



Hochschule Anhalt
Anhalt University of Applied Sciences

emw

Fachbereich
Elektrotechnik, Maschinenbau
und Wirtschaftsingenieurwesen

Diplomarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades
Diplom-Ingenieur (Fachhochschule)
Dipl.-Ing. (FH)

Bettina Löffler

Vorname Nachname

Fernstudium Elektrotechnik, 2007, 4048055

Studiengang, Matrikel, Matrikelnummer

Thema:

**Die Rolle der Photovoltaik in der elektrischen
Energieversorgung von Bangladesch:
Bestandsaufnahme und Szenarien der
zukünftigen Entwicklung aus technischer Sicht
unter ergänzender qualitativer Berücksichtigung
von ökonomischen und ökologischen
Randbedingungen**

Prof. Dr. Norbert Bernhard

1. Prüfer(in)

Prof. Dr. Golam Abu Zakaria

2. Prüfer(in)

Abgabe am

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass die Arbeit selbstständig verfasst, in gleicher oder ähnlicher Fassung noch nicht in einem anderen Studiengang als Prüfungsleistung vorgelegt wurde und keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel und Quellen, einschließlich der angegebenen oder beschriebenen Software, verwendet wurden.

Nordholz, den 01.07.2014

Bettina Löffler

Abstract

Die Rolle der Photovoltaik in der elektrischen Energieversorgung von Bangladesch: Bestandsaufnahme und Szenarien der zukünftigen Entwicklung aus technischer Sicht unter ergänzender qualitativer Berücksichtigung von ökonomischen und ökologischen Randbedingungen

Von Bettina Löffler

Zugang zu verlässlicher und bezahlbarer elektrischer Energie für jeden Bürger, das ist das erklärte Ziel der Regierung von Bangladesch. Von den 154 Millionen Einwohnern des Landes sind bisher nur etwa 55% an das Stromnetz angeschlossen, im dem schon seit vielen Jahren ein chronischer Energieengpass herrscht. Bangladesch strebt für die Zukunft ein Wirtschaftswachstum von bis zu 9% pro Jahr an, was eine drastische Steigerung des Energiebedarfs zur Folge haben wird. Dieser soll primär durch fossile Energieträger, insbesondere durch die landeseigenen Gas- und Kohlereserven gedeckt werden. Auch der Einstieg in die Atomenergie ist geplant. Derzeit werden über 97% der netzgebundenen elektrischen Energie aus nicht regenerativen Energien gewonnen. Bei der nicht netzgebundenen Versorgung überwiegen die erneuerbaren Energien mit mehr als 86%.

Die vorliegende Diplomarbeit untersucht das Potential der Photovoltaik in Bangladesch, der von allen regenerativen Energien dort das größte Potential zugeschrieben wird. Auch wenn das vom Monsun und von hohen Temperaturen geprägte Klima keine optimalen Bedingungen für die Nutzung von Photovoltaik bietet, versprechen Jahresglobalstrahlungssummen von mehr als 1.800 kWh/m² sehr gute Erträge. Die geografisch günstige Lage ermöglicht Flächennutzungsgrade von 1:1,4. Damit ist auf einer für Bangladesch ermittelten Fläche von 2.509 km² die Installation von Solarmodulen mit einer Leistung von 36,7 GW möglich, was umgerechnet 277 GWp entspricht. Dünnschichtmodule liefern wegen ihrer geringen Temperaturempfindlichkeit die besten Erträge von fast 1.400 kWh/kWp im Jahr, kristalline Zellen liefern dagegen auf den m² bezogen die besten Erträge von mehr als 260 kWh/m². In Deutschland liefert eine vergleichbare Anlage mindestens 20% weniger Ertrag.

Der Energiebedarf von Bangladesch soll bis 2030 auf 192 TWh und 34 GW Spitzenleistung anwachsen. Dieser Energiebedarf soll zu 80% aus fossilen Energieträgern gedeckt werden. Bis zu 60% könnten realistisch betrachtet aber auch durch regenerative Energien erzeugt werden. Diese bedingen zwar sehr hohe Investitionskosten, bringen dafür aber durch den verminderten Ausstoß von Treibhausgasen große Vorteile beim Klimaschutz mit sich.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	V
1 Einleitung	1
1.1 Einführung in die Thematik	1
1.2 Zielsetzung	2
1.3 Methodik und Struktur	3
2 Ist-Zustandsanalyse von Bangladesch	4
2.1 Allgemeine Daten zu Bangladesch	4
2.2 Energiesektor	6
2.3 Energiebedarf	10
2.3.1 Primärenergie	10
2.3.2 Endenergie	15
2.4 Aufteilung der Versorgungsquellen	18
2.4.1 Netzgebundene Versorgungsquellen	18
2.4.2 Nicht netzgebundene Versorgungsquellen	21
2.4.3 Versorgungsquellen ländlicher Haushalte	26
3 Potentialabschätzung verschiedener Energiequellen	31
3.1 Potential nicht-regenerativer Energiequellen	31
3.2 Potential regenerativer Energiequellen	35
4 Potential der Photovoltaik	43
4.1 Klimadaten	43
4.2 Einstrahlungsdaten	47
4.3 Ausrichtung von Solarmodulen	52
4.4 Verfügbare Flächen für die PV-Nutzung	61
4.5 Wechselrichterwirkungsgrad für Bangladesch	66
4.6 Kenndaten und Ertragsberechnungsschema für PV-Module	70
4.7 Ertragsberechnung für verschiedene PV-Module	81
4.8 Vergleich einer identischen Anlage für Deutschland und Bangladesch	88
5 Ausbauvarianten	91
5.1 Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs	91
5.2 Darstellung unterschiedlicher Ausbauvarianten	92
5.2.1 PSMP Fuel Diversification Scenario	93
5.2.2 100% Photovoltaik	95
5.2.3 Mix aus erneuerbarer und nicht erneuerbarer Energie	100
5.3 Vergleich der Ausbauvarianten in Bezug auf Kosten	103
5.4 Vergleich der Ausbauvarianten in Bezug auf Klimaschutzziele	106
5.5 Realistische Ausbauvariante	109
6 Zusammenfassung	111
7 Bewertung und Ausblick	113
7.1 Bewertung	113
7.2 Ausblick	114
Anhang	116
Abbildungsverzeichnis	141
Tabellenverzeichnis	143
Literaturverzeichnis	144

Abkürzungsverzeichnis

a-Si	amorphes Silizium
AKW	Atomkraftwerk
BBS	Bangladesh Bureau of Statistics
BCAS	Bangladesh Centre for Advanced Studies
BPDB	Bangladesh Power Development Board
BCSIR	Bangladesh Council for Scientific and Industrial Research
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BRAC	Bangladesh Rural Advancement Committee
c-Si	kristallines Silizium
CdTe	Cadmium-Tellurid
CEC	California Energy Commission
CNG	Compressed Natural Gas (komprimiertes Erdgas)
DSM	Demand Side Management
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
FJ	Fiskaljahr (1. Juli bis 31. Juni)
GS	Grameen Shakti
GuD	Gas- und Dampfturbinenprozess
ha	Hektar
HDI	Human Development Index
HIT	Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer
ICS	Improved Cooking Stove
IDCOL	Infrastructure Development Company Limited
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
IFRD	Institute for Fuel Research and Development
IRENA	International Renewable Energy Agency
LGED	Local Government Engineering Compartment
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssigerdgas)
MPEMR	Ministry of Power, Energy and Mineral Resources
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NN	Normal Null
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature / Normal Operating Cell Temperature
NREL	National Renewable Energy Laboratory
oe	Rohöläquivalent

OTEC	Ocean Thermal Energy Conversion
PB	Petrobangla
PR	Performance Ratio
PSMP	Power System Master Plan 2010
PV	Photovoltaik
REB	Rural Electrification Board
SPA	Solar Position Algorithm
SREDA	Sustainable and Renewable Energy Development Authority
SHS	Solar Home System
STC	Standard Test Conditions (Standardtestbedingungen)
SWERA	Solar and Wind Energy Resources Assessment
Tk	Taka (Währung von Bangladesch)
TMY	Typical Meteorological Year
Wp	Watt peak (Leistungsangabe für PV-Systeme)

1 Einleitung

1.1 Einführung in die Thematik

Im Human Development Report 2013, veröffentlicht durch das Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen, liegt Bangladesch beim Human Development Index (HDI) auf Rang 146 von 186 und gehört damit zu einem der am wenigsten entwickelten Ländern der Erde. Etwa 30% der Bengalen leben unterhalb der Armutsgrenze. Bangladesch wird aber trotz allem zu den Schwellenländern gezählt und hat sich bis zum Jahr 2021 das Ziel gesetzt, den Sprung von einem der 44 ärmsten Länder der Erde zu einem Land mit mittlerem Einkommen zu schaffen. Das durchschnittliche Wirtschaftswachstum liegt seit 2008 bei etwa 6%, womit Bangladesch zu den „Next 11“, also den elf Ländern mit dem höchsten wirtschaftlichen Entwicklungspotential nach den G7, gehört. Einer der Hauptfaktoren, welcher das Wirtschaftswachstum seit Jahren stagnieren lässt, ist die nicht ausreichende Energieversorgung des Landes. Bei einem weltweit durchschnittlichen Primärenergieverbrauch im Jahr 2011 von 1,88 Tonnen Rohöläquivalent (toe) pro Kopf, kam Bangladesch lediglich auf 11% dieses Wertes, nämlich einen Verbrauch von 0,21 toe pro Kopf. Nur Eritrea hat mit 0,14 toe pro Einwohner einen noch geringeren Wert beim Primärenergieverbrauch [CIA 2014] [IEA 2013] [MAL 2013] [TEP 2010] [WIL 2007].

