herstellungskapazitäten in Höhe von 50 bis 700 MWp schaffen. TATA BP Solar will seine Kapazität auf insgesamt 300 MWp ausbauen. TF Solar Power will € 340 Millionen in die Produktion von Dünnschichtmodulen und Lanco Solar € 640 Millionen in die Produktion von Solarmodulen investieren. Ohne SIPS-Förderung planen die staatlichen Unternehmen Bharat Electronics und BHEL eine gemeinsame 250 MWp PV Produktion und ONGC eine 60 MWp Produktion.<sup>359</sup>

#### 7.5.5. Solar Mission (Jawaharlal Nehru National Solar Mission, JNNSM)<sup>360</sup>

Die am 23. November 2009 verkündete ‚Solar Mission‘ soll Indien im Bereich Solarenergie zu einem Weltmarktführer machen. Es sollen in drei Phasen bis 2022 insgesamt 20 GW installiert werden. Man erwartet, dass mit einem solchen Ausbau die Kosten für Solarenergie durch Entwicklungs- und Skaleneffekte so stark fallen werden, dass gegen Ende der ‚Solar Mission‘ Netzparität in Indien erreicht werden kann. Bis 2030 soll Solarstrom mit der Energieerzeugung aus Kohle, dem billigsten Energieträger in Indien, wettbewerbsfähig sein. Im Augenblick liegen die Kosten pro kWh Solarenergie noch bei INR 13-19 (€ 0,19-0,27)<sup>361</sup>. Bis 2022 sollen die Kosten auf INR 4-5 (€ 0,06-0,07) fallen.

Um dieses Ziel zu erreichen, will der Staat bis 2012 INR 200 Milliarden (€ 2,9 Milliarden) und bis 2039 € 13,5 Milliarden in die Solarenergie investieren. Der größte Anteil davon soll in staatliche Förderprogramme gehen (€ 12 Milliarden). € 650 Millionen sollen in öffentliche Pilotprojekte, € 700 Millionen in neue

---

<sup>358</sup> Interviews mit Industrie-Experten

<sup>359</sup> Neue Energie, Ende der Sonnenfinsternis, September 2009

<sup>360</sup> Jawaharlal Nehru National Solar Mission: Towards Building a Solar India. Der Text kann von der Website des MNRE heruntergeladen werden.

<sup>361</sup> Die Angaben in der Solar Mission sind enger gefasst als die von ‚Solar India Online‘ (siehe Kapitel 7.1), unterscheiden aber nicht nach Solarthermie und PV.

Forschungseinrichtungen und € 170 Millionen in die Errichtung von solarbetriebenen Straßenbeleuchtungen in ländlichen Regionen investiert werden.<sup>362</sup>

Die ‚Solar Mission‘ sieht einen Ausbau der Solarkapazität (Solarthermie und PV) in drei Phasen vor:

- Bis 2012 (Ende des jetzigen, 11. Fünfjahresplans): 1.000 MW
- Bis 2017 (Ende des 12. Fünfjahresplans): 4.000 - 10.000 MW
- Bis 2022 (Ende des 13. Fünfjahresplans): 20.000 MW (oder mehr)

Für die erste Phase der Mission wurden bereits 1.100 MW Solarkapazität (sowohl solarthermisch als auch PV) für die Netzeinspeisung und 200 MW für nicht-netzgebundene Projekte von der Regierung genehmigt. Die ‚Solar Mission‘ fördert auch den Einsatz von PV-Dachmodulen. Diese können ebenfalls vom neuen Einspeisetarif Gebrauch machen. Zuständiger Ansprechpartner ist in diesem Fall nicht die *NTPC Vidyut Vyapar Nigam* (VVNP), sondern direkt das jeweilige SEB.

### 7.5.6. Anreize

Der Ausbau von Solarenergie soll durch verschiedene Anreiz- und Regulierungsmaßnahmen erreicht werden. Die genaue Ausgestaltung der einzelnen Maßnahmen muss allerdings noch vorgenommen werden.

- Einspeisetarife<sup>363</sup>: Es gibt noch keine klare, einheitliche Regelung für Einspeisetarife. Die ‚Solar Mission‘ verweist auf die CERC, die für die Festlegung von Einspeisetarifen verantwortlich ist. Einzelne Bundesstaaten haben vor der ‚Solar Mission‘ eigene Initiativen auf den Weg gebracht. In Gujarat gilt nach wie vor der Einspeisetarif von INR 13 (€ 0,19) für Anlagen zwischen 5-500 MW. Der Tarif ist für die ersten 12 Jahre gültig. Rajasthan bietet einen Einspeisetarif von INR 15,78 (€ 0,23) an. In Westbengalen ist der Einspeisetarif bei INR 10 (€ 0,14) für eine Laufzeit von 20 Jahren. Ein neuer nationaler Solar-Tarif soll von der CERC entwickelt werden und dann von den SERCs auf bundesstaatlicher Ebene umgesetzt werden. Dieser Tarif soll bestimmten Richtlinien folgen: Die Höhe soll sich aus den Kapitalkosten der einzelnen Technologien (unterschiedlich für verschiedene Technologien wie PV oder Solarthermie) und einem internen Zinsfluß (*Internal Rate of Return*, IRR) von 19% errechnen. Für das Finanzjahr 2009-2010 gibt CERC die Kapitalkosten für PV-Anlagen mit INR 180 Millionen (€ 2,57 Millionen) pro MW und für solarthermische Anlagen mit INR 130 Millionen (€ 1,86 Millionen) pro MW an. Jedes Jahr soll der Tarif auf Basis der sich schnell verändernden Kapitalkosten für neue Projekte neu errechnet werden. Die Laufzeit des Tarifes soll 25 Jahre betragen. Stromverträge (*Power Purchasing Agreements*, PPAs) werden mit der VVNP als zentraler Anlaufstelle für alle Solarstromerzeuger abgeschlossen, die in ein 33kV oder stärkeres Netz einspeisen wollen.<sup>364</sup> Es wird erwartet, dass der Einspeisetarif für PV-Anlagen zwischen INR 16-17,5 (€ 0,23-0,25) liegen wird. Der Tarif für solarthermische Anlagen wird wohl etwas geringer sein. Im Augenblick sind keine der Tarife rechtlich durchsetzbar. Gespräche und Verhandlungen mit den Entscheidungsträgern auf bundesstaatlicher und zentraler Ebene sind für größere Projekte unerlässlich. CERC-Strategiepapiere sehen ausdrücklich vor, dass Einspeisetarife auch nach

<sup>362</sup> Neue Energie, Ende der Sonnenfinsternis, September 2009 (Angaben nur in €)

<sup>363</sup> CERC; ‚Solar Mission‘; Interviews mit Industrie-Experten

<sup>364</sup> Die VVNL soll den Solarstrom dann mit billigerem Strom aus z.B. fossilen Brennstoffen mischen und an die SEBs weiterverkaufen.

Einführung eines verbindlichen Einspeisetarifs von einzelnen Projektentwicklern verhandelt werden können.

- Erneuerbare Energiequote: Die Stromversorger werden eine RPO mit einem speziellen Solarkontingent erhalten. Die RPO soll mit zunehmender Wettbewerbsfähigkeit der Solarenergie im Laufe der Jahre langsam erhöht werden, während die Einspeisetarife gleichzeitig sinken sollen. Auch auf der Ebene der Bundesstaaten sollen Quoten für Solarenergie eingeführt werden. Die ‚Solar Mission‘ schlägt vor, die Quoten bei 0,25% beginnen und bis 2022 auf 3% steigen zu lassen. Ein Zertifikathandel zwischen den Bundesstaaten soll eingeführt werden, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die Bundesländer verschiedene geographische Voraussetzung für die Nutzung von erneuerbarer Energie haben.
- Geringere Importzölle: Die ‚Solar Mission‘ schlägt vor, dass Importzölle für wichtige Komponenten für Solarkraftwerke gesenkt werden.
- Zinsgünstige Kredite: Von der Regierung garantierte, verbilligte Kredite zur Finanzierung von Solarprojekten werden über die IREDA an die Banken gegeben, die das Geld den Endkunden zu einem Zinssatz von nicht mehr als 5% zur Verfügung stellen müssen.

### 7.5.7. Nicht netzgebundene Solarenergie

Es sollen auch nicht-netzgebundene Kapazitäten zur Solarstromerzeugung von 1.000 MW bis 2012 und 2.000 MW bis 2017 entstehen. Solarthermische Heizeinheiten (wie z.B. Wasserboiler) werden ebenfalls gefördert. Ziel ist, bis 2017 15 Millionen und bis 2022 20 Millionen Quadratmeter Kollektorenfläche zu installieren. Die Umsetzung soll durch neue Regelungen zur Energieeffizienz in Gebäuden, bessere Zertifizierung und Bewertung von Geräten, Umsetzungsmessung durch lokale Agenturen und Stromversorger, und billige Kredite für die Herstellung und Verbesserung von elektronischen Geräten erreicht werden. Die öffentliche Beleuchtung mit Solarlichtern soll ebenfalls stark auf 20 Millionen Einheiten bis 2022 ausgebaut werden.

In vielen Teilen Indiens - wie z.B. im Himalaya oder in der Wüste von Rajasthan und Gujarat - ist es wirtschaftlich nicht sinnvoll, einen Anschluss an das Hauptnetz voranzutreiben. Hier sollen Inselösungen entstehen, für die Solarenergie oft sehr gut als Energiequelle geeignet ist. Die ‚Solar Mission‘ verstärkt dabei das ebenfalls großangelegte Elektrifizierungsprogramm für abgelegene Dörfer (RGGVY, siehe Kapitel 5.2.3.). Für Solarleuchten werden dann Subventionen von bis zu 90% der Kapitalkosten angeboten. Eine Subvention der Kapitalkosten von bis zu 30% wird für innovative, solarbasierte Lösungen zur ländlichen Entwicklung angeboten. (Beispiele hierfür sind: solarbetriebene Kühlketten für medizinische Versorgungsstationen und Solarstrom für Computer in ländlichen Schulen.)

### 7.5.8. Forschung und Entwicklung

Die ‚Solar Mission‘ will auch die Forschung stärken, um Indien zu einem „globalen Führer in der Solarenergie zu aufzubauen“<sup>365</sup> (Farooq Abdullah). Zur Koordinierung der verschiedenen Forschungsaktivitäten und als erste Anlaufstelle für internationale Kooperationspartner soll ein aus führenden Wissenschaftlern, Unternehmern und Beamten bestehendes *Solar Research Council* (SEC) mit einem *National Center of Excellence* (NCE) als Exekutivorgan gegründet werden. Das bereits existierende SEC soll in das NCE eingegliedert werden. Zu Forschungszwecken sollen zudem große Testanlagen gebaut werden: Ein 50-100

<sup>365</sup> Offizielle Regierungserklärung zur JNNSM, MNRE Website

MW großes solarthermisches Kraftwerk mit 4-6 Stunden Speicherkapazität, ein 100 MW solarthermisches Kraftwerk mit parabolischer Wannentechnologie, eine 100-150 MW Hybridanlage, die Solarenergie mit Kohle- oder Biomasse-Strom vereint, eine 20-50 MW solarthermische Anlage mit geschmolzenem Salz oder Dampf als Wärmedium, Dach-PV-Anlagen auf Regierungsgebäuden mit Netzeinspeisung und Smartgrid-Technologie sowie mit Solarenergie betriebene Kühlprozesse. Die Projekte werden ausgeschrieben und sollen ab 2012 in Betrieb genommen werden.