Die Versorgung eines Landes mit ausreichend Energie ist einer der Schlüsselp Parameter für solides Wirtschaftswachstum, die Reduktion von Armut und hohe Lebensqualität. Das Maß für den Entwicklungsstand eines Landes korreliert stark mit dem Grad seines Energieverbrauchs. Deshalb ist es für das Erreichen der Ziele von Bangladesch unerlässlich, die Versorgung seiner Bürger mit ausreichend Energie sicherzustellen. Dies ist keine einfache Aufgabe, denn um ein Wachstum von 6% und mehr bis zum Jahr 2020 und darüber hinaus zu erreichen, muss die Versorgung mit Primärenergie bis 2020 um den Faktor 3-4 steigen und die Produktion von elektrischer Energie muss sogar versechsfacht werden [MON 2010] [MPE 2013-2]. Anders ausgedrückt, um ein Wachstum des Brutto-Inlands-Produktes (BIP) um einen gewünschten Prozentsatz zu ermöglichen, muss das Wachstum bei der Verfügbarkeit elektrischer Energie um den Faktor 1,5 des BIPs mitsteigen. Dies steht im Gegensatz zu den Industriestaaten, wo das BIP wächst, der Energieverbrauch aber trotzdem sinkt. Dies liegt in dem bisher noch niedrigen technologischen Entwicklungsstand von Bangladesch begründet und wird sich wahrscheinlich erst in weit entfernter Zukunft ändern [MON 2010].

Im Stromnetz, zu dem nur etwa 55% der Bevölkerung Zugang haben, klafft eine große Lücke zwischen dem Angebot an Energie und der Nachfrage nach dieser. Das Angebotsdefizit führt

regelmäßig zu Abschaltungen des Netzes in bestimmten Gebieten und verhindert somit eine zuverlässige Versorgung des Landes mit elektrischer Energie [PDB 2013-1].

Um dieses Problem in den Griff zu bekommen, ist sowohl eine signifikante Erhöhung der Generationskapazitäten durch den Bau von weiteren Kraftwerken, als auch der Ausbau des Stromnetzes dringend notwendig. Aber auch Klimaschutzziele dürfen beim Ausbau des Energiesektors nicht außer Acht gelassen werden. Besonders die Schwellenländer leiden bereits jetzt unter den Folgen des Klimawandels. Bangladesch ist durch Überschwemmungen, tropische Wirbelstürme und den Anstieg des Meeresspiegels in Gefahr [MEF 2009].

1.2 Zielsetzung

Im Vision Statement der Regierung von Bangladesch aus dem Jahr 2000 fordert diese „to provide access to affordable and reliable electricity to all by the year 2020“. Im Power System Master Plan 2010 (PSMP), einem Entwicklungsplan für die Energieversorgung für Bangladesch bis zum Jahr 2030, ist mittlerweile auch das Ziel „electricity for all by 2021“ zu finden [MPE 2000] [TEP 2010].

Um diese Zielvorgabe zu erreichen, sind große Anstrengungen und eine vorausschauende Planung mit viel Flexibilität seitens der verantwortlichen Regierungsbehörden notwendig. Der Schlüssel zum Erreichen der Vorgaben ist eine genaue Analyse der verschiedenen verfügbaren Technologien zur Erzeugung von elektrischem Strom, unter Einbeziehung aller Vorteile und Risiken dieser.

Dabei spielen nicht nur die Vorhersagen für die zukünftige Preisentwicklung konventioneller Energieträger wie Gas, Öl und Kohle eine Rolle, sondern auch Aspekte wie Nachhaltigkeit und Umweltschutz müssen beachtet werden. Insbesondere regenerative Energiequellen können bei der umweltfreundlichen und sicheren Energieversorgung in der Zukunft von Bangladesch eine große Rolle spielen. Die Regierung hat das ambitionierte Ziel, bis 2015 fünf Prozent und bis 2020 zehn Prozent des Energiebedarfs durch erneuerbare Energien zu decken. Durch die geografisch günstige Lage von Bangladesch verspricht die Produktion elektrischer Energie mittels Photovoltaik ein besonders hohes Potential [MPE 2008].

Ziel dieser Diplomarbeit ist es daher, die Rolle der Photovoltaik in der elektrischen Energieversorgung aus technischer Sicht unter ergänzender qualitativer Berücksichtigung ökonomischer und ökologischer Randbedingungen für die zukünftige Nutzung in Bangladesch zu bewerten und daraus eine realisierbare Ausbauvariante für den Energiesektor zu erarbeiten.

1.3 Methodik und Struktur

Die Bearbeitung der Themenstellung erfolgt in fünf Abschnitten. Alle angegebenen Daten spiegeln, sofern nicht explizit anders angegeben, den aktuellsten Stand zum Zeitpunkt der Erstellung der Arbeit wider.

Zu Beginn der Arbeit wird nach einem kurzen, allgemein gehaltenen Überblick über das Land Bangladesch eine Bestandsaufnahme seines Energiesektors durchgeführt. Dabei werden der aktuelle Verbrauch von Energie und die Aufteilung der Versorgungsquellen, allgemein und aus Sicht ländlicher Haushalte, näher beleuchtet.

Eine Potentialabschätzung für verschiedene Energiequellen wird im zweiten Teil der Arbeit durchgeführt. Es wird die mögliche Energieausbeute von konventionellen und regenerativen Energiequellen in Bangladesch herausgearbeitet. Hierbei werden auch die bereits im Bau bzw. im Planungsstadium befindlichen Kraftwerksprojekte mit einbezogen.

Mit dem dritten Teil folgt im Schwerpunkt der Arbeit das zuvor noch nicht behandelte Potential der Photovoltaik in Bangladesch. Mittels Klima- und Einstrahlungsdaten wird die optimale Ausrichtung von Solarmodulen abhängig vom Einsatzzweck berechnet. Nachfolgend werden verfügbare Freiflächen für die Installation von Solaranlagen und der Wechselrichterwirkungsgrad für Bangladesch ermittelt. Nach einer kurzen Erläuterung der Kenndaten und der Ertragsberechnung für Solarzellen wird eine Ertragsberechnung für fünf Photovoltaikmodule durchgeführt. Um die hier gewonnenen Zahlen im Kontext besser bewerten zu können, wird der Ertrag zweier baugleicher Anlagen mit den Aufstellungsorten Deutschland und Bangladesch verglichen.

Abschnitt vier stellt nach einer Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs von Bangladesch exemplarisch drei verschiedene Ausbauvarianten vor. Diese werden dann bezüglich ihrer Kosten und ihrer Auswirkungen auf das Erreichen von Klimaschutzzielen gegenübergestellt. Hieraus gilt es, unter Berücksichtigung verfügbarer Freiflächen und weiterer Besonderheiten von Bangladesch, wie der noch nicht landesweiten Netzversorgung, eine realistische Ausbauvariante für die Energieversorgung der Zukunft zu skizzieren.

Auf eine kurze Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse der Arbeit folgt im siebten und letzten Abschnitt eine abschließende Bewertung mit einem Ausblick in die Zukunft.

2 Ist-Zustandsanalyse von Bangladesch

Um die Rolle der Photovoltaik in der zukünftigen Energieversorgung Bangladeschs zu bewerten, muss zuerst eine Bestandsaufnahme der aktuellen Situation erfolgen.

Nach einem kurzen Überblick über die allgemeinen Daten zu Bangladesch wird der Energiesektor näher beleuchtet. Auf die Darstellung des Energiebedarfs, aufgeteilt in Primär- und Endenergie, folgt eine detaillierte Aufbereitung der Aufteilung der Versorgungsquellen für die Gewinnung von elektrischem Strom im Land. Hierbei wird auf die netzgebundene und nicht netzgebundene Energieversorgung eingegangen, wobei die Verteilung zwischen konventionellen und regenerativen Energieträgern besondere Aufmerksamkeit genießt. Abschließend werden die örtlichen Besonderheiten des Landes, hier im Speziellen die Energieversorgung ländlicher Haushalte und deren Ausgaben für Energie, herausgearbeitet. Tabellen zu den einzelnen Abbildungen sind in Anhang A1 zu finden.

2.1 Allgemeine Daten zu Bangladesch

Die Volksrepublik Bangladesch (People's Republic of Bangladesh) ist eines der am dichtesten bevölkerten Länder der Erde. Auf einer Fläche von 147.570 km² leben ca. 154 Millionen Menschen, was einer Bevölkerungsdichte von 1.043 Einwohnern pro km² entspricht. Im Vergleich hierzu leben in der Bundesrepublik Deutschland etwa 229 Einwohner pro km². Die Bevölkerung wächst durchschnittlich mit ca. 1,34% pro Jahr.

Etwa 79% der Bengalen wohnen auf dem Land, die restlichen 21% leben in der Stadt. Allein die Hauptstadt Dhaka, welche eine der größten Städte der Welt ist, nennen über 15 Millionen Bengalis ihre Heimat.

Das religiös durch den Islam geprägte Land wird seit 2009 von der demokratisch gewählten Premierministerin Sheikh Hasina Wajed, einer Angehörigen der Partei Awami League regiert. Die repräsentativen Aufgaben werden durch den Präsidenten Abdul Hamid wahrgenommen. Nur etwa 10% der Bevölkerung gehören anderen Glaubensrichtungen als dem Islam, wie dem Hinduismus, Buddhismus und Christentum an.

Bangladesch ist ökonomisch betrachtet ein Schwellenland. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) 2013 betrug 324 Milliarden US\$, was dem Platz 44 von 229 betrachteten Ländern entspricht. Das Pro-Kopf BIP betrug dagegen aber nur 2.100 US\$ pro Einwohner, womit sich Bangladesch weit abgeschlagen auf Platz 194 einreihen muss. Industriell ist Bangladesch von der Bekleidungs- und Textilindustrie geprägt. Das durchschnittliche Wirtschaftswachstum seit 2008 liegt bei etwa 6%, womit Bangladesch zu den „Next 11“, also den elf Ländern mit dem

höchsten wirtschaftlichen Entwicklungspotential nach den G7 gehört [BBS 2011] [CIA 2014] [WIL 2007].

Geografisch wird Bangladesch landseitig fast komplett von Indien, im äußersten Südosten von Myanmar (auch bekannt als Birma) umschlossen. Die 580 km lange Küstenlinie im Süden von Bangladesch wird durch den Golf von Bengalen, der ein Teil des Indischen Ozeans ist, gebildet. Abbildung 2.1 illustriert die geografische Lage und lässt geologische Randbedingungen erkennen. Etwa ein Sechstel des Landes ist von Wald bedeckt, an der Küste im Süden sind Mangrovenwälder, die sog. Sundarbans zu finden und auf den im Westen des Landes liegenden Bergen von Chittagong ist noch der ursprüngliche Regenwald vorhanden. Die natürliche Landschaft ist fast überall dem allgegenwärtigen Ackerbau zum Opfer gefallen. Etwa die Hälfte der Fläche (55%) wird landwirtschaftlich genutzt, wobei auf fast 75% der Anbaufläche Reis geerntet wird. Ungefähr 11% der Fläche von Bangladesch wird durch menschliche Siedlungen eingenommen [BBS 2010] [VAU 2010].

Im Inland wird das Landschaftsbild durch unzählige Flüsse und Ströme geprägt. Ein riesiges Flussdelta wird von den Flüssen Ganges, Meghna und Brahmaputra gebildet. Etwa 40% des nur knapp über dem Meeresspiegel liegenden Landes sind Überschwemmungsgebiete. Die Bodenerosion, welche durch starke Abholzung entstanden ist, verstärkt die regelmäßigen, durch das subtropische Monsunklima bedingten Überschwemmungen zusätzlich.



Abbildung 2.1: Geografische Lage von Bangladesch [WIK 2009]

2.2 Energiesektor

Oberste Behörde des Energiesektors ist das Ministry of Power, Energy and Mineral Resources (MPEMR). Das Ministerium ist für das generelle Regelwerk zu allen Aspekten der Energieversorgung verantwortlich und überwacht die Einhaltung dieser Regularien [PBA 2012].

Die regierungseigene Gesellschaft Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation, genannt Petrobangla (PB), welche dem MPEMR untersteht, ist für die Primärenergieträger Öl, Gas und Kohle verantwortlich [PBA 2012].

Für die Erzeugung und Verteilung von elektrischem Strom sind u. a. die ebenfalls dem MPEMR untergeordneten Organisationen Bangladesh Power Development Board (BPDB) und Rural Electrification Board (REB) verantwortlich, wobei das REB sich speziell um die Versorgung der ländlichen Bereiche kümmert [MPE 2014-2] [PDB 2013-1].

Zur finanziellen Förderung von mittleren und großen Infrastrukturprojekten und von Projekten zum Ausbau erneuerbarer Energien in Bangladesch wurde 1997 die Infrastructure Development Company Limited (IDCOL) gegründet. Die IDCOL hat nicht den Status einer regulären Bank, ist aber dennoch zum Marktführer bei der Finanzierung privater Infrastruktur- und erneuerbaren Energieprogrammen aufgestiegen [IDC 2014-1].

Die Sustainable and Renewable Energy Development Authority (SREDA) befindet sich derzeit im Aufbau und soll unter Führung des MPEMR in Zukunft für die Förderung und den Ausbau erneuerbarer Energien und für die Ein- und Durchführung von Energiesparprogrammen zuständig sein [MPE 2013-2].

Die Struktur des Elektrizitätsmarkts basierte auf dem sog. Single Buyer-Konzept. Das als Single Buyer (Einzelkäufer) agierende BPDB kauft den von anderen Unternehmen produzierten elektrischen Strom zu einem bestimmten Tarif auf und verkauft diesen und den in eigenen Kraftwerken produzierten Strom dann exklusiv an die Konsumenten weiter.

Mit diesem Konzept will die Regierung sicherstellen, dass Stromkonsumenten einen ihrem Verbrauch angepassten, von der Region unabhängigen, möglichst günstigen Strompreis bezahlen. So soll auch den sehr armen Bevölkerungsschichten der Zugang zu elektrischem Strom ermöglicht und weiteres Wirtschaftswachstum stimuliert werden [PDB 2013-1].

Im Fiskaljahr (FJ) 2013 (1. Juli 2012 bis 31. Juni 2013) machte das BPDB unter anderem wegen hoher Rohstoffpreise, niedrigen Wirkungsgraden von Kraftwerken, durch Verluste in der Energieverteilung sowie niedriger Verkaufspreise und der nicht hundertprozentigen Bezahlung der abgenommenen Energie einen Nettoverlust von 50.438 Millionen Taka (Tk), was etwa 504 Millionen Euro entspricht (1 € ~ 100 Tk). Im Vergleich zum Vorjahr konnte der Nettoverlust um 25% (FJ 2011-2012: Nettoverlust 669 Millionen Euro) reduziert werden. Im Durchschnitt kostet die Erzeugung einer Kilowattstunde 5,77 Eurocent. Die entstandenen Verluste müssen durch staatliche Subventionen und Abschreibungen ausgeglichen werden [PDB 2013-1].

Das generelle Problem des gesamten Energiesektors ist, dass die Nachfrage nach Energie grundsätzlich das Energieangebot übersteigt. Trotz des starken Ausbaus von Kraftwerkskapazitäten in den letzten vier Jahren konnte das Problem der zu geringen Versorgung mit elektrischem Strom bislang noch nicht zufriedenstellend gelöst werden.

Um trotzdem eine Stabilität und Funktionalität des Stromnetzes sicherzustellen (und somit einen Blackout für das ganze Land zu verhindern), wurde und wird vom Verfahren des gesteuerten Lastabwurfs Gebrauch gemacht. Bei zu hohem Energiebedarf seitens der Konsumenten werden bestimmte Teile des Stromnetzes abgeschaltet, um das restliche Stromnetz weiterhin sicher mit elektrischem Strom versorgen zu können. Abbildung 2.2 zeigt beispielhaft den Energiebedarf in Megawatt (MW) von Oktober 2012 bis September 2013 mit eingetragenen Jahreszeiten. Die Höhe der Balken stellt dabei den maximalen Energiebedarf in der Spitzenverbrauchszeit dar. Der orange Teil des Balkens ist die tatsächlich gelieferte Energie, der rote Teil des Balkens stellt den Lastabwurf dar. Über den betrachteten Zeitraum erfolgte im Mittel ein Lastabwurf in Höhe von 4% des Bedarfs, wobei der Monat Januar mit 10% den höchsten Wert, die Monate Mai und Juni mit nur 1% Lastabwurf die geringsten Werte aufweisen. Vom 30.10.2013 bis zum 23.02.2014 wurde kein Lastabwurf mehr durchgeführt [PDB 2013-2] [PDB 2014-1].

Es wurde für die gesamte Arbeit eine ungewöhnliche Art der Darstellung für Diagramme gewählt, welche den Verlauf einer Größe bezogen auf einen Zeitraum von einem Jahr darstellen. Es wurden nicht wie üblich ein Kalenderjahr von Januar bis Dezember aufgezeichnet, sondern gemäß den in Bangladesch vorherrschenden Jahreszeiten Winter, Sommer und Monsun ein Zeitraum von Oktober bis September (vgl. Abbildung 2.2). Dies liegt in der besseren Übersichtlichkeit dieser Einteilung begründet. So können auf einen Blick die sehr stark von den Jahreszeiten geprägten Besonderheiten ersehen werden. Weiterführende Erläuterungen zu den Jahreszeiten sind im weiteren Verlauf der Arbeit zu finden [CIA 2014].