### **7.5.9. Herstellung**

Indien hat bereits eine starke Herstellungsindustrie von Solarzellen und -modulen. In Zukunft soll diese weiter ausgebaut werden. Bei der Photovoltaik ist Indien noch stark von Importen von Siliziumwafern abhängig. Daher soll die Herstellung von Siliziummaterial in Indien gefördert werden. Ziel ist eine jährliche Herstellungskapazität in 2022 für Polysilikonmaterial für 2 GW und Modulen für 4-5 GW. Weitere Bereiche in denen die Herstellung in Indien vorangetrieben werden sollen, sind: Fortschrittliche Kollektoren für geringe Temperaturen sowie für konzentrierte Solarenergie. Hierfür sollen *Special Incentive Packages* (SIPs) eingeführt werden. Diese sollen Anreize für den Aufbau von Herstellungskapazitäten enthalten, wie etwa Zollfreiheit für Maschinen, zinsgünstige Kredite oder beschleunigte Genehmigungsverfahren.

### **7.5.10. Wie realistisch ist die Umsetzung?**

In der Vergangenheit hat Indien viele Pläne aufgestellt, die nur teilweise oder auch gar nicht umgesetzt wurden. Die indische Governance-Struktur ist dafür bekannt, Abweichungen dieser Art zu tolerieren. Auch macht die Komplexität und Dynamik des Landes langfristige Planungen sehr schwer. Die ‚Solar Mission‘ gibt zwar Meilensteine zur Erfolgsbewertung vor (2012, 2015, 2017, 2022) und es sind Feedbackschleifen und Adjustierungsmöglichkeiten vorgesehen. Doch auch diese Mechanismen greifen nur, wenn sich die Politik verantwortungsvoll für sie einsetzt.

Außer dem politischen Willen werden die Entwicklung des Energiemarktes (Nachfrage, Angebot, Preise) und die Entwicklung der Kostenkurve für Solarenergie eine entscheidende Rolle spielen. Beides ist schwer einzuschätzen. Die ‚Solar Mission‘ gibt nur eine Strategie vor, die in vielen Bereichen noch konkret ausgearbeitet und legislativ und administrativ umgesetzt werden muss.

Die grundlegende Logik, dass die Solarenergie für Indien eine ideale Energieform ist, ist wohl der beste Garant für die Umsetzung der ehrgeizigen Ziele. Die konkrete Implementierung in den einzelnen Bundesstaaten wird erfahrungsgemäß mit sehr unterschiedlichen Geschwindigkeiten ablaufen. Wenn man von den politischen Bemühungen der Vergangenheit, den offiziellen und inoffiziellen Absichtserklärungen sowie den klimatischen Bedingungen ausgeht, sind die vielversprechendsten Bundesstaaten Rajasthan und Gujarat. Danach folgen wohl Maharashtra, Andhra Pradesh, Karnataka und Tamil Nadu. Auch Haryana und der Punjab können eine wichtige Rolle spielen.<sup>366</sup>

### **7.5.11. Neue Projekte**

In 2009 war eine Reihe von neuen Solarprojekten im Gespräch. In Gujarat planen Essar Abengoa Solar (40 MWp), Swiss Park (100 MWp), OPG Energy (100 MWp), Acme Group (100 MWp), Reflex Energy (50 MWp) und Wespun Group (100 MWp) Projekte. Moser Baer plant den Bau von zwei 5 MW Anlagen in Rajasthan und im Punjab. Die indische Regierung rechnet bis März 2009 mit 51 MWp und bis März 2010 mit 110 MWp

---

<sup>366</sup> Interviews mit Industrie-Experten

tatsächlich installierter Kapazität.<sup>367</sup> Die Clinton-Foundation ist seit 2008 in Gesprächen mit der indischen Regierung und plant insgesamt 6.000 MWp an Solarkraftwerken (solarthermisch und PV) in den Staaten Gujarat und Rajasthan zu installieren. Anspruch der Clinton Foundation ist dabei, am Beispiel von konkreten Standorten und gemeinsam mit den Landesregierungen die Rahmenbedingungen so zu gestalten, dass Investition, Bau und Betrieb von der Privatwirtschaft übernommen werden.<sup>368</sup> Eine Anzahl neuer Unternehmen ohne öffentliche Bekanntheit arbeitet ebenfalls an der Umsetzung von Solarprojekten. Insgesamt wurden 2009 Investitionen von knapp INR 1 Billion (€ 14 Milliarden) in der Solarindustrie angekündigt.<sup>369</sup> Als positives Zeichen für die Entwicklung der Solarbranche kann die Tatsache gewertet werden, dass Reliance Industries, eines der führenden indischen Konglomerate, über das Tochterunternehmen Reliance Solar beginnt, in die Solarenergie zu investieren. Reliance hatte zuvor immer erklärt, noch abzuwarten, bis der Markt reif genug sei. Der erste Schritt ist eine 30 MWp Herstellung von PV Modulen von bis zu 250 MWp. Eine weitere Expansion entlang der Wertschöpfungskette soll folgen.<sup>370</sup> Der Erfolgsgarant für Projekte ist der Zugriff auf Land mit den notwendigen Genehmigungen und infrastrukturellen Rahmenbedingungen.<sup>371</sup>

### 7.5.12. Chancen für deutsche Unternehmen

Die neue ‚Solar Mission‘ schafft attraktive Marktmöglichkeiten für internationale Investoren. Obwohl der neue Einspeisetarif noch nicht feststeht und die Umsetzung noch eine Zeit brauchen wird, sind zumindest die Finanzmittel der Regierung bereits zugewiesen.

Viele internationale Unternehmen sind in den Startlöchern. Wenn die indische Regierung tatsächlich in den nächsten Monaten klare und wirtschaftlich interessante Rahmenbedingungen vorgibt, entsteht in Indien einer der langfristig attraktivsten Solarmärkte weltweit. Bereits jetzt gibt es interessante Möglichkeiten für Investoren und Unternehmen, die vor komplexeren und weniger transparenten Strukturen nicht zurückscheuen. Marktchancen werden entlang der gesamten Wertschöpfungskette, über alle Technologien hinweg und für alle Kundengruppen entstehen.

## 7.6. Biomasse

In den letzten fünfzehn Jahren ist die energetische Nutzung diverser Formen von Biomasse in Indien erheblich angestiegen. Die netzgebundene Kapazität lag 2009 bei 1.752 MWel. Jährlich werden circa INR 10 Milliarden (€ 143 Millionen) in den Sektor investiert, der 2008 etwa 9 Milliarden kWh Strom generiert hat.<sup>372</sup>

Aufgrund des starken Drucks auf die Ressourcen Wasser und Land werden für die Energiegewinnung aus Biomasse fast ausschließlich Reststoffe verwendet. Bisher überwiegt die Nutzung von Zuckermelasse, Reis- und Sojaschalen, Stroh, Baumwollstängeln, Kokosnussschalen sowie Rückständen aus der Palmölproduktion. Verbrennung wird als Konversionstechnologie am häufigsten eingesetzt. Aber auch Vergasung und Pyrolyse werden angewandt. Dabei werden Gas- und Dampfturbinen oder aber Diesel-Gas-Motoren eingesetzt – entweder ausschließlich zur Stromerzeugung oder aber zur Produktion von Strom und

<sup>367</sup> Neue Energie, Ende der Sonnenfinsternis, September 2009

<sup>368</sup> Interview mit Experten der Clinton-Foundation

<sup>369</sup> Laut Ernest & Young-Industrie-Experte

<sup>370</sup> MINT: Reliance arm takes first step in solar power arena, 08.12.2009

<sup>371</sup> Interviews mit Industrie-Experten

<sup>372</sup> MNRE, Annual Report, 2008-2009

Wärme (KWK). Strom aus Biomasse wird sowohl ins Netz eingespeist als auch für den Eigenbedarf genutzt.<sup>373</sup>

### 7.6.1. Potenzial

Das MNRE geht davon aus, dass in Indien jährlich 540 Millionen Tonnen Biomasse pro Jahr anfallen. Davon beträgt der Überschuss ungefähr 120 bis 150 Millionen Tonnen. Das daraus errechnete Gesamtpotenzial für Stromerzeugung liegt bei 16 GWel. Außerdem schätzt das Ministerium, dass etwa 5 GWel zusätzliche Kapazität durch die optimale Nutzung von KWK bei der Verbrennung von Molasse aus der Zuckerindustrie erreicht werden kann.<sup>374</sup>

Das *Combustion Gasification Propulsion Laboratory (CGPL)* des *Indian Institute of Science (IIC)* in Bangalore, Karnataka, kommt bei einem Biomasse Überschuss von 188 Millionen Tonnen pro Jahr sogar auf ein Gesamtpotenzial von fast 25 GWel (19 GWel aus landwirtschaftlichen Abfällen und 6 GWel aus Forstwirtschaft und Brachflächen). Mit Daten aus den Jahren 2002 bis 2004 hat das CGPL für das MNRE einen Biomasse-Atlas von Indien erstellt. Darin werden die landwirtschaftlichen Anbauzyklen und die Potenziale unterschiedlicher Biomassen sowie der einzelnen Bundesstaaten genauer beschrieben.<sup>375</sup>

Das größte Potenzial besteht in den Bundesstaaten Maharashtra (1.970 MWel pro Jahr aus landwirtschaftlichen Abfällen und 1.742 MWel pro Jahr aus Forstwirtschaft und Brachflächen), Madhya Pradesh (2.061 MWel und 1.386 MWel) und dem Punjab, der Kornkammer Indiens (3.178 MWel und 37 MWel).

**Tab. 12: Jährliches Stromerzeugungspotenzial aus Biomasse in Indien (in MWel, 2002-2004)<sup>376</sup>**

	Stromerz. Potential (MWel)	Landwirt. Anbau (kT/Jahr)	Erzeugte Biomasse (kT/Jahr)	Biomasse Überschuss (kT/Jahr)	Fläche (kHa)
<b>Gesamt</b>	<b>24.841</b>	<b>511.461</b>	<b>565.004</b>	<b>188.582</b>	<b>187.895</b>

**Tab. 13: Jährliches Stromerzeugungspotenzial aus Biomasse aus Forstwirtschaft und Brachflächen in den Bundesstaaten (in MWel, 2002-2004)<sup>377</sup>**

Bundesstaat	Stromerz. Potential (MWel)	Landwirt. Anbau (kT/Jahr)	Erzeugte Biomasse (kT/Jahr)	Biomasse Überschuss (kT/Jahr)	Fläche (kHa)
Madhya Pradesh	2.061	NA	18.398	14.719	12.802
Maharashtra	1.742	NA	18.407	12.440	13.177
Gujarat	1.155	NA	12.196	8.252	9.030
Uttar Pradesh	514	NA	5.478	3.672	3.857
Tamil Nadu	429	NA	4.648	3.067	3.184
Rajasthan	262	NA	2.839	1.874	3.160
Haryana	40	NA	427	282	333
Punjab	37	NA	398	263	229
<b>Gesamt</b>	<b>6.240</b>	<b>0</b>	<b>62.792</b>	<b>44.569</b>	<b>45.772</b>

<sup>373</sup> ebd.

<sup>374</sup> ebd.

<sup>375</sup> MNRE; CGPL, Websites

<sup>376</sup> CPGL, Biomasse-Atlas

<sup>377</sup> ebd.