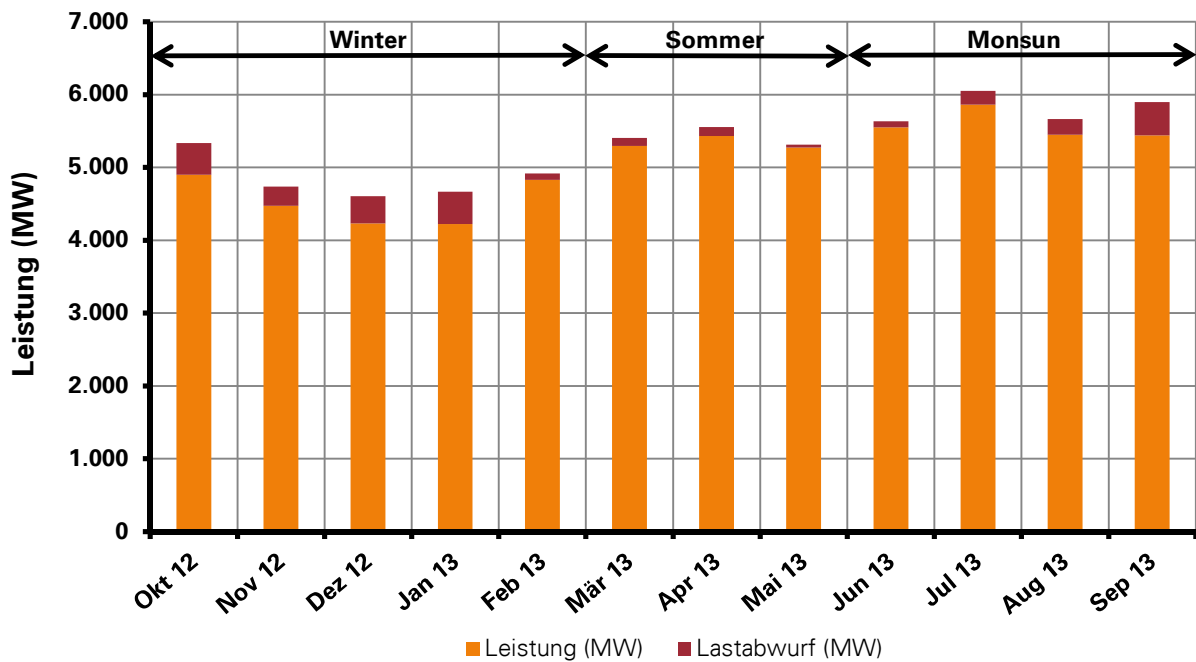


Abbildung 2.2: Leistung & Lastabwurf Oktober 2012 bis September 2013

Im Stromsektor ist die alternde und veraltete Infrastruktur ein großes Problem. Defekte Stromtrassen und defekte bzw. überlastete Trafo- und Verteilerstationen verursachen häufig Ausfälle in Teilen des Stromnetzes. Die Übertragungs- und Verteilungsverluste konnten in den vergangenen Jahren zwar von 32% im FJ 2000 auf 14% im FJ 2013 reduziert werden, liegen aber immer noch über dem Durchschnitt der Industrieländer (Deutschland: 5%) und vermindern zusätzlich die Energiemenge, die beim Verbraucher ankommt [ABB 2011] [KAB 2012] [MPE 2013-4].

Zur besseren Steuerung des Energieverbrauchs werden verschiedenste Maßnahmen, das sog. Demand Side Management (DSM) angewandt. Ein wichtiger Baustein hierfür sind die unterschiedlichen Programme der Regierung, mit denen eine generelle Senkung des Energiebedarfs angestrebt wird.

Die Sensibilisierung der Bürger bezüglich Ihres Energieverbrauchs steht dabei im Vordergrund. Besonders Kinder sind eine Zielgruppe bei Energiesparmaßnahmen, da sie in naher Zukunft den Energieverbrauch bestimmen werden. Es werden derzeit flächendeckend Stromzähler eingeführt, damit die Konsumenten einen verbrauchsabhängigen Preis und nicht mehr, wie zuvor, einen festgelegten Betrag ohne gleichzeitige Begrenzung des Strombezugs bezahlen. Das derzeit im Probelauf befindliche sog. „Prepaid Metering“, also die Vorauszahlung für eine festgelegte Strommenge, bietet ein Einsparungspotential zwischen 10 und 20%. Zudem soll so die schlechte Zahlungsmoral umgangen werden. Um den Verbrauch in Spitzenzeiten zu

senken und damit das Stromnetz zu entlasten, wurde der Stromtarif da hingehend angepasst, dass der Preis während der Spitzenzeiten (17 – 23 Uhr) höher ist, als der zu anderen Zeiten. Hierdurch sollen die Konsumenten zu einer besseren Einteilung Ihres Energieverbrauchs motiviert werden.

In Kampagnen wird u. a. von jedem Einwohner gefordert, Klimaanlage nicht unter einer Temperatur von 25°C zu betreiben, und diese während der Spitzenzeiten komplett abzuschalten. Geschäfte und Einkaufszentren müssen um 20 Uhr schließen, um auch hier den Energieverbrauch zu den höchst Verbrauchszeiten zu senken.

Zusätzlich sollen die in großer Zahl genutzten Glühbirnen durch sehr viel sparsamere Energiesparlampen ersetzt werden. Diese werden durch die Regierung als Werbemaßnahme kostenlos ausgegeben, um die Konsumenten in Zukunft zum Kauf dieser zu ermuntern. Allgemein sollen zukünftig Elektrogeräte mit einer besseren Energieeffizienz verwendet werden. Hilfestellung für die Auswahl solcher Geräte soll ein mit den Deutschen Energieeffizienzklassen vergleichbares System bieten (Energy Star Labeling Program).

Auch die Industrie muss Ihren Teil zur Energiesicherheit des Landes beitragen. Energieintensive Industriebetriebe haben aufeinander abgestimmte Arbeits- und Urlaubszeiten und werden ermutigt, während der Spitzenzeiten ihre Produktion herunterzufahren [MPE 2013-2] [PDB 2013-1].

Die Regierung schreibt vor, dass bei allen neugebauten, mehrstöckigen Gebäuden in großen Städten die Selbstversorgung durch Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) sichergestellt werden muss. Die Implementierung der Anlagen in den Bauplänen muss den zuständigen Behörden zur Genehmigung vor Baubeginn vorgelegt werden. Die Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz von Gebäuden durch allgemeine bauliche Maßnahmen sind in den Nationalen Bauvorschriften, dem „National Building Code“, festgeschrieben. Von staatlicher Seite versucht man mit gutem Beispiel voranzugehen, indem man auf allen öffentlichen Gebäuden nach und nach PV-Anlagen zur Versorgung der Gebäude installiert [KAB 2012] [KHA 2013] [PDB 2014-3].

2.3 Energiebedarf

Die Energieerzeugung und -verteilung teilt sich grundsätzlich in Primär-, End- und Nutzenergie auf. Dabei stellt die Primärenergie die ursprünglich in der Natur vorkommende Form der Energie bzw. des Energieträgers dar. Beispiel hierfür sind Rohstoffe, wie Rohöl oder Kohle, aber auch Wasser- und Sonnenenergie zählen zur Primärenergie.

Bei Endenergie handelt es sich um die aus einer Primärenergie gewonnene Energie, z.B. in Form von elektrischem Strom oder Wärmeenergie aus Fernwärme, wie sie dem Endverbraucher am Verbrauchspunkt zur Verfügung steht.

Die Nutzenergie ist die vom Endverbraucher genutzte Energieform wie Licht, Wärme und Antriebsenergie; in anderen Worten, die Endenergie abzüglich der Verluste durch den Wirkungsgrad bei der Energieumwandlung [QUA 2011].

Im Folgenden wird die Primär- und Endenergienutzung genauer untersucht.

2.3.1 Primärenergie

In Bangladesch wurden im Jahr 2011 31,29 Millionen Tonnen Rohöläquivalent (Mtoe) an Primärenergie genutzt. Dies ist selbst für ein Entwicklungsland ein sehr niedriger Wert. Im selben Zeitraum wurde in Deutschland etwa die zehnfache Menge an Primärenergie (311,77 Mtoe) verbraucht, was dem 20-fachen pro Kopf entspricht [IEA 2013].

Etwa zwei Drittel der Primärenergie wird direkt in Nutzenergie umgewandelt, z.B. bei der Verbrennung von Biomasse zum Kochen oder bei der Verbrennung von Kohle beim Betrieb von Ziegelbrennereien.

Das restliche Drittel wird in elektrischen Strom (20,8%) umgewandelt, geht durch Gasleckagen bzw. Verteilungsverluste verloren (3,9%) oder wird nicht-energetisch genutzt (8,7%). Den Großteil der nicht-energetischen Nutzung macht die Umwandlung von Öl und Gas in der Petrochemie aus. Unter Petrochemie versteht man die Herstellung von chemischen Produkten aus Erdgas und Erdöl. Ein besonders wichtiger Industriezweig ist hier die Düngemittelherstellung [IEA 2011].

Generell wird in Bangladesch als Primärenergie Kohle, Erdöl und Ölprodukte, Gas, Wasser, Wind, Sonnenlicht, Biomasse und Müll genutzt.

Der Abbau von Gas spielt in Bangladesch eine zentrale Rolle. Im Jahr 2011 stellte einheimisches Gas etwas mehr als die Hälfte (53%) der Primärenergie. Aber gerade bei diesem extrem wichtigen Energieträger kommt es häufig zu Engpässen in der Gasversorgung.

Gründe hierfür sind unter anderem die nicht mehr ausreichende Fördermenge der derzeit genutzten Gasfelder, die mangelnde Zahl der Erschließung neuer Gasvorkommen sowie der schlechte Zustand und die dadurch auftretenden Verluste in der Gasinfrastruktur. Für die Zukunft ist zu erwarten, dass die jährliche Fördermenge von nicht mehr wesentlich ansteigen wird. Abbildung 2.3 zeigt die Gasnutzung in den verschiedenen Bereichen. Mehr als die Hälfte wird für die Stromerzeugung genutzt, wovon ca. ein Sechstel als Verluste verloren gehen (Eigenbedarf). Das übrige Gas wird von Industrie, Haushalten, Handel und im Transportbereich in Form von CNG (Compressed Natural Gas, Erdgas) verbraucht [HAS 2012] [IEA 2011] [PBA 2012] [PDB 2013-1].