Tab. 14: Jährliches Stromerzeugungspotenzial aus Biomasse aus der Landwirtschaft in den Bundesstaaten (in MWel, 2002 -2004)<sup>378</sup>

Bundesstaat	Stromerz. Potential (MWel)	Landwirt. Anbau (kT/Jahr)	Erzeugte Biomasse (kT/Jahr)	Biomasse Überschuss (kT/Jahr)	Fläche (kHa)
Punjab	3.178	35.956	50.935	24.880	6.982
Maharashtra	1.970	64.415	47.231	14.677	18.768
Uttar Pradesh	1.765	138.945	60.579	13.874	15.951
Madhya Pradesh	1.386	18.222	34.308	10.426	13.393
Haryana	1.375	14.509	27.761	10.685	5.283
Gujarat	1.226	23.897	29.001	9.086	8.008
Karnataka	1.222	43.141	34.436	9.215	9.684
Tamil Nadu	1.164	30.416	22.554	8.928	4.165
Rajasthan	1.122	16.068	29.917	8.600	14.672
Kerala	864	5.561	11.645	6.352	2.307
Andhra Pradesh	738	37.876	33.964	6.035	9.254
Bihar	646	18.820	26.095	5.181	7.349
West Bengal	529	22.818	35.947	4.300	6.093
Orissa	433	11.818	20.250	3.701	6.678
Assam	279	7.811	11.352	2.324	3.311
Chhattisgarh	246	6.540	11.132	2.104	4.651
Himachal Pradesh	142	1.504	3.033	1.103	788
Jharkhand	107	2.460	3.667	892	1.850
Uttaranchal	88	7.893	3.099	701	1.019
Jammu & Kashmir	43	774	1.671	319	749
Goa	26	700	1.032	206	220
Manipur	15	397	904	120	301
Meghalaya	11	284	516	92	174
Nagaland	10	280	507	87	180
Arunachal Pradesh	9	251	410	75	209
Tripura	3	4	41	21	10
Sikkim	2	69	160	19	58
Mizoram	1	33	64	9	19
<b>Gesamt</b>	<b>18.602</b>	<b>511.461</b>	<b>502.212</b>	<b>144.013</b>	<b>142.123</b>

Das MNRE schätzt, dass zusätzlich zu land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen, städtische und industrielle Abfälle zur Erzeugung von Strom in Biogaskraftwerken verwendet werden könnten. Das Potenzial liegt hier bei 2.700 MWel, wobei es wohl nicht im Ganzen wirtschaftlich und technisch umsetzbar ist. Des Weiteren schätzt das Ministerium, dass sich bis 2032 bis zu 12 Millionen kleine Biogasanlagen für Privathaushalte installieren ließen.<sup>379</sup>

<sup>378</sup> ebd.<sup>379</sup> MNRE, Website

## 7.6.2. Existierende Projekte

Insbesondere in der Zuckerindustrie ist die Verbrennung von Biomasse sowie KWK schon seit etwa 20 Jahren weit verbreitet.<sup>380</sup> Im März 2009 gab es in der Industrie insgesamt 82 KWK-Projekte mit einer Kapazität von 690 MWel. Weitere 107 Projekte mit 1.280 MWel sind in Planung oder Umsetzung. Oft ist die Effizienz solcher Anlagen allerdings gering, weil das vorrangige Ziel der Verbrennung nicht die Nutzung der Energie sondern die Vernichtung der biologischen Reststoffe ist. Da der erzeugte Strom aber dennoch in der Regel über den Eigenbedarf hinausgeht, wird der Überschuss oft in das Stromnetz eingespeist. Dies führt zu einer neuen Dynamik in der Zuckerindustrie: Da der Verkauf von Zucker kein sehr einträgliches Geschäft mehr ist, sehen sich große Unternehmen wie Triveni oder Simbhaoli Sugars zunehmend auch als Energietechnologie- und Stromanbieter.<sup>381</sup>

Ein beispielhaftes Projekt für die Stromerzeugung und Netzeinspeisung aus der Verbrennung von Biomasse, ist das seit Mai 2006 in Betrieb stehende 20 MWel Biomassekraft im südindischen Tamil Nadu. Der Kraftstoff ist Juliflora und verschiedene landwirtschaftliche Reststoffe wie Baumwollstängel, Zuckermelasse sowie Schalen von Hülsenfrüchten und Kokosnüssen. Die Anlage verfeuert pro Jahr circa 150.000 Tonnen. Alle Komponenten (mit Ausnahme des chinesischen Turbogenerators) stammen aus Indien. Die IREDA und das MNRE haben die Finanzierungskosten subventioniert. Die Stromabnahme ist für 15 Jahre mit dem Tamil Nadu-SEB geregelt.<sup>382</sup>

Im Biogas-Bereich gibt es in Indien zunehmend kleintechnische und thermische Vergasungsanlagen, in denen das Gas direkt zur Wärmeerzeugung verbrannt oder in Gasturbinen oder Gasmotoren zur Erzeugung von Elektrizität und / oder Antriebsenergie verwendet wird. Die diversen indischen Anbieter haben ihre Produkte für mechanische, elektrische und thermische Anwendungen in diesem Bereich erheblich verbessert, was u.a. auf die Vielzahl neuer Hersteller am Markt zurückzuführen ist. Aufgrund der modernen Technik und des inner-indischen Wettbewerbs ist es der indischen Industrie gelungen, sich auch im globalen Markt zu etablieren.<sup>383</sup>

Die Umwandlung von Biomasse in Strom zur Netzeinspeisung über verbrennbares Methangas ist in Indien noch nicht weit verbreitet. Im Gegensatz zu Deutschland werden hierfür keine speziell für die Energiegewinnung angebauten Pflanzen, sondern nur Reststoffe verwendet. Der deutsche Biogasspezialist Envitech plant mit seinem indischen Partner MPPL und mit Unterstützung der GTZ (im Rahmen eines *Public Private Partnerships*, PPP), den großflächigen Einsatz von Biogaskraftwerken im Punjab. Das Pilotprojekt soll 25 MW Kapazität haben. Später plant man den Ausbau auf 750 MW.<sup>384</sup> Die erste Anlage soll im Sommer 2010 in Betrieb genommen werden.

## 7.6.3. Marktentwicklung

Im März 2009 waren 203 auf Biomasse basierte Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 1.752 MWel am Netz. Davon entfielen 703 MWel auf Biomasseverbrennungsanlagen zur Stromerzeugung und 1.049 MW auf Bagasse-basierte KWK-Anlagen. Zwischen März 2008 und März 2009 wurden 345 MWel ans Netz gebracht. 248 MWel KWK-Anlagen auf Basis der Bagasseverbrennung in der Zuckerindustrie und 97 MWel weitere Biomasseverbrennungsanlagen.

---

<sup>380</sup> Insgesamt produziert Indien jährlich 13,5 Millionen Tonnen Zucker. Es gibt 566 große Hersteller. Indian Sugar Mills Association (ISMA), Website

<sup>381</sup> Interviews mit Industrie-Experten

<sup>382</sup> DENA, Länderprofil Indien, 2007

<sup>383</sup> ebd.

<sup>384</sup> Developp, Website

Weitere 171 Kraftwerke mit einer Kapazität von 1.850 MWel sind in der Planung oder bereits in der Umsetzung. Die Staaten Andhra Pradesh, Tamil Nadu, Karnataka und Uttar Pradesh sind dabei Vorreiter. Bei der Verbrennung von Bagasse wird heute ein Wirkungsgrad von 23-25% erreicht. Die Effizienz kann gesteigert werden, wenn z.B. die Dampftemperatur/Druck von 400 Grad Celsius/33 bar auf 485 Grad Celsius/66 bar erhöht werden kann. Dann, so schätzt das MNRE, könnte pro Tonne Zuckerrohr 80 kWh mehr Strom erzeugt werden.<sup>385</sup>

#### 7.6.4. Hindernisse<sup>386</sup>

Der Markt für Biomasse ist noch sehr fragmentiert. Lokale Betreiberunternehmen, die auch die Biomasse erzeugen, dominieren. Im Folgenden werden die wichtigsten Hindernisse für einen flächendeckenden Ausbau von Biomasse-basierter Stromerzeugung genannt:

- Ländliche Logistik: Das größte Hindernis für den Bau neuer, auf Biomasse basierter Kraftwerke in Indien ist die komplizierte ländliche Logistik. Faktoren, die den damit verbundenen Beschaffungsaufwand erhöhen, sind: eine kleinteilige landwirtschaftliche Struktur, die Verwendung von Reststoffen statt Energiepflanzen sowie die heterogene Verteilung der Biomasse. Der Biomasse-Atlas des CPGL gibt einen Überblick über die Verteilung der unterschiedlichen Reststoffe in Indien.<sup>387</sup>
- Vertragssicherheit: Ein weiteres Problem ist die Abhängigkeit von Biomasselieferanten. Wenn der Anlagenbetreiber nicht auch der Biomasseproduzent ist, wird er in hohem Maße von den Rohstofflieferanten abhängig sein. Da die Rechtssicherheit aufgrund des schwerfälligen Justizsystems nur bedingt gegeben ist, besteht bei langfristigen Preisabsprachen ein Risiko der „Nachverhandlung“. Ein möglichst vielfältiger und weiter Einzugsbereich reduziert dieses Risiko, erhöht allerdings den logistischen Aufwand.
- Subventionen von Kunstdünger: Der Weiterverkauf gut düngender Rückstände aus dem Biogas-Prozess wird durch die hohe Subventionierung von Kunstdünger erschwert. Außerdem besteht bei der Verwertung von Düngemitteln aus Reststoffen ein gewisses Risiko, da der Anlagenbetreiber nicht sicher sein kann, welche Substanzen tatsächlich darin enthalten sind.

Es ist empfehlenswert, als Kraftwerksbetreiber auf einen lokalen Partner zu setzen, der die regionalen, ländlichen Strukturen kennt und die Logistik beherrscht. Zuckerhersteller, z.B. arbeiten oft seit Generationen mit den Kleinbauern rund um die Fabrik eng zusammen und können auf Erfahrung und lokale Beziehungen zurückgreifen.

#### 7.6.5. Anreize

Anreize gibt es sowohl von der Zentralregierung mit landesweiter Gültigkeit als auch auf Ebene der Bundesstaaten. Eigene Programme und Anreizsysteme gibt es sowohl für die verschiedenen Energieumwandlungstechnologien wie Biogasanlagen, Biomasseverbrennung oder Cogeneration sowie für die verschiedenen Anwendungen wie z.B. den netzgebundenen Einsatz oder Insellösungen, den individuellen Einsatz in Privathaushalten, den gemeinschaftlichen auf Dorfebene oder den kommerziellen

---

<sup>385</sup> MNRE, Website

<sup>386</sup> Interviews mit Industrie-Experten

<sup>387</sup> Biomass Atlas, CPGL, Websites

Einsatz in Industrieunternehmen. Die Installation von Biomasseanlagen zur ländlichen Elektrifizierung ist einer der Förderschwerpunkte des MNRE sowie vieler bundesstaatlichen Einrichtungen.

Die Zentralregierung bietet im Rahmen des ‚Biomass Power / Co-generation-Programms‘ für Strom- und Wärmekraftwerke eine Reihe von Unterstützungen, wie eine Reduktion der Einfuhrzölle, eine beschleunigte Abschreibung für bestimmte Komponenten<sup>388</sup> von 80% im ersten Jahr sowie eine Verminderung der Einkommenssteuer (fünf Jahre 100% Verminderung, dann fünf Jahre 30%) für Kraftwerksbetreiber. Zusätzlich bietet die IREDA günstige Kredite an.<sup>389</sup>

Das *National Biogas and Manure Management Programme* (NBMMP) fördert den Einsatz von Biogasanlagen in Haushalten (für Kochen und die Herstellung von Dünger) mit INR 2.100 (€ 30) pro Anlage. Für die Staaten des Nordostens, sowie für bestimmte soziale Gruppen liegt die Unterstützung bei INR 11.700 Rupien (€ 167).<sup>390</sup>

Biogasanlagen unterschiedlicher Art werden außerdem im *Biomass Gasifier Programme* (BGP) gefördert. So werden thermische Anwendungen von bis zu 1 MW mit INR 125.000 (€ 1.786) pro 100 kW subventioniert. Anlagen zur Stromerzeugung und Einspeisung ins öffentliche Netz erhalten INR 150.000 (€ 2.143) pro 100 kW.<sup>391</sup>

Für alle Biomasse-Energiewandler gibt es auf Ebene der Bundesstaaten weitere Förderungen, inklusive besonderer Einspeisetarife. Die höchsten Einspeisetarife werden momentan in Madhya Pradesh (INR 5,17, € 0,07) und in Haryana (INR 4, € 0,06) angeboten. Karnataka subventioniert den Bau neuer Anlagen mit INR 2,5 Millionen (€ 36.000) pro MW.