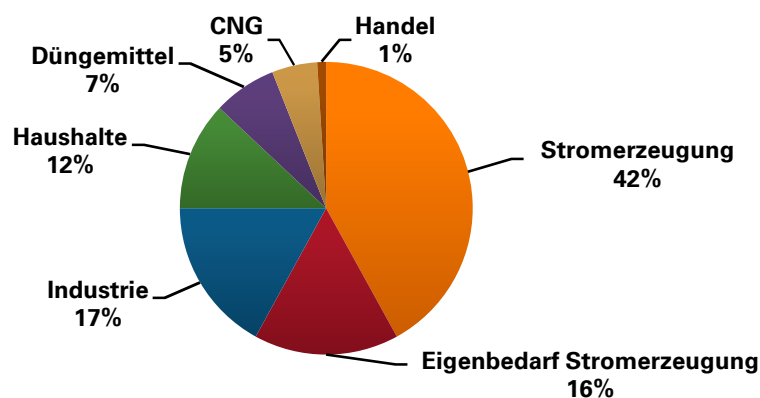


Abbildung 2.3: Sektorweiser Gasverbrauch 2011-2012 [vgl. PBA 2012]

Mit einem Anteil von gut einem Viertel (28%) an der Primärenergieversorgung 2011 hat Biomasse, welche zu den erneuerbaren Energien zählt, eine zentrale Bedeutung. Zu Biomasse zählen Feuerholz, Blätter, Zweige, Reishülsen und andere Ernterückstände sowie getrockneter Dung. Diese werden direkt, meist von der Bevölkerung auf dem Land, verbrannt und zum Kochen und Heizen in primitiven Öfen genutzt. Die so starke Nutzung von Biomasse ist durch die geringen Kosten und hohe Verfügbarkeit dieser begründet [ASA 2004] [IEA 2011].

Die Nutzung von Öl (Abbildung 2.4) wurde in der Vergangenheit stark intensiviert. 2011 hatte Öl einen Anteil von einem Sechstel (16%) bei den Primärenergien. Dieser teure Rohstoff treibt die Energiepreise für daraus gewonnene Endenergie stark in die Höhe, ist aber derzeit für die Sicherstellung der Energieversorgung Bangladeschs alternativlos. Etwa ein Sechstel des Erdöls wurde in Kraftwerken in elektrischen Strom umgewandelt, 73% im Transport- und Landwirtschaftssektor bzw. in der Industrie und in Haushalten verbraucht, der Rest wurde zu anderem Zwecke als der Energieerzeugung genutzt [IEA 2011] [KHA 2013].

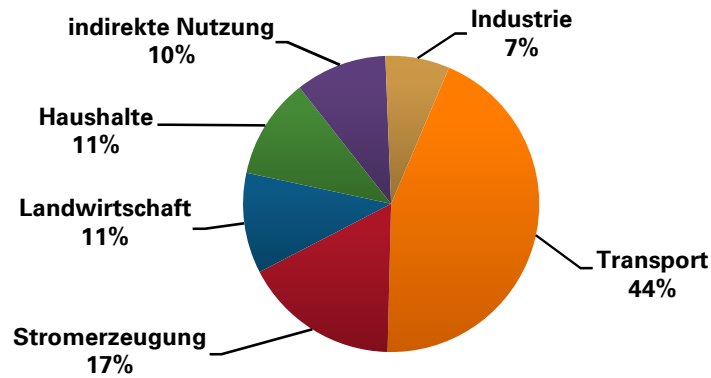


Abbildung 2.4: Sektorweiser Ölverbrauch 2011

Kohle spielt mit nur 3% im Jahr 2011 eine kleine Rolle bei der Energieversorgung. Neben der traditionellen Nutzung in der Industrie (77%), speziell in Ziegelbrennereien, gibt es seit 2005 auch Kohlekraftwerke für die Stromerzeugung (23%) [IEA 2011].

Die Wasserkraft wird in geringem und nahezu gleichbleibendem Umfang schon seit den sechziger Jahren in Bangladesch genutzt. Der Energieanteil betrug 2011 ca. 0,2% [IEA 2011].

Sonnenenergie ist bisher noch nicht in offiziellen Statistiken zu finden, obwohl sie auch zur Primärenergie zählt und in Bangladesch genutzt wird. Es gibt derzeit nur kleine, nicht an das Stromnetz angeschlossene Solaranlagen, welche nicht mittels Stromzähler überwacht werden. Daher sind bisher keine auswertbaren Daten für den Energiegewinn aus Sonnenenergie vorhanden.

Nachfolgend sind die zuvor genannten Werte für den Primärenergieverbrauch zur Übersicht nochmals tabellarisch und graphisch zusammengefasst. Anhand von Abbildung 2.5 ist ersichtlich, dass derzeit nur Wasser und Biomasse in großem Maße als regenerative Energiequellen mit einem Anteil von 28,5%, also etwas mehr als einem Viertel, genutzt werden. Den Rest machen die nicht regenerativen Energiequellen Gas, Öl und Kohle mit etwa dreiviertel Anteil aus (71,5%, Werte gerundet) [IEA 2011].

	Gas	Biomasse	Öl	Kohle	Wasser	Total
Primärenergie (ktoe)	16.614	8.836	4.858	912	75	31.294
Primärenergie (%)	53,1%	28,2%	15,5%	2,9%	0,2%	100%

Tabelle 2.1: Primärenergieverbrauch in Bangladesch 2011

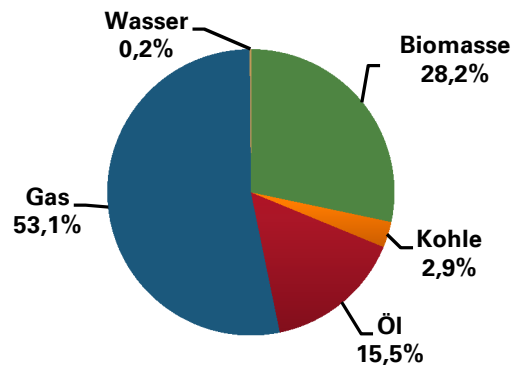


Abbildung 2.5: Primärenergieverbrauch in Bangladesch 2011

In Abbildung 2.6 ist die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in der Einheit tausend Tonnen Rohöläquivalent (ktoe) von 1990 bis 2011 dargestellt. Der Primärenergieverbrauch stieg in gut zwanzig Jahren etwa um das 2,5-fache an, wobei die absoluten Werte von Biomasse und Wasserkraft nahezu konstant blieben. Öl und Kohle haben in den Jahren an Bedeutung gewonnen, jedoch ist klar zu erkennen, dass sich auch der Anteil von Gas drastisch erhöht hat [IEA 1990 – IEA 2011].

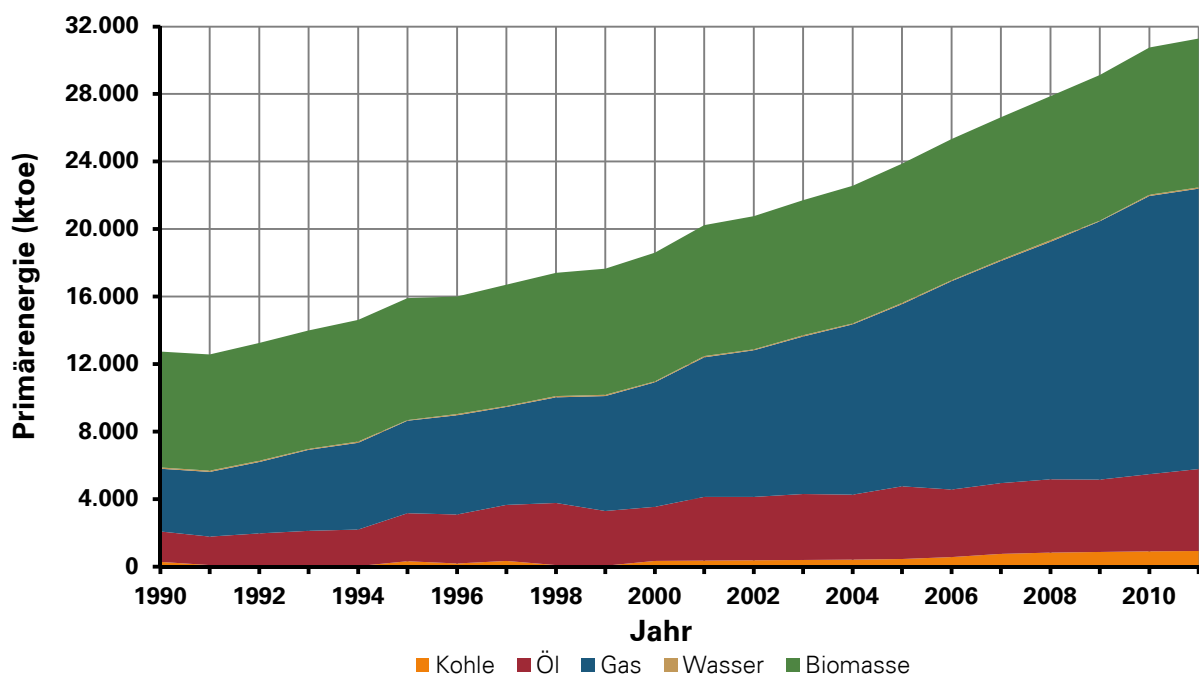


Abbildung 2.6: Primärenergieverbrauch von 1990 bis 2011

Die zuverlässige Versorgung mit preisgünstigen Primärenergieträgern war in der Vergangenheit problematisch. Besonders Ölprodukte, welche zu fast einhundert Prozent importiert werden müssen, schlagen teuer zu Buche. Ein armes Land wie Bangladesch hat

nur sehr begrenzte finanzielle Mittel für den Rohstoffimport zur Verfügung. Dennoch kann das Land im Streben nach einem hohen Wirtschaftswachstum auf diese Energieträger derzeit nicht verzichten – ganz im Gegenteil, die Nutzung insbesondere von Ölprodukten wurde intensiviert. Der Energiehunger der Welt und die dadurch immer höher werdenden Preise für Rohstoffe verschärfen die Finanzierungsprobleme zusätzlich. Im Jahr 2011 wurde ca. ein Sechstel der Versorgung mit Primärenergie durch Importe sichergestellt, wobei hauptsächlich Öl- und Kohleprodukte eingeführt wurden [IEA 2011].