---

<sup>388</sup> Zum Beispiel für Kessel, Turbinen und KWK-Komponenten, IREDA, Website

<sup>389</sup> MNRE, Website und DENA, Länderprofil Indien, 2007

<sup>390</sup> Ibid.

<sup>391</sup> Ibid.

Tab. 15: Anreize für die Stromerzeugung aus Biomasse durch Bundesstaaten (2009)<sup>392</sup>

Bundesstaat	Wheeling	Banking	Einspeisetarif pro kWh	Direktverkauf	Weiteres
Andhra Pradesh	28,4 % und INR 0,5 /kWh (€ 0,01)	8-12 Monate, Kosten: 2%	INR 2,63 (€ 0,04)	Nicht möglich	
Chhattisgarh	6%	Nicht möglich	INR 3,05-3,71 (€ 0,04-0,05)	Möglich	Im ersten Jahr keine Stromsteuer
Gujarat	4%	12 Monate	INR 3,00 (€ 0,04)	Möglich	
Haryana	2%	Möglich	INR 3,74-4,00 (€ 0,05-0,06)	Möglich	
Karnataka	5% und INR 1,13/kWh (€ 0,02)	Möglich, Kosten: 2% pro Monat	INR 2,74 bis 2,85 (€ 0,04)	Keine Angabe	Subvention für KWK: INR 2,5 Million / MW (€ 36.000 pro MW)
Kerala	5%	4 Monate	INR 3,00 (€ 0,04)	Nicht möglich	Staat übernimmt 50% der Kosten der Netzanbindung
Madhya Pradesh	Noch zu entscheiden	Möglich	INR 3,33-5,14 (€ 0,05-0,07)	Möglich	
Maharashtra	7%	Möglich	INR 3,05-3,43 (€ 0,04-0,05)	Möglich	Staat übernimmt 50% der Kosten der Netzanbindung
Punjab	2%	12 Monate	Mind. INR 3,49 (€ 0,05)	Möglich	
Rajasthan	10%	12 Monate	INR 3,60-3,96 (€ 0,05-0,06)	Möglich	
Tamil Nadu	2%-10%	Möglich, Kosten: 2%	INR 3,15 (€ 0,05)	Nicht möglich	
Uttar Pradesh	12,5%	24 Monate	INR 2,86-2,98 (€ 0,04)	Möglich	

### 7.6.6. Unternehmen

Viele Biomassekraftwerke werden als Nebenprodukt einer anderen Prozesskette, bei der organische Reststoffe abfallen sowie zur Deckung des Eigenbedarfs aufgestellt. Daraus entwickeln sich zunehmend

<sup>392</sup> MNRE, Website

Betreiber und Technologieanbieter wie etwa die Zuckerhersteller Simbhaoli und Triveni, die ihr Know-how reproduzieren und als Energieversorger und -dienstleister auftreten.<sup>393</sup>

### **7.6.7. Marktchancen für deutsche Unternehmen**

Im Bereich der Verbrennung von Biomasse haben indische Unternehmen große Erfahrung. Sie kennen sich zudem bestens mit den Begebenheiten und lokal verfügbaren Brennstoffen aus. Das macht sie zu starken Wettbewerbern. Deutsche Anbieter können daher eher als Anlagen- oder Komponentenlieferanten punkten. Allerdings müssten sie auch hier mit neuen, in Indien anwendbaren Technologien, aufwarten. Ein Beispiel könnte eine effizientere Energieumwandlungstechnik oder ein Verbrennungskessel für unterschiedliche Brennstoffe sein.<sup>394</sup> Aber auch logistisches, biologisches und landwirtschaftliches Know-how sind gefragt. Da es sich bei Biomasse-basierten Kraftwerken zu einem großen Teil um bekannte und relativ einfache Technologie handelt, muss ein ausländisches Unternehmen sehr genau überlegen, welche Produkte und Dienstleistungen in Indien eingekauft oder produziert werden können (um wettbewerbsfähigen Preise erzielen zu können). Spitzentechnologie und Know-how müssten sehr gezielt eingesetzt werden.

Die Tatsache, dass der Markt noch sehr kleinteilig ist, kann sowohl als Herausforderung als auch als Chance bewertet werden. Es ist nicht einfach, über einzelne Projekte hinauszukommen. Wer allerdings reproduzierbare Geschäftsmodelle entwickeln kann oder neue, breitflächig einsetzbare Komponenten liefert, kann bei der Standardisierung der Industrie eine Vorreiterrolle einnehmen und von der Größe des Landes profitieren.

## **7.7. Kleine Wasserkraft**

Kleine Wasserkraftwerke – in Indien bis zu 25 MW<sup>395</sup> – gelten als umweltschonend und werden daher vom MNRE gefördert. Die Entwicklung dieser Energiequelle kann sowohl einen Beitrag zur landesweiten Stromversorgung leisten (insgesamt wird das Potenzial auf circa 14 GW geschätzt), aber auch in schwer zugänglichen Landstrichen dezentrale Stromversorgungslösungen schaffen. Aus diesen Gründen ist die Entwicklung der kleinen Wasserkraft ein Schwerpunkt des MNRE, das sich darauf konzentrieren will, Kapitalkosten zu reduzieren und die Zuverlässigkeit sowie die durchschnittliche Auslastung von Anlagen zu erhöhen. Bis Ende des gegenwärtigen 11. Fünfjahresplans sollen etwa 7.000 MW installiert sein.<sup>396</sup>

### **7.7.1. Potenzial**

Das MNRE hat eine Datenbank mit möglichen Standorten für kleine Wasserkraft erstellt. Darin sind 5.415 Projekte mit einer Gesamtkapazität von 14.305 MW identifiziert. Die größten Potenziale befinden sich erwartungsgemäß in den nördlichen und nordöstlichen Bundesstaaten im Himalaya oder in den Vorgebirgen. Dies sind auch Bundesstaaten, in denen an vielen Orten eine Versorgung über das Netz aufgrund dünner Besiedelung und schwierigen Terrains nicht wirtschaftlich ist. Himachal Pradesh liegt dabei mit 2.268 MW vor Uttarakhand mit 1.609 MW, Jammu & Kashmir mit 1.412 MW und Arunachal Pradesh mit 1.333 MW. Neue Standorte werden laufend demarkiert, so dass das bisher identifizierte Potenzial in Zukunft vermutlich steigen wird. Das MNRE unterstützt die Bundesstaaten hierbei finanziell.

---

<sup>393</sup> Interview mit Industrie-Experten

<sup>394</sup> IREDA, Investment Opportunities in Biomass, 2009

<sup>395</sup> Die Klassifizierung der Wasserkraft in Indien ist: normal: >25 MW, klein < 25 MW. Dabei wird das Segment kleine Wasserkraft noch einmal zusätzlich unterteilt in: klein: 25 MW bis 2 MW, mini: 2 MW bis 100 kW, mikro: <100 kW. (MNRE)

<sup>396</sup> MNRE, Website

Tab. 16: Potenziale für kleine Wasserkraftanlagen in den indischen Bundesstaaten (in MW, 2009)<sup>397</sup>

Bundesstaat	Mögliche Standorte	Potenzial (MW)	Bundesstaat	Mögliche Standorte	Potenzial (MW)
Himachal Pradesh	547	2,268.41	Sikkim	91	265.54
Uttarkhand	458	1,609.25	Meghalaya	102	229.81
Jammu & Kashmir	246	1,411.72	Assam	60	213.84
Arunachal Pradesh	566	1,333.04	Bihar	94	213.75
Maharashtra	253	762.58	Jharkhand	103	208.95
Kerala	247	708.10	Nagaland	99	196.98
Chhatisgarh	164	706.62	Gujarat	292	196.97
Karnataka	128	643.16	Mizoram	75	166.94
Andhra Pradesh	489	552.29	Haryana	33	110.05
Tamil Nadu	176	499.31	Manipur	113	109.10
Madhya Pradesh	99	400.58	Rajasthan	67	63.17
West Bengal	203	393.79	Tripura	13	46.86
Punjab	234	390.02	Goa	9	9.10
Orissa	222	295.47	Andaman & Nicobar	12	7.91
Uttar Pradesh	220	292.16	<b>GESAMT</b>	<b>5,415</b>	<b>14,305.47</b>

### 7.7.2. Existierende Projekte

Im März 2009 lag die insgesamt installierte Kapazität kleiner Wasserkraft in Indien bei 2.430 MW verteilt auf 674 Projekte. Das entspricht einer Durchschnittsgröße von 3,6 MW pro Kraftwerk. Zum gleichen Zeitpunkt waren weitere 188 Projekte mit einer Gesamtkapazität von 483 MW im Bau. Führend ist der Bundesstaat Karnataka mit einer Kapazität von 563 MW in 83 Projekten vor Himachal Pradesh (230 MW, 79) und Maharashtra (211 MW, 29). Karnataka liegt auch bei der Entwicklung neuer Kapazitäten vorne (insgesamt 85 MW, in 14 Projekten). Damit übertrifft das Bundesland sogar das errechnete Potenzial.<sup>398</sup>

### 7.7.3. Marktentwicklung

Bis Ende der 1990er Jahre waren hauptsächlich staatliche Unternehmen auf dem Markt. In den letzten Jahren allerdings traten aufgrund neuer Anreizsysteme auch zunehmend Privatunternehmen auf. Im März 2009 hat der Privatsektor bereits 887 MW und 174 Projekte realisiert. Das entspricht 37% der gesamten

<sup>397</sup> MNRE, Website

<sup>398</sup> ebd.

installierten Kapazität und 26% der Projekte. Führend ist auch hier der Bundesstaat Karnataka mit 66 Projekten und einer Kapazität von 521 MW.<sup>399</sup>

Im letzten Fünfjahresplan (2002-2007) hat Indien das angestrebte Ziel von 550 MW neuer Kapazität mit 537 MW fast erreicht. Für diesen Fünfjahresplan (2007-2012) wurde 1.400 MW neue Kapazitäten geplant. In den ersten zwei Jahren wurde das Ziel von 450 MW mit 454 MW sogar bereits leicht übertroffen.<sup>400</sup>

#### **7.7.4. Hindernisse**

Schwierigkeiten für den weiteren Ausbau von kleiner Wasserkraft sind neben den allgemeinen Finanzierungsproblemen bei Infrastrukturprojekten auch langwierige und komplizierte Genehmigungs- und Vorbereitungsphasen (mit der Durchführung von geologischen, seismologischen, hydrologischen und ökologischen Studien) sowie Streitigkeiten zwischen den einzelnen Bundesstaaten über Wasserrechte und Umweltprobleme. Bei größeren Anlagen kommen gesellschaftliche Aufgaben hinzu, die sich aus der Umsiedlung der betroffenen Bevölkerung ergeben. Um zumindest den Genehmigungsprozess zu beschleunigen, hat die indische Regierung ein beschleunigtes Verfahren für Kraftwerke von bis zu 100 MW eingeführt.<sup>401</sup>

Mangelnde Infrastruktur – insbesondere die Verfügbarkeit von Stromleitungen und Zugangsstraßen – kann ebenfalls ein Hindernis darstellen. Der Hauptgrund für die bisher nur schwache Ausnutzung des Wasserkraftpotenzials in den nördlichen und nordöstlichen Regionen ist, dass die Infrastruktur besonders in den entlegenen Tälern oft komplett fehlt. Eine Anzahl von Standorten mitsamt Nutzungsrechten wurde in der Vergangenheit von Spekulanten aufgekauft. Diese haben kein Interesse daran, Wasserkraftwerke zu bauen, sondern verkaufen erworbenen Rechte weiter. So hat sich ein eigener Markt für den Weiterverkauf von Standorten entwickelt, der die Preise künstlich hochgetrieben hat. Dieses Problem ist eng mit einem weiteren verbunden, nämlich dem der Korruption. Besonders in den nordöstlichen Bundesstaaten, wo die Regelungen für transparente, öffentliche Ausschreibungen von neuen Standorten weniger strikt sind, ist dies ein Problem (siehe auch Kapitel 6.9.).<sup>402</sup>

Auch der Klimawandel birgt ein Risiko für Wasserkraft. Schmelzende Gletscher und ein unregelmäßigerer Monsun können weitreichende Folgen – von der Wasserarmut bis Überschwemmungen und sogar der Verlagerung von Flüssen – haben. Die Auslastung einer Reihe von kleinen und großen, bereits im Betrieb stehenden Wasserkraftwerken erreicht nicht die geplanten Werte.<sup>403</sup>

#### **7.7.5. Anreize**

Anreize zum Bau von kleinen Wasserkraftanlagen gibt es sowohl auf staatlicher als auch auf bundesstaatlicher Ebene. Auf staatlicher Ebene existieren direkte Subventionen unterschiedlicher Projektkosten sowie günstige Kredite, die über die IREDA vergeben werden. Außerdem bietet die indische Regierung Betreibern von kleinen Wasserkraftwerken eine 10-jährige Befreiung von der Einkommenssteuer an.<sup>404</sup>

---

<sup>399</sup> ebd.

<sup>400</sup> ebd.

<sup>401</sup> DENA, Länderprofil Indien, 2007

<sup>402</sup> Interviews mit Industrie-Experten

<sup>403</sup> ebd.

<sup>404</sup> DENA, Länderprofil Indien, 2007

Tab. 17: Subventionen der indischen Regierung für kleine Wasserkraft<sup>405</sup>

	Programm	Subvention
1	Kapitalsubvention für Wasserkraftwerke bis zu 3 MW in den nordöstlichen Staaten	Bis zu INR 30 Millionen (€ 429.000) pro MW oder 50% der Projektkosten (der geringere Wert gilt)
2	Kapitalsubvention für Wasserkraftanlagen bis zu 100 kW in Bergregionen, den nordöstlichen Staaten und Inseln, von öffentlichen oder NGO Auftraggebern	INR 15.000 (€ 214) pro kW
3	Zinssubvention für Wasserkraftwerke bis zu 3 MW in Bergregionen, den nordöstlichen Staaten und Inseln	5% Zinssubvention bis zu einem Gesamtkapital von INR 11,2 Millionen (€ 160.000) pro MW
4	Zinssubvention für Wasserkraftwerke bis zu 3 MW in anderen Regionen	Möglich. Wird im Einzelfall verhandelt
5	Subvention für Renovierung, Modernisierung und Upgrading von Wasserkraftwerken bis 3 MW	75% der anfallenden Kosten bis zu INR 20 Millionen (€286.000) pro MW
6	Subvention der detaillierten Voruntersuchungen (,detailed survey and investigation')	100% der anfallenden Kosten bis zu INR 150.000 (€ 2.143) pro Standort
7	Subvention des ausführlichen Projektberichtes (,detailed project report')	50% der anfallenden Kosten bis zu INR 100.000 (€ 1.429) pro Bericht

23 Bundesstaaten haben erklärt, dass sie über Anreizsysteme attraktive Investitionsmöglichkeiten für den Privatsektor schaffen wollen. Zehn Bundesstaaten haben bereits konkrete Angebote gemacht. Einspeisetarife werden von den einzelnen Bundesstaaten teilweise festgelegt, teils auch von Fall zu Fall neu verhandelt. Sie bewegen sich meist zwischen INR 2-3 (€ 0,03-0,04). Die indische Regierung hat außerdem eine differenzierte Preisgestaltung zwischen Haupt- und Nebenlaststrom gesetzlich zugelassen.<sup>406</sup>

<sup>405</sup> Karnataka Renewable Energy Development Limited (KREDL), Website

<sup>406</sup> DENA, Länderprofil Indien, 2007

Tab. 18: Überblick über die Maßnahmen der einzelnen Staaten zur Förderung der kleinen Wasserkraft<sup>407</sup>

Staat	Koordinierende Behörde	Wheeling	Banking	Einspeisetarif	Wasser-Lizenzgebühr	Weiteres
Andhra Pradesh	NEDCAP	2% des erzeugten Stroms	8-12 Monate	INR 2,69 (€ 0,04) pro kWh (2004 - 2005)	Noch zu bestimmen (SERC)	Bis zu 35% PLF
Arunachal Pradesh	Dept. of Power	Noch zu bestimmen (SERC)	Wird im Einzelfall entschieden	Noch zu bestimmen (SERC)	unklar	
Assam	Dept. of Power	Keine Gebühr bei Verkauf an SEB. Sonst zu bestimmen (SERC)	6 Monate	Wird im Einzelfall entschieden	< 5 MW: keine Gebühr > 5 MW: INR 0,25 (€ 0,004) pro kWh	Erzeugungslizenz bis zu 35 Jahre
Bihar	Dept. of Energy	Noch zu bestimmen (SERC)	unklar	Noch zu bestimmen (SERC)	keine	
Chhatis-ghar	CREDA	Noch zu bestimmen (SERC)	unklar	INR 2,25 (€ 0,03) pro kWh	Noch zu bestimmen (Water Department)	
Gujarat	GPCL	4% des erzeugten Stroms	6 Monate	Noch zu bestimmen (SERC)	keine	Keine Stromsteuer in den ersten 10 Jahren
Haryana	HAREDA	2% des erzeugten Stroms	Grundsätzlich erlaubt	INR 2,25 (0,03 kWh) pro kWh (1994-1995). Jährliche Steigerung von 5%	Noch zu bestimmen	Subventionen und Verkaufssteuerabschlag möglich
Himachal Pradesh	HIMURJA	2% des erzeugten Stroms	Grundsätzlich erlaubt (mit Gebühr)	INR 2,64 (€ 0,04) pro kWh	Bis 3MW, keine Gebühr für 15 Jahre Danach: noch zu bestimmen	
Jammu & Kashmir	J&K PWD	Keine Gebühr bei Verkauf an SEB. Sonst 10%	2 Monate	Wird im Einzelfall entschieden	10% des Stroms in den ersten 15 Jahren. Dann 15%	Keine Mehrwertsteuer auf Maschinen und keine Einkommenssteuer
Karnataka	KREDL	2% des erzeugten Stroms	2% (<1MW) 5% (1-3MW) 10% (5-20 MW)	unklar	Keine Gebühr für Projekte bis 20 MW	

Um von staatlichen Anreizsystemen Gebrauch zu machen, muss ein Projektentwickler verschiedene Standards der *International Electrotechnical Commission* (IEC) sowie *International Standards* (IS) einhalten. Diese sind:<sup>408</sup>

<sup>407</sup> MNR; KREDL, Websites

- Für Turbinen und Generatoren (rotierende elektrische Maschinen): IEC 60034 – 1: 1983, IEC 61366 – 1: 1998, IEC 61116 – 1992, IS 4722 – 2001, IS 12800 (part 3) – 1991
- Feldstudie zur hydraulischen Leistung der Turbinen: IEC 60041 – 1991
- Steuerungssystem der hydraulischen Turbinen: IEC 60308
- Transformatoren: IS 3156 – 1992, IS 2705 – 1992, IS 2026 – 1983
- Einlassventile von Kraftwerk und Systemen: IS 7326 - 1902

### 7.7.6. Unternehmen

Die meisten kleinen Wasserkraftwerke werden von den jeweiligen bundesstaatlichen Energieversorgern betrieben. Zentralstaatliche Unternehmen spielen keine große Rolle. Die Zahl der privaten Kraftwerksbetreiber ist bereits groß und wächst weiter. Dabei sind die Unternehmen meist keine Spezialisten sondern kommen aus dem weiteren Energie- und Infrastruktursektor. Beispiele hierfür sind: HEG Limited, die Bharat Petroleum Corporation Limited oder BPC Limited. Internationale Firmen sind noch nicht aktiv.

Indien verfügt über ein gut ausgebautes Hersteller- und Händlernetz, das dem Markt komplette Systeme sowie Bau- und Ersatzteile, z.B. Turbinen, Regler und Generatoren, bereitstellen kann. Führende Anbieter sind neben dem indische Großkonzern BHEL als auch eine Reihe von Mittelständlern, wie Boving Fouress, Escher Wyss Flovel, Jyoti, Steel Industrials Kerala, Kirloskar Bros, HPP Energy, Flovel Mecamidi Energy, Prakruti Hydro Labs, Indusree, Ushvin Hydro System, DRG Jalshakti Eng., Gita Flow Pumps, Pentaflo Hydro Engineers, Everest Energy, Plus Power System, Standard Electronics Instruments Corporation oder Vinci Aqua Systems. Internationale Unternehmen wie Alstom, ABB, und auch die deutsche Voith Hydro bieten ebenfalls Komponenten und Ingenieurdienstleistungen an.<sup>409</sup>

### 7.7.7. Chancen für internationale Unternehmen

Der indische Markt für kleine Wasserkraft bietet internationalen Unternehmen gute Geschäftsmöglichkeiten. Die Marktentwicklung ist solide positiv und konstant, die Anwendbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Technologie in Indien wurde zu Genüge bewiesen. Um Wasserkraftprojekte zu entwickeln, empfiehlt es sich, mit einem indischen Partner zu arbeiten, der in der relevanten Region sehr gut vernetzt ist und somit Landkauf und Genehmigungsverfahren übernehmen kann. Auf der Zulieferseite gibt es einen Engpass bei qualitativ hochwertigen Turbinen.<sup>410</sup>

---

<sup>408</sup> MNRE, Website

<sup>409</sup> ebd.

<sup>410</sup> Interviews mit Industrie-Experten



# 8. Kapitel: Deutsche Investitionen in den indischen Energiesektor

## 8.1. Deutsche Investitionen in Indien

Bisher haben deutsche Investoren und Unternehmen in Indien im Bereich der erneuerbaren Energien hauptsächlich in Windenergie sowie in die Herstellung von Komponenten, wie Turbinen oder Kessel, investiert. In der Windenergie ist Enercon sehr stark vertreten. Im Bereich der Komponenten sind Unternehmen wie Siemens, Deutz oder Voith führend. Die Bundesstaaten, in welche dabei investiert wurde, waren die Staaten, in denen sich Windenergie stark entwickelt hat, wie z.B. Tamil Nadu, Gujarat, Maharashtra oder Karnataka, sowie die industriellen Herstellungszentren in der Gegend um Mumbai, Pune und Neu Delhi.

In Zukunft werden Windenergie und die Komponentenherstellung weiterhin gute Geschäftsmöglichkeiten bieten. Hinzu kommt nun die Solarenergie – sowohl in der Herstellung als auch in der Umsetzung von netzgebundenen und dezentralen Projekten. Die Märkte für kleine Wasserkraft und Biomasse sind weniger technologiegetrieben und lokaler sowie projektspezifischer. Um eigene Energieprojekte umzusetzen, ist ein indischer Partner mit lokalem Wissen und Netzwerk von großem Wert.