Um die Energieversorgung trotz finanzieller Engpässe weiterhin sicherzustellen, versucht Bangladesch möglichst viel Primärenergie im eigenen Land zu gewinnen. Dabei wird auf Kohle, Nuklearenergie, Gas, Biomasse und auch Wasserkraft gesetzt. Konkret werden derzeit eine Strategie zum Abbau der im Land vorhandenen Kohlereserven erarbeitet und ein Vertrag zum Bau eines 2000 MW Kernkraftwerks geschlossen. Die aktuelle und sich ständig in der Überprüfung und Überarbeitung befindliche Planung für den Ausbau des Energiesektors bis zum Jahr 2030 ist im PSMP zu finden.

Von politischer Seite besteht ein hohes Bestreben regenerative Energien zu erschließen, um kostengünstige Alternativen für die Energieversorgung zu schaffen

Um die Ziele der Richtlinie für den Einsatz erneuerbarer Energien zu erreichen, wurde unter anderem das 500 MW Solar Programm ins Leben gerufen, was bis 2017 die Kapazität von 500 MW Leistung aus Solarzellen, sowohl netz- als auch nicht netzgebunden, sicherstellen soll. Zahlreiche Windmessstationen sollen möglichst vielversprechende Regionen für den Bau von Windkraftanlagen ausweisen. Die Nutzbarkeit von Gezeitenkraftwerken wird ebenso wie die von Wellen- und Strömungskraftwerken untersucht [TEP 2010] [MPE 2008] [MPE 2013-1].

2.3.2 Endenergie

Etwa 55% der Bevölkerung haben derzeit Zugang zum Stromnetz, wobei die Anzahl stetig steigt. Abbildung 2.7 zeigt den kontinuierlichen Anstieg der erzeugten elektrischen Energie von 1977 bis 2013 in Bezug auf die Einwohnerzahl. Die Stromerzeugung ist von 20 kWh pro Kopf im Fiskaljahr 1977 auf 249 kWh pro Kopf im FJ 2013 gestiegen. Analog hierzu ist der Pro-Kopf-Verbrauch von 12 kWh auf 213 kWh pro Kopf angewachsen [PDB 2013-1].

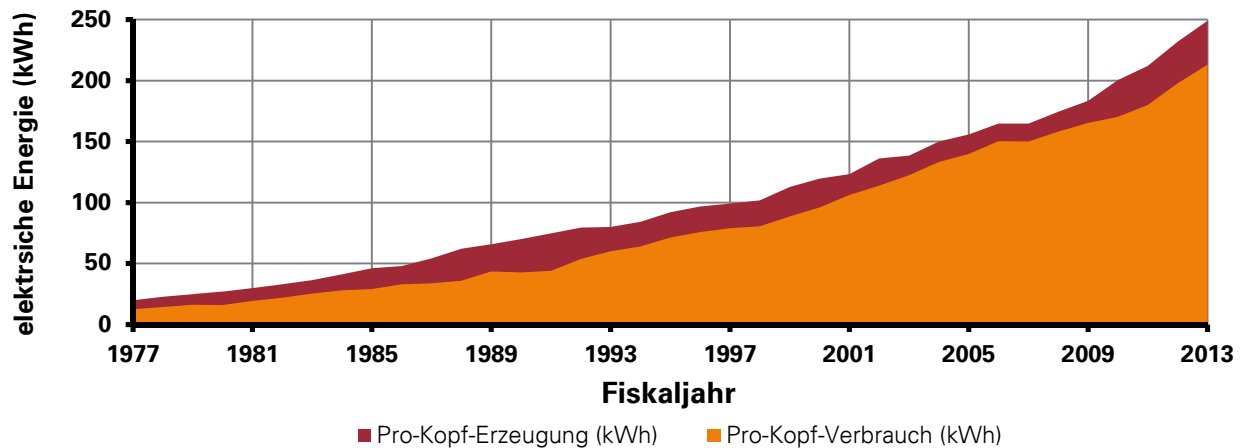


Abbildung 2.7: Pro-Kopf-Energieerzeugung und –verbrauch von 1977 bis 2013

Nachdem der Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten lange Zeit eher stiefmütterlich behandelt wurde, ist seit 2009 ein aggressiver Ausbau dieser zu verzeichnen. Grund hierfür ist der derzeit um etwa 10% pro Jahr steigende Bedarf. Mit steigendem Wirtschaftswachstum und weiterhin wachsender Bevölkerungszahl wird in Zukunft eine noch stärker wachsende Nachfrage nach elektrischem Strom prognostiziert. Abbildung 2.8 zeigt den Ausbau der Kraftwerkskapazitäten von 1975 bis 2013. Das Diagramm zeigt neben der installierten Kraftwerksleistung die tatsächlich vorhandene Leistung und setzt diese in Bezug zu dem durch die Konsumenten bestimmten Leistungsbedarf. Bei der Interpretation der Darstellung ist zu beachten, dass es sich beim Leistungsbedarf um einen Durchschnittswert für das jeweilige Jahr handelt, die installierte und vorhandene Leistung im Gegensatz dazu zum Ende des Fiskaljahres angegeben ist. Dass die Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten ständig variiert ist deutlich am ebenfalls dargestellten Lastabwurf zu erkennen. Von 2000 bis 2008 decken sich Angebot und Bedarf, der Lastabwurf war verhältnismäßig hoch. Dies lässt auf eine Überlastung der Kraftwerkskapazitäten schließen, welcher die Behörden durch den dargestellten massiven Ausbau der Kapazitäten versucht haben zu begegnen, was aber durch den stetig wachsenden Bedarf nicht gelang [PDB 2013-1].

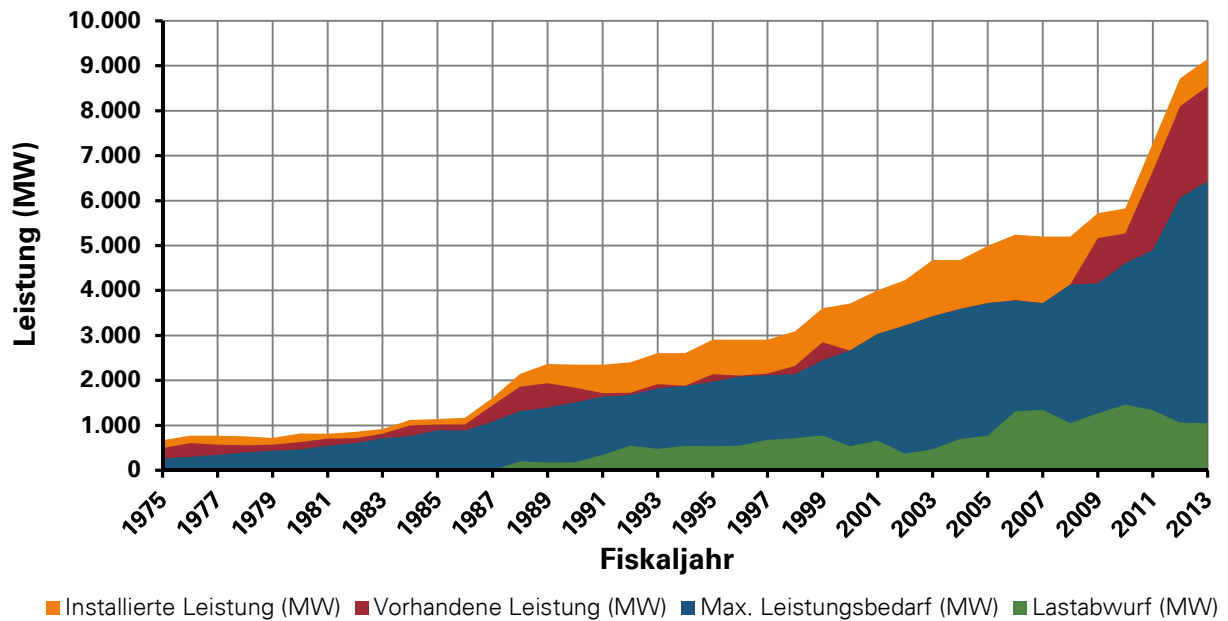


Abbildung 2.8: Kraftwerkskapazitäten 1975 bis 2013

Generell ist der Energiebedarf, wie in Abbildung 2.9 zu sehen, stark von den Jahreszeiten abhängig. Im regenarmen und milden Winter (Oktober bis Februar) ist der Energiebedarf am kleinsten, im feuchten und heißen Sommer (März bis Mai) steigt er an und erreicht im feucht-heißen Monsun (Juni bis September) den maximalen Wert.