## 8.2. Welche Bundesstaaten?

Von den ungefähr 630 deutsch-indischen JVs, die es zurzeit in Indien gibt, befindet sich etwa ein Drittel im Bundesstaat Maharashtra, wozu auch die Stadt Mumbai, das Finanzzentrum des Landes, gehört. Als ebenfalls interessant gilt unter Investoren die Region der Landeshauptstadt Neu Delhi, der Bundesstaat Gujarat sowie der Bundesstaat Karnataka, wo sich auch das indische ‚Silicon Valley‘ in Bangalore befindet.<sup>411</sup> Zu den Anreizen zur Gründung deutsch-indischer JVs gehören mögliche Kostenreduzierungen, ein besserer Marktzugang, das große Reservoir an hochqualifizierten und kostengünstigen Arbeitskräften und ein lokales Netzwerk in Politik und Wirtschaft. Als Hemmnisse gelten Bürokratie, inflexible Arbeitsgesetzgebung, relativ hohe Besteuerung und eine bislang unzulängliche Infrastruktur. Umfragen zufolge sehen deutsche Unternehmen Indien mittel- und langfristig als attraktiven Standort an und planen mehrheitlich, ihr Engagement auszubauen.<sup>412</sup> So zeigt eine Umfrage der Deutsch-Indischen Handelskammer (*Indo-German Chamber of Commerce*, IGCC) von 100 Managern Ende 2008, dass deutsche Manager mit großer Zuversicht in die indische Zukunft schauen. 82% sehen gutes oder exzellentes Marktpotential für ihre Produkte; zwei von Dreien wollen ihre Investitionen in den kommenden drei Jahren erhöhen (im Vergleich zu den in den vorhergehenden drei Jahren getätigten Investitionen). 29% planen bis Ende 2011 ähnlich hohe Neuinvestitionen. Die positive Stimmung bei den befragten Firmen geht auf das Rekordjahr von 2008

---

<sup>411</sup> Deutsche Bank Research, Deutsche Direktinvestitionen in Indien, 2008

<sup>412</sup> ebd.

zurück. 43% der Befragten konnten ihren Umsatz um 20% oder mehr steigern; bei 24% waren es 10-20%. Trotz dieser hohen Basis erwartete ein Viertel aller Firmen auch für 2009 mehr als 20% mehr Umsatz. Mehr als ein Drittel rechnet mit einem Zuwachs von 10-20%. Nur 13% bereiten sich auf einen Absatz-Rückgang vor. 39% erwarteten hingegen auch 2009 eine Gewinnsteigerung.<sup>413</sup> In den letzten Jahren entfiel ein zunehmender Anteil der Investitionen auf die drei südlichen Bundesstaaten Karnataka, Andhra Pradesh und Tamil Nadu.

### 8.3. Projektbeispiele

Rund 1.800 deutsche Unternehmen sind bereits in Indien – vornehmlich für das Outsourcen von Dienstleistungen und zur Fertigung forschungs- und entwicklungsintensiver Produkte. Die deutschen Unternehmen sind bereit, langfristig zu investieren und das nicht erst, seit Bundeskanzlerin Angela Merkel bei einem Staatsbesuch in Indien (November 2007) eine Verdopplung des Handelsvolumens zwischen Deutschland und Indien in den kommenden fünf Jahren von € 10 auf € 20 Milliarden für erreichbar erklärte. Die Volkswagen AG beispielsweise begann 2006 damit, in Pune ein neues Werk zu errichten, in dem ab Mitte 2009 mit der Produktion des Skoda Fabia und des VW Polo begonnen wurde. Siemens konnte seine Umsätze in Indien bis zum Jahr 2010 mehr als zu verdoppeln und rund 4.000 neue Mitarbeiter in Indien einstellen. Und auch der deutsche Automobilzulieferer Bosch investierte in Indien zwischen 2005 und 2008 rund € 325 Millionen. So eröffnete der Konzern am Standort Nashik im August 2007 die landesweit erste Fertigung von Injektoren für ‚Common-Rail‘-Dieseleinspritzsysteme, einer modernen Hochdruck-Direkteinspritztechnologie.<sup>414</sup> Diese Technologie soll zukünftig im TATA Nano, dem Billigauto des indischen Herstellers TATA Motors, eingesetzt werden. Neben Bosch liefern auch die deutschen Firmen Freudenberg, ZF Friedrichshafen, BASF und Dürr Teile für den Kleinwagen.<sup>415</sup>

### 8.4. Alleine oder mit Partner?

Die indische Regierung hat seit 1991 einen Weg der kontinuierlichen Deregulierung beschritten und stellt ausländischen Investoren immer weniger Hürden in den Weg. Nur noch die wenigsten Formen der FDIs unterliegen der ‚Governmental Approval Route‘, einem bürokratisch aufwändigen Genehmigungsverfahren. In den meisten Fällen ist die ‚Automatic Approval Route‘ möglich. Zwar müssen auch dafür zahlreiche Formulare bei der ‚Reserve Bank of India‘ eingereicht werden; die tatsächliche Investition wird aber nicht durch Warten auf deren Genehmigung verzögert.<sup>416</sup>

Vor Ort einen Partner zu haben, der die Gegebenheiten kennt und die kulturellen Besonderheiten einzuordnen weiß, ist in Indien sehr wertvoll. Oft schließen ausländische Investoren zunächst einen JV-Vertrag mit einem indischen Partner, um so mit vereintem Know-how und Ressourcen nach geeigneten Projekten zu suchen. Zur Durchführung so akquirierter Projekte bietet das rein vertragliche JV dem ausländischen Investor allerdings meist nicht den nötigen Schutz und ist daher oft in dieser Phase nicht mehr das probate Mittel. Es empfiehlt sich dann meist, eine JV-Gesellschaft zu gründen, in deren Gesellschaftervertrag Aspekte wie Gewinnverteilung und Stimmrechte, Management, Wettbewerbsverbote sowie Abfindung beim Ausscheiden einer Partei genau geregelt werden. Dabei sollte man im Hinterkopf behalten, dass das kulturelle Verständnis von einem geschlossenen Vertrag in Indien von europäischen

---

<sup>413</sup> IGCC, 2009

<sup>414</sup> Business India, Country Survey Germany, Oktober 2009

<sup>415</sup> TATA Motors, Website

<sup>416</sup> NDA, Doing Business in India, 2009

Vorstellungen abweicht. Die Gründung einer indischen Gesellschaft, sei es als JV oder als 100-prozentige Tochtergesellschaft, ist zwar mit einigem bürokratischen Aufwand verbunden, aber mit Hilfe geeigneter Berater nicht wesentlich langwieriger als die Gründung einer deutschen GmbH.<sup>417</sup>

Voraussetzung für erfolgreiche Geschäfte auf dem indischen Markt ist laut Firmenvertretern, dass man sich auf die besonderen Gegebenheiten einlässt und zum ‚local player‘ wird. Das Wissen und die kulturelle Kompetenz lokaler Mitarbeiter müssten genutzt, indische Lieferanten integriert werden. „Indien kann man nicht am Nachmittag bearbeiten. Man muss das Land als strategischen Markt betrachten und gutes Personal sowie viel Zeit investieren“, fasste Bernhard Steinrücke, Hauptgeschäftsführer der Deutsch-Indischen Handelskammer, in einem Interview mit dem Handelsblatt zusammen.<sup>418</sup>

## 8.5. Mögliche Ansprechpartner für deutsche Investoren

Es gibt mittlerweile etliche staatliche und private Ansprechpartner für deutsche Investoren, die Beratungsdienstleistungen und Auskünfte verschiedener Art anbieten.

### 8.5.1. Gesellschaft für technische Zusammenarbeit (GTZ)

Die GTZ arbeitet seit über 40 Jahren in Indien, einem Schwerpunktland der deutschen Entwicklungszusammenarbeit. Gegenwärtig gibt es drei Themenbereiche: Erstens, nachhaltige Wirtschaftsentwicklung, zweitens, Energie, und drittens, Umweltpolitik, Schutz und nachhaltige Nutzung natürlicher Ressourcen. Im Energiebereich unterstützt die GTZ die indische Regierung bei der Reform des Stromsektors und bei der effizienteren Nutzung fossiler wie erneuerbarer Energiequellen. Insbesondere die Förderung von Energieeffizienz hat dabei große Bedeutung. Das Indo-German Energy Program (IGEN) arbeitet direkt mit dem BEE und der CEA an einer Steigerung der Effizienz in Stromerzeugung und –nutzung. Zunehmend unterstützt die GTZ auch das MNRE bei der Förderung von Erneuerbarer Energie. Dabei steht die Solarenergie unter anderem im Fokus. Zudem unterstützt die GTZ das Deutsch-Indische Energieforum.

Internet: [www.gtz.de](http://www.gtz.de)

### 8.5.2. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) - Entwicklungsbank Indien<sup>419</sup>

Die KfW-Entwicklungsbank Indien soll im Auftrag der deutschen Bundesregierung Ziele der deutschen Entwicklungszusammenarbeit umsetzen. Hierbei ist die Entwicklungsbank hauptsächlich für die finanzielle Zusammenarbeit mit den staatlichen Institutionen zuständig. In Indien setzt die KfW einen starken Fokus auf umweltfreundliche Energieformen, insbesondere auf sparsamere Kraftwerke, den Ausbau der Nutzung von Wasserkraft, der Vermittlung von (umwelt-) technischem Know-How sowie der Vergabe von Kleinkrediten für kleine und mittlere Unternehmen zugunsten Investitionen im Bereich Umweltschutz und Energieeffizienz.

Internet: <http://www.kfw.de>

---

<sup>417</sup> ebd.

<sup>418</sup> Handelsblatt, Indiens Wachstum nützt deutschen Unternehmen, 31.12.2009

<sup>419</sup> KfW, Website

### **8.5.3. Deutsch-Indisches Energieforum (DIEF)**

Am 26. April 2006 wurde im Rahmen der Hannover-Messe das Deutsch - Indische Energieforum (IGEF – Indo-German Energy Forum) offiziell begonnen. IGEF hat sich zum Ziel gesetzt, die Kooperation zwischen Indien und Deutschland in den Bereichen Energiesicherheit, Energieeffizienz und Energieeinsparung, Erneuerbare Energien, Investitionen in Energieprojekte und gemeinsame Forschungsanstrengungen zu unterstützen.

Konkret sollen Kooperationsprojekte unter Einbeziehung der Privatwirtschaft angebahnt werden, um damit den Markt für Energieeffizienz und Erneuerbare Energien zu entwickeln. Kooperationsprojekte können auf die Fortentwicklung von Rahmenbedingungen im Partnerland zielen. Aufgabe des Forums soll auch sein, über identifizierte Marktzugangsbarrieren und Hemmnisse zu diskutieren und Lösungsvorschläge zu formulieren und Investitionsvorhaben politisch zu flankieren.

Es wurden bisweilen vier Unterarbeitsgruppen eingerichtet, die folgende Themen zum Inhalt haben:

1. Steigerung von Energieeffizienz in thermischen Kraftwerken (Efficiency enhancement in fossil fuels based power plants)
2. Dezentralisierte Stromerzeugung basierend auf Biomasse und anderen erneuerbare Energien (Decentralised distributed generation based on biomass and other renewables)
3. Clean Development Mechanism Projekte im Energiesektor (CDM projects in the energy sector)
4. Forschungszusammenarbeit im Energiesektor (Research cooperation in the energy sector)

Das erste Indo-German Symposium on Energy Efficiency fand am 14. und 15. Mai 2008 in Neu Delhi statt, auf dem sich alle involvierten Partner für eine Intensivierung des Energieforums aussprachen. Das zweite ist für das erste Halbjahr 2010 geplant. Um die Aktivitäten des DIEF zu unterstützen wird im ersten Halbjahr 2010 ein Verbindungsbüro in Neu Delhi durch die GTZ eingerichtet.