Im Zeitraum von Januar bis April wird ein Großteil der Energie für die Bewässerung von Winterreis, genannt Boro, verbraucht. Ein Anstieg des Energieverbrauchs für diesen Zeitraum ist sehr gut zu erkennen. Im Sommer und Monsun wird allgemein mehr Strom durch den Betrieb von Klimaanlage verbraucht [KAB 2012] [MPE 2013-1] [PDB 2013-2].

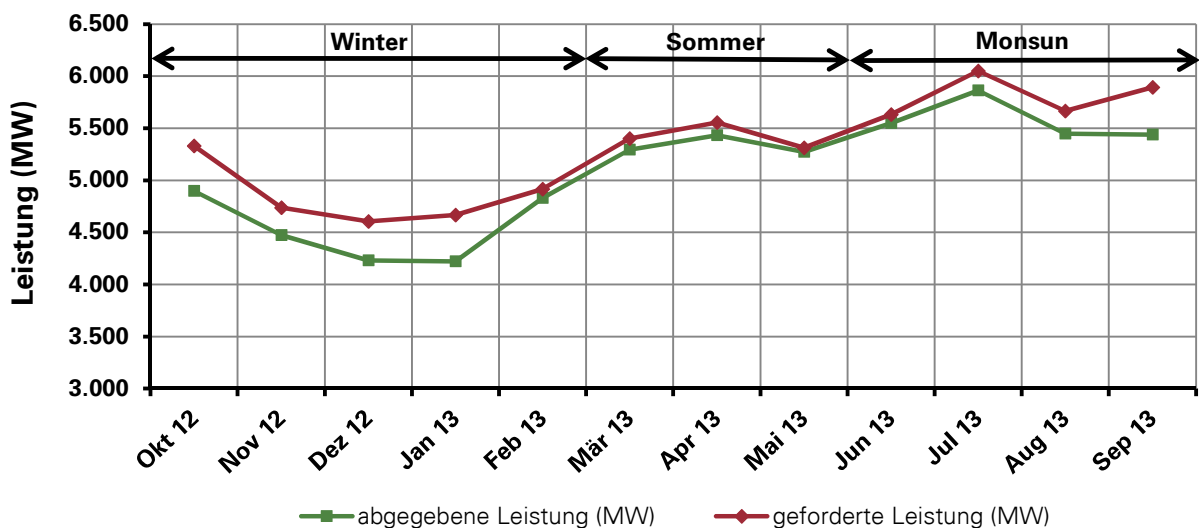


Abbildung 2.9: Leistungsbedarf von Oktober 2012 bis September 2013

Die Aufteilung des Stromverbrauchs auf die einzelnen Sektoren ist in Abbildung 2.10 dargestellt. Hauptabnehmer sind Haushalte und die Industrie, der Handel, die Landwirtschaft und weitere Verbraucher dagegen machen nur einen sehr kleinen Teil des Verbrauchs aus [PDB 2013-1].

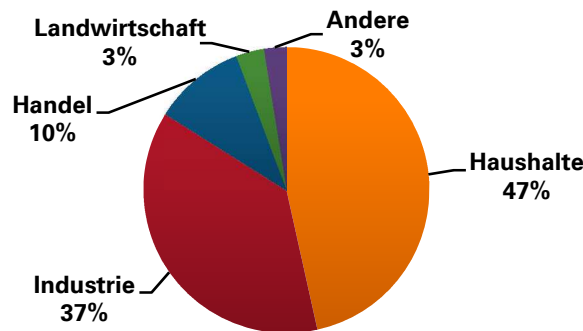


Abbildung 2.10: Sektorweiser Stromverbrauch BPDB (netzgebunden) [vgl. PDB 2013-1]

Elektrizität wird in Haushalten hauptsächlich für die Beleuchtung, zum Kochen, für Klimaanlage und zum Betrieb von Luxusgegenständen wie Radios, Fernseher und Handyladegeräten genutzt.

In der Landwirtschaft wird Strom hauptsächlich durch den Einsatz von Bewässerungssystemen verbraucht. Die Nutzung von dieselgetriebenen Pumpen ist wegen hoher Energiepreise für Diesel rückläufig. Diese Pumpen werden immer häufiger durch elektrische Bewässerungspumpen ersetzt und steigern dementsprechend den Stromverbrauch. Ein Trend geht zur Nutzung netzunabhängiger, solarbetriebener Pumpen, welche auch dort eingesetzt werden können, wo noch kein Zugang zum Stromnetz vorhanden ist. Ein großer Vorteil der Nutzung der Solarenergie in diesem Bereich ist die dadurch mögliche Entlastung des Stromnetzes, insbesondere während der Boro-Saison [ASA 2004] [ISL 2011] [MON 2010] [MPE 2013-1].

2.4 Aufteilung der Versorgungsquellen

In den folgenden drei Unterabschnitten werden die Aufteilung der netzgebundenen und nicht-netzgebundenen Versorgungsquellen, sowie der Energieverbrauch ländlicher Haushalte dargestellt. Bei netzgebundenen Versorgungsquellen wird ausschließlich auf die Quellen eingegangen, welche für die Erzeugung von elektrischem Strom genutzt werden. Bei den nicht netzgebundenen Quellen werden im Gegensatz dazu alle Versorgungsquellen betrachtet, welche außerhalb des Stromnetzes in Bangladesch zur Energiegewinnung genutzt werden. Dabei werden die zuvor im Bereich Primärenergie genannten Daten konkretisiert. In allen Abschnitten wird jeweils speziell auf die anteilmäßige Nutzung von regenerativen und nicht regenerativen Quellen eingegangen.

2.4.1 Netzgebundene Versorgungsquellen

Es werden fast ausschließlich nicht regenerative Energieträger zur Energiegewinnung für das Stromnetz eingesetzt. Der Hauptenergielieferant ist Gas, danach folgen Ölprodukte (Öl und Diesel) und Kohle. Zusätzlich besteht seit Ende September 2013 die Möglichkeit, bis zu 500 MW Leistung aus Indien in das Stromnetz von Bangladesch einzuspeisen.

Die einzige netzgebundene erneuerbare Energiequelle ist derzeit die Wasserkraft. Theoretisch existiert ein netzgebundenes Windkraftwerk mit einer Kapazität von 900 kW, welches aber nicht funktionsfähig ist und sich derzeit in der Grundüberholung befindet. Eine auf dem Dach der Universität von Dhaka installierte PV-Anlage mit einer Leistung von 1,1 kWp (Watt peak) soll ebenfalls an das Stromnetz angeschlossen sein. Diese beiden Kraftwerke werden aber in keiner offiziellen Statistik zur Energieerzeugung geführt und wurden deshalb nicht berücksichtigt.

Die im Februar 2014 installierte und tatsächlich verfügbare Kraftwerksleistung ist in den Abbildungen 2.11 und 2.12 grafisch dargestellt. Die installierte Kraftwerksleistung beschreibt dabei alle vorhandenen Kraftwerke, als verfügbare Kraftwerksleistung werden alle Kraftwerke geführt, welche tatsächlich Energie in das Stromnetz einspeisen und sich nicht in der Wartung oder Überholung befinden oder aus anderen Gründen, mit Ausnahme von Brennstoffmangel, derzeit nicht funktionsfähig sind. Bei allen nachfolgenden Abbildungen wurden Schweröl und Heizöl unter der Rubrik „Öl“ zusammengefasst [KAB 2012] [PDB 2014-2] [PDB 2014-3].