### **8.5.4. Germany Trade and Invest (GTAI, ehemals auch BFAI)<sup>420</sup>**

Die Aufgabe von Germany Trade and Invest (GTAI) ist das Marketing für den Wirtschafts-, Investitions- und Technologiestandort Deutschland einschließlich der Anwerbung von Investoren. Die Gesellschaft berät ausländische Unternehmen, die ihre Geschäftstätigkeit auf den deutschen Markt ausdehnen wollen. Sie unterstützt aber auch deutsche Unternehmen, die ausländische Märkte erschließen wollen, mit Außenwirtschaftsinformationen. Sie arbeiten dabei eng mit den deutschen Auslandshandelskammern (AHK's) zusammen.

Internet: <http://www.gtai.com>

### **8.5.5. Deutsch-Indische Handelskammer / Indo-German Chamber of Commerce (IGCC)<sup>421</sup>**

Die IGCC ist eine der wichtigsten Institutionen zur Förderung der deutsch-indischen Wirtschaftsbeziehungen. 1956 gegründet, ist sie mit mehr als 6.500 Mitgliedern die weltweit größte bilaterale Handelskammer. Die Hauptgeschäftsstelle ist in Mumbai mit Zweigstellen in Neu Delhi, Kalkutta, Chennai, Bangalore und Düsseldorf. In Kooperation mit der IGCC findet die Messe ‚Renewtech India‘ vom 9.-

---

<sup>420</sup> GTAI, Website

<sup>421</sup> IGCC; AHK, Website

11.03.2010 in Pune, Indien, statt.<sup>422</sup>

Internet: [www.indogerman.com](http://www.indogerman.com)

### **8.5.6. German Centre for Industry and Trade, Gurgaon<sup>423</sup>**

Das German Centre in Gurgaon unterstützt deutsche mittelständische Firmen beim Auf- und Ausbau eines eigenen Stützpunktes in Indien. Durch die Kombination aus Räumen und Dienstleistungen sowie dem raschen Zugang zu Netzwerken können Firmen schnell, mit kalkulierbarem Risiko und kostengünstig in neue Märkte einsteigen. Das German Centre Gurgaon gehört zu je 50% der Bayern LB sowie der Landesbank Baden-Württemberg (LBBW).

Internet: [www.gurgaon.germancentre.com](http://www.gurgaon.germancentre.com)

### **8.5.7. Exportinitiative Erneuerbare Energien (EEE)<sup>424</sup>**

Die EEE begleitet die fortschreitende Internationalisierung der deutschen Erneuerbaren-Energie-Branche seit 2002 mit einem gebündelten Vorgehen in den Bereichen Außenwirtschaftsförderung, Klimaschutz und Entwicklungszusammenarbeit. Übergeordnetes Ziel der durch einen Bundestagsbeschluss ins Leben gerufenen Initiative ist es, mit der weltweiten Verbreitung deutscher Spitzentechnologie einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie steuert und finanziert die Exportinitiative. Zudem koordiniert es ein Netzwerk von Experten der Branche, Verbänden, öffentlichen und privatwirtschaftlichen Institutionen sowie weiterer Bundesministerien.

Internet: [www.exportinitiative.de](http://www.exportinitiative.de)

### **8.5.8. Bridge to India Pvt. Ltd. (BTI)<sup>425</sup>**

Bridge to India berät in Indien deutsche Unternehmen beim Markteintritt und bei der Ausweitung des Geschäftes. Der Fokus liegt auf dem Bereich der erneuerbaren Energien, Umwelttechnologie und Stadtplanung. Die Kompetenzen sind Markt- und Strategieberatung, ein sehr gutes Verständnis der politischen Rahmenbedingungen und ein starkes Netzwerk. Bridge to India betreibt Büros in Neu Delhi und München.

Ansprechpartner ist der in Neu Delhi ansässige Geschäftsführer Dr. Tobias Engelmeier.

#### **Bridge to India Pvt. Ltd.**

S-181, Panchsheel Park

New Delhi 110017, Indien

Tel.: 0091-(0)11- 460 81 579

E-Mail: [tobias.engelmeier@bridge-to-india.com](mailto:tobias.engelmeier@bridge-to-india.com)

Internet: [www.bridge-to-india.com](http://www.bridge-to-india.com)

---

<sup>422</sup> Renewtech, Website

<sup>423</sup> German Centre Gurgaon; LBBW, Websites

<sup>424</sup> EEE, Website

<sup>425</sup> BTI, Website

# 9. Appendix

## I. Indienweite Institutionen

### **Botschaft der Bundesrepublik Deutschland**

6 Shantipath, Chanakyapuri

New Delhi 110021, Indien

Tel.: 0091-(0)11-26 87 18 31

Fax: 0091-(0)11-26 87 31 11

Internet: <http://www.new-delhi.diplo.de>

Tel: 0091-(0)22-56 65 21 21

Fax: 0091-(0)22-56 65 21 20

Internet: [www.indogerman.com](http://www.indogerman.com)

### **IGCC Mumbai (Bombay)**

Email: [bombay@indo-german.com](mailto:bombay@indo-german.com)

### **Central Electricity Authority (CEA)**

Sewa Bhavan

RK Puram, Sector 01

New Delhi 110066, Indien

Tel.: 0091-(0)11-26 10 25 83

Fax: 0091-(0)11-26 19 72 27

Internet: <http://www.cea.nic.in>

### **IGCC Delhi**

Email: [delhi@indo-german.com](mailto:delhi@indo-german.com)

### **IGCC Bangalore**

Email: [bangalore@indo-german.com](mailto:bangalore@indo-german.com)

### **Germany Trade and Invest (GTAI)**

2, Nyaya Marg, Chanakyapuri

New Delhi 110021, Indien

Tel.: 0091-(0)11-26 11 13 19

Fax: 0091-(0)11-26 11 67 33

Internet: <http://www.gtai.com>

### **Deutsch-Indische Handelskammer**

Citadellstraße 12

40213 Düsseldorf, Deutschland

Tel: 0049-(0)211-360597

Fax: 0049-(0)211-362749

Internet: [www.indo-german.com](http://www.indo-german.com)

### **Indian Renewable Energy Development**

#### **Agency (IREDA)**

Core 4-A, East Court, 1st Floor

India Habitat Centre Complex

Lodhi Road

New Delhi 100003, Indien

Tel.: 0091-(0)11-24 68 22 14 21

Fax: 0091-(0)11-24 68 22 02

Internet: [www.ireda.nic.in](http://www.ireda.nic.in)

### **Indo-German Export Promotion Project (IGEP)**

German House

2 Nyaya Marg, Chanakyapuri

New Delhi 110021, Indien

Tel.: 0091-(0)11 26 11 03 53

Fax: 0091-(0)11-26 11 54 61

Internet: <http://www.igep.org>

### **Ministry of Coal (MoC)**

Shastri Bhawan

New Delhi 110001, Indien

Tel.: 0091-(0)11-23 38 59 46

Fax: 0091-(0)11-23 38 62 19

Internet: <http://www.coal.nic.in>

### **Indo-German Chamber of Commerce (IGCC)**

P.O. Box 11092

Mumbai (Bombay) 400020, Indien

**Ministry of New and Renewable Energy  
(MNRE)**

Government of India, Block -14,  
C.G.O. Complex, Lodhi Road  
New Delhi 110003, Indien  
Tel.: 0091-(0)11-43 61 60 4  
Fax: 0091-(0)11-43 62 77 2  
Internet: <http://mnes.nic.in>

**Ministry of Petroleum and Natural Gas  
(MoPNG)**

Shastri Bhawan  
New Delhi 110001, Indien  
Tel.: 0091-(0)11-23 38 14 62  
Fax: 0091-(0)11-23 38 61 18  
Internet: <http://petroleum.nic.in>

**Ministry of Power (MoP)**

Shrama Shakti Bhavan, Rafi Marg New Delhi  
110001, Indien  
Tel.: 0091-(0)11-23 71 74 74  
Fax: 0091-(0)11-23 71 75 19  
Internet: <http://powermin.nic.in>

**Ministry of Rural Development (MoRD)**

Krishi Bhawan  
Dr. Rajendra Prasad Road  
New Delhi 110001, Indien  
Tel.: 0091-(0)11-23 78 23 73  
Fax: 0091-(0)11-23 38 58 76  
Internet: <http://rural.nic.in>

**Ministry of Shipping, Road Transport &  
Highways (MoSRH)**

Transport Bhawan  
1 Sansad Marg  
New Delhi 110001, Indien  
Tel.: 0091-(0)11-23 71 01 21  
Fax: 0091-(0)11-23 71 90 23  
Internet: <http://morth.nic.in>

**Planning Commission**

Yojana Bhavan  
1 Sansad Marg  
New Delhi 110001, Indien  
Tel.: 0091-(0)11-23 71 12 12  
Fax: 0091-(0)11-23 7176 81  
Internet: <http://planningcommission.gov.in>

**Power Finance Corporation (PFC)**

1 Barakhamba Lane, Connaught Place  
New Delhi 110001, Indien  
Tel.: 0091-(0)11-23 45 60 00  
Fax: 0091-(0)11-23 31 58 22  
Internet: <http://www.pfcindia.com>

## II. Bundesstaatliche Institutionen

**Andhra Pradesh Power Generation  
Corporation Limited**

Vidyut Soudha, Khairatabad  
Hyderabad 500082, Indien  
Tel.: 0091-(0)40-23 39 11 74  
Fax: 0091-(0)40-23 31 76 63  
Internet: <http://apgenco.gov.in>

**Andhra Pradesh Electricity Regulatory  
Commission**

4th & 5th Floors 11-4-660  
Singareni Bhavan, Red Hills  
Hyderabad 500004, Indien  
Tel.: 0091-(0)40-23 39 73 81  
Fax: 0091-(0)40-23 39 73 78  
Internet: [www.ercap.org](http://www.ercap.org)

**Assam Electricity Regulatory Commission**

ASEB Campus, Dwarandhar  
G.S. Road Sixth Mile

Guwahati 781022, Indien  
Tel.: 0091-(0)03-61 22 34 44 2  
Fax: 0361-(0)03-61 22 34 43 2  
Internet: www.aerc.nic.in

#### **Delhi Electricity Regulatory Commission**

Viniyamak Bhawan  
C- Block, Shivalik  
Malviya Nagar  
New Delhi 110017, Indien  
Tel.: 0091-(0)11-26 67 36 08  
Fax: 0091-(0)11-26 67 36 08  
Internet: www.dercind.org

#### **Gujarat Electricity Regulatory Commission**

1st Floor, Neptune Tower  
Ashram Road Ahmedabad  
Gujarat 380009, Indien  
Tel.: 0091-(0)79-26580350  
Fax: 0091-(0)79-26584542  
Internet: www.gercin.org

#### **Haryana Electricity Regulatory Commission**

Bays 33-36, Sector 4  
Panchkula, Haryana 134112  
Chandigarh, Indien  
Tel.: 0091-(0)172-2582531  
Fax: 0091-(0)172-2572359  
Internet: www.herc.nic.in

#### **Himachal Pradesh Electricity Regulatory Commission**

Keonthal Commercial Complex  
Khalini, Shimla 171002  
Himachal Pradesh, Indien  
Tel.: 0091-(0)177-2627262  
Fax: 0091-(0)177-2627162  
Internet: www.hperc.org

#### **Karnataka Power Transmission Corporation Limited**

Shakti Bhawan Race Course Road  
Bangalore 560009, Indien  
Tel.: 0091-(0)80-22 21 43 42

Fax: 0091-(0)80-22 21 35 26  
Internet: <http://www.kptcl.com>

#### **Karnataka Electricity Regulatory Commission**

No. 9/2, Mahalaxami Chambers  
6th & 7th Floor, M.G. Road  
Bangalore 560001, Indien  
Tel.: 0091-(0)80-25320213  
Fax: 0091-(0)80-25320338  
Internet: www.kerc.org

#### **Madhya Pradesh Electricity Board**

Shakti Bhawan, Vidyut Nagar  
Rampur Jabalpur 482008, Indien  
Tel.: 0091-(0)761-231 32 51  
Fax: 0091-(0)761-231 16 96  
Internet: <http://www.mp.gov.in/energy/mpseb>

#### **Maharashtra State Electricity Board**

Prakashgad, 4th floor, Bandra (East)  
Mumbai (Bombay) 400051, Indien  
Tel.: 0091-(0)22-22 61 91 00  
Fax: 0091-(0)22-22 61 96 99  
Internet: <http://www.msebindia.com>

#### **Uttar Pradesh Power Corporation Limited**

Shakti Bhavan, 14. Ashok Marg  
Lucknow 226001, Indien  
Tel.: 0091-(0)522-222 67 36  
Fax: 0091-(0)522-228 02 37  
Internet: <http://www.uppcl.org>

#### **West Bengal State Electricity Distribution Company Limited**

Bidyut Bhavan, Bidhan Nagar  
6th Floor, C-Block, Salt Lake City  
Kalkutta 700091, Indien  
Tel.: 0091-(0)33-23 59 19 15  
Fax: 0091-(0)33-23 59 19 54  
Internet: <http://www.wbsedcl.in>

#### **Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission**

Metro Plaza 3rd & 4th Floor  
E-5 Arera Colony, Bittan Market

Bhopal 462016, Indien  
Tel.: 0091-(0)755-24 30 18 3  
Internet: www.mperc.org

**Maharashtra Electricity Regulatory Commission**

World Trade Centre, Center No.1  
13th Floor, Cuffe Parade, Colaba  
Mumbai (Bombay) 400005, Indien  
Tel.: 0091-(0)22-22163964  
Fax: 0091-(0)22-22163976  
Internet: www.mercindia.org.in

**Orissa Electricity Regulatory Commission**

Bidyut Niyamak Bhavan, Unit-VIII  
Bhubaneswar 751012, Indien  
Tel.: 0091-(0)674-2396117  
Fax.: 0091-(0)674-2393306  
Internet: www.orierc.org

**Punjab State Electricity Regulatory Commission**

SCO: 220-221  
Chandigarh Sector: 34-a, Indien  
Tel.: 0091-(0)172-2645164  
Fax: 0091-(0)172-2664758,  
Internet: www.pserc.nic.in

**Rajasthan Electricity Regulatory Commission**

Shed No. 5, Vidhyut Bhawan  
Vidhyut Marg, Jyoti Nagar  
Jaipur 302005, Indien  
Tel.: 0091-(0)141-2741181  
Fax: 0091-(0)141-2741018  
Internet: www.nerc.gov.in

**Tamil Nadu Electricity Regulatory Commission**

No 19A  
Rukmini Lakshmiathy Sala Egmore  
Chennai 600008, Indien  
Tel.: 0091-(0)44-28411376  
Fax: 0091-(0)44-28411377  
Internet: www.tnerc.tn.nic.in

**Uttaranchal Electricity Regulatory Commission**

Institution of Engineers  
(I) Building 1st Floor, Near ISBT  
Majra, Dehradun 1016234,  
Indien  
Tel.: 0091-(0)135-2641119  
Fax: 0091-(0)135-2641314  
Internet: www.uerc.in

**Uttar Pradesh Electricity Regulatory**

IIInd Floor, Kisan Mandi Bhawan  
Gomti Nagar, Vibhuti Khand  
Lucknow 226010, Indien  
Tel.: 0091-(0)52-22 72 04 26  
Fax: 0091-(0)52-22 72 04 23  
Internet: www.uperc.org

**West Bengal Electricity Regulatory Commission**

Poura Bhavan (3rd Floor)  
Block-FD, 415-A, Bidhannagar  
Kalkutta 700106, Indien  
Tel.: 0091-(0)33-23 59 21 89  
Fax: 0091-(0)33-23 59 33 97  
Internet: www.wberc.org

### III. Forschungsinstitutionen

**Centre for Science and Environment (CSE)**

41 Tughlakabad Institutional Area  
New Delhi 110062, Indien  
Tel.: 0091-(0)11-29 95 51 24

Fax: 0091-(0)11-29 95 58 70  
Internet: <http://www.cseindia.org>

**Centre for Wind Energy Technology (CWET)**

R-8, North Main Road  
Anna Nagar West Extension

Chennai 600101, Indien  
Tel.: 0091-(0)44- 22 46 39 84  
Fax: 0091-(0)44-22 46 39 80  
Internet: <http://www.cwet.tn.nic.in>

**Indian Institute of Chemical Technology (IICT)**

Uppal Road  
Hyderabad 500007, Indien  
Tel.: 0091-(0)40-27 19 12 34  
Fax: 0091-(0)40-27 16 03 87  
Internet: <http://www.iictindia.org>

**Indian Institute of Science, Combustion**

Gasification & Propulsion Lab. (CGPL)  
Department of Aerospace Engineering  
Bangalore 560012, Indien  
Tel.: 0091-(0)-80-22 93 23 38  
Fax: 0091-(0)-80 23 60 16 92 Internet:  
<http://cgpl.iisc.ernet.in>

## IV. Energie allgemein

**Coal India Limited**

10 Netaji Subhas Rd  
Kalkutta 700001, Indien  
Tel.: 0091-(0)33-22488099  
Fax: 0091-(0)33-22435316  
Internet: <http://www.coalindia.nic.in>

**National Thermal Power Corporation Limited  
(NTPC)**

NTPC Bhawan, SCOPE Complex 7 Institutional  
Area, Lodi Road  
New Delhi 110003, Indien  
Tel.: 0091-(0)11-24360100  
Fax: 0091-(0)11-24361018  
Internet: <http://www.ntpc.co.in>

**Oil and Natural Gas Corporation Limited  
(ONGC)**

Jeevan Bharti, Tower II  
124 Indira Chowk  
New Delhi 110001, Indien

**Indian Institute of Technology (IIT) Delhi**

Hauz Khas  
New Delhi 110016, Indien  
Tel.: 0091-(0)-26 58 22 22  
Fax.: 0091-(0)-26 58 2037  
Internet: <http://www.iitd.ac.in>

**The Energy and Resources Institute (TERI)**

Darbari Seth Block  
IHC Complex, Lodhi Road  
New Delhi 110003, Indien  
Tel.: 0091-(0)11-24 68 21 00  
Fax: 0091-(0)11-24 68 21 44  
Internet: [www.teriin.org](http://www.teriin.org)

Tel.: 0091-(0)11-23310156  
Internet: <http://www.ongcindia.com>

**Powergrid Corporation of India Limited  
(PGCIL)**

Saudamini, Plot No.2, Sector 29 Near IFFCO  
Chowk  
Gurgaon, Haryana 122001, Indien  
Tel.: 0091-(0)124-2571700  
Fax: 0091-(0)124-2571760  
Internet: <http://www.powergridindia.com>

**Rural Electrification Corporation Limited**

Core-4, SCOPE Complex  
7 Lodhi Road  
New Delhi 110003, Indien  
Tel.: 0091-(0)11-24365161  
Fax: 0091-(0)11-24360644  
Internet: <http://www.recindia.com>

## V. Finanzinstitutionen

### Indian Renewable

#### **Energy Development Agency (IREDA)**

Core 4-A, East Court, 1st Floor

India Habitat Centre Complex

Lodhi Road

New Delhi 100003, Indien

Tel.: 0091-(0)11-24 68 22 14 21

Fax: 0091-(0)11-24 68 22 02

Internet: [www.ireda.nic.in](http://www.ireda.nic.in)

Fax: 0091-(0)11-26488471

Internet: <http://www.ifcilt.com/>

#### **National Cooperative Development Corporation**

4 Siri Fort Institutional Area

Hauz Khas

New Delhi 110016, Indien

Tel.: 0091-(0)11-26962478

Fax: 0091-(0)11-26962370

Internet: <http://www.ncdc.in>

#### **Industrial Credit & Investment Corporation Of India Limited**

Phone Banking Centre 5th floor

Md. illayas khan estate, Road No 1

Banjara Hills, Hyderabad 500034, Indien

Tel.: 0091-(0)22-9890447799

Internet: [www.icicibank.com](http://www.icicibank.com)

#### **Infrastructure Leasing & Financial Services Limited (IF & FS)**

Mahindra Towers, 4th Floor

Dr. G.M. Bhosale Marg, Worli

Mumbai 400018, Indien

Tel.: 0091-(0)22-26533333

Fax: 0091-(0)22-26533038

Internet: <http://www.ilfsindia.com>

#### **Industrial Development Bank of India**

IDBI Tower, Cuffe Parade

Mumbai 400005, Indien

Tel.: 0091-(0)22-22189111

Fax: 0091-(0)22-22181294

Internet: [www.idbi.com](http://www.idbi.com)

#### **Housing & Urban Development Corporation Limited**

UIF Wing

India Habitat Centre, Lodhi Road

New Delhi 110003, Indien

Tel.: 0091-(0)11-2464961023

Fax: 0091-(0)11-24625308

#### **Industrial Finance Corporation of India**

IFCI Building

61 Nehru Place

New Delhi 110019, Indien

Tel.: 0091-(0)11-41792800

Internet: <http://www.hudco.org/index.htm>

## VI. Das deutsche EEG

Das *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien* oder *Erneuerbare Energien* (EEG) trat in Deutschland im Jahr 2000 in Kraft und wurde seitdem mehrmals angepasst. Das EEG soll die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen fördern. Es dient dem Klima- und Umweltschutz und gehört zu einer ganzen Reihe gesetzlicher Maßnahmen, mit denen die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wie Erdöl, Erdgas, Kohle oder Kernkraft verringert werden soll. So schreibt das Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz eine Nutzung von erneuerbaren Energien bei der Wärmeerzeugung vor und das Biokraftstoffquotengesetz ihre Verwendung im Verkehrsbereich. Das deutsche EEG gilt als Erfolgsgeschichte des Einspeisevergütungsmodells und wurde weltweit von bisher 47 Staaten übernommen. Eine vom Deutschen Bundestag am 6. Juni 2008 beschlossene neue und erweiterte Fassung ist am 1. Januar 2009 in Kraft getreten.<sup>426</sup>

Die Netzbetreiber verpflichten sich dazu, Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu übertragen und bestimmte Einspeisetarife dafür zu bezahlen. Aufgrund des EEGs und weiterer gesetzlicher Massnahmen, ist es der Bundesrepublik Deutschland gelungen, eine technologische und wirtschaftliche Vorreiterrolle im Bereich der erneuerbaren Energien zu übernehmen. Die Industrie verzeichnete in den letzten 10 Jahren hohe Wachstumsraten und trug zunehmend zur deutschen Exportquote bei. Eine große Zahl neuer Unternehmen wurde gegründet und man geht davon aus, dass die erneuerbaren Energien eine der Schlüsselindustrien in Deutschland werden können.<sup>427</sup>

---

<sup>426</sup> Bundesministerium für Umwelt, Website

<sup>427</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Exportinitiative Erneuerbare Energie, Website



Deutsche Gesellschaft für  
Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5  
65760 Eschborn  
T +49 61 96 79-0  
F +49 61 96 79-11 15  
E [info@gtz.de](mailto:info@gtz.de)  
I [www.gtz.de](http://www.gtz.de)