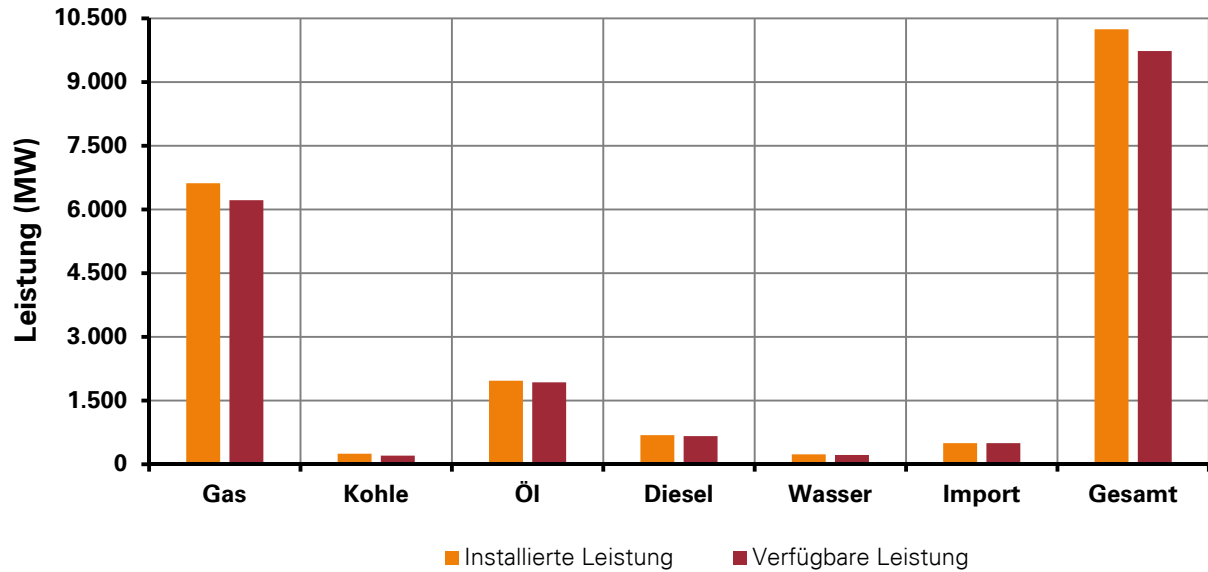


Abbildung 2.11: Leistung netzgebundener Versorgungsquellen Februar 2014

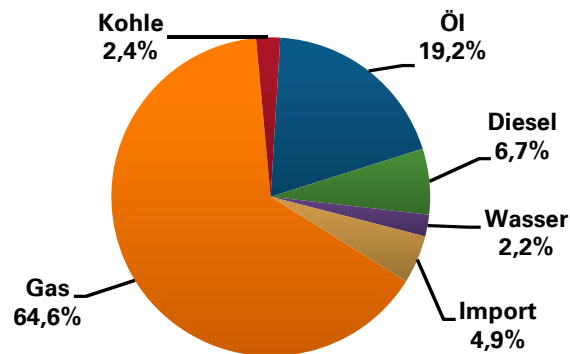


Abbildung 2.12: Installierte Leistung Februar 2014

Der Anteil verschiedener Energiequellen für die Erzeugung von elektrischem Strom im Zeitraum von 2008 bis 2013 ist in Abbildung 2.13 dargestellt. Aufgrund der in Abschnitt 2.3.1 beschriebenen Gasknappheit ist der prozentuale Anteil der Erzeugung von elektrischer Energie aus Gas seit 2010 kontinuierlich von fast 90% auf 77% in 2013 gesunken. Die Gewinnung von Energie aus Ölprodukten ist im Laufe der Jahre stark angestiegen, besonders die Nutzung von Schweröl hat an Bedeutung gewonnen. Stromerzeugung aus Wasser und Kohle änderten ihre Gewichtung nur marginal [PDB 2008 – PDB 2012] [PDB 2013-1].

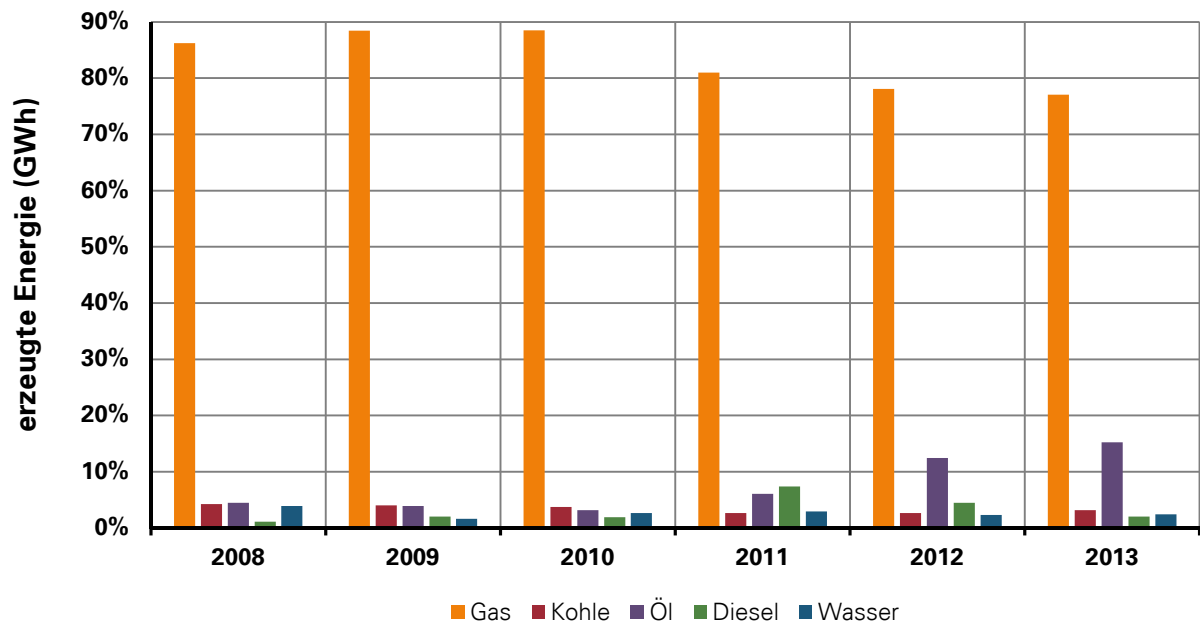


Abbildung 2.13: Prozentualer Anteil verschiedener Energiequellen von 2008 bis 2013

Beim Vergleich der Abbildungen 2.12 und 2.13 fällt auf, dass 2013 durch Gaskraftwerke 77% der erzeugten Energie bei nur 65% installierter Kraftwerksleistung geliefert wurden. Dies ist darin begründet, dass in Bangladesch Gaskraftwerke Grundlastkraftwerke sind und im Gegensatz dazu Öl- und Dieselmotorkraftwerke als Spitzenlastkraftwerke ausgelegt sind. Dies ist insbesondere in den sehr viel höheren Kosten für die Stromerzeugung aus Öl und Diesel begründet. Kostete im FJ 2013 die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom aus Gas im Schnitt 2,92 Tk, musste für Öl der sechsfache (17,64 Tk/kWh) und für Diesel sogar der zehnfache Betrag aufgewendet werden (28,95 Tk/kWh) [PDB 2013-1].

Zur Verdeutlichung der Zusammenhänge ist in Abbildung 2.14 die erzeugte Energie in GWh sortiert nach Energieträgern für die Fiskaljahre 2008 bis 2013 dargestellt. Der zuvor nicht erkennbare Aufwuchs der Energieerzeugung aus Gas wird hier sichtbar, aber auch der starke Aufwuchs von Öl. Bei Kohle und Wasserkraft stagnierte der Ausbau und damit auch die Energieausbeute. Es ist allerdings geplant, die Nutzung von Kohle in Zukunft zu intensivieren und den Anteil der Energieerzeugung aus dieser auf 50% zu erhöhen [PDB 2008 – PDB 2012] [PDB 2013-1] [TEP 2010].

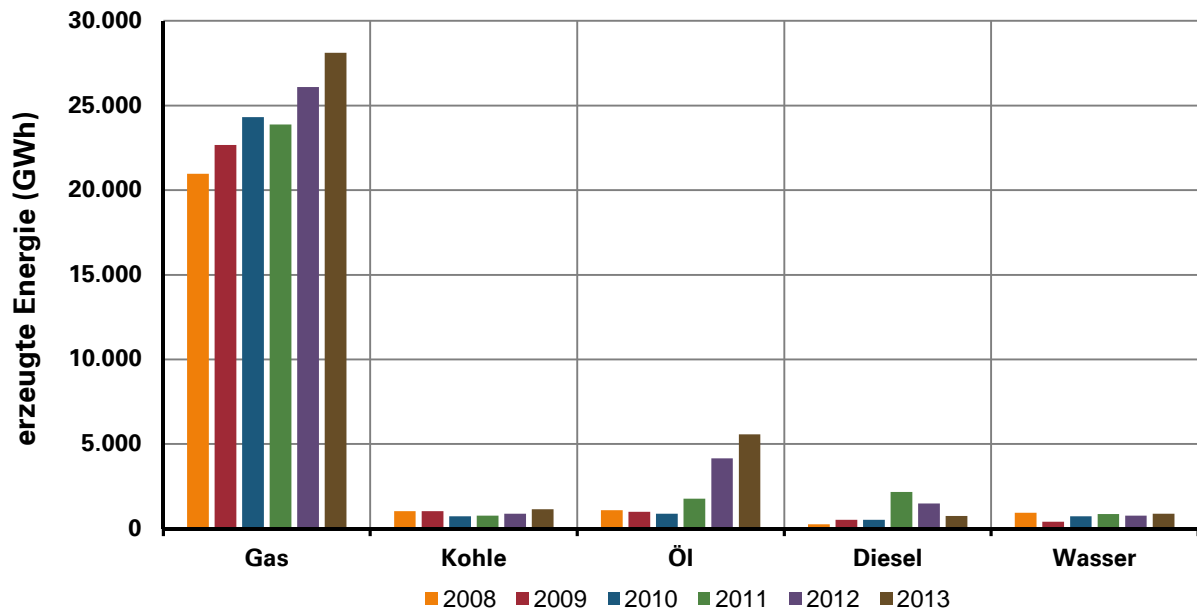


Abbildung 2.14: Erzeugte Energie nach Energiequellen von 2008 bis 2013

Im FJ 2013 betrug bei der netzgebundenen Energieerzeugung das Verhältnis von erneuerbaren Energien zu nicht erneuerbaren Energie 2,5% zu 97,5%, was deutlich macht, wie sehr der Energiesektor von Bangladesch auf konventionelle Energieträger baut und gleichzeitig, wie stark er von diesen abhängig ist [PDB 2013-1].

2.4.2 Nicht netzgebundene Versorgungsquellen

Im Gegensatz zur netzgebundenen Stromerzeugung stehen bei der nicht netzgebundenen Stromerzeugung 8.836 ktOE Biomasse und 139 MW elektrische Leistung aus regenerativen Energieträgern 1.398 ktOE nicht regenerativer Energie aus Ölprodukten gegenüber, was einem Verhältnis an Primärenergie (ohne elektrische Energie) von 86% zu 14% entspricht. Es ist mittlerweile gemeinhin anerkannt, dass es auch in den nächsten 20 Jahren in einigen abgelegenen und isolierten Gegenden, z.B. Inseln oder Bergregionen, keinen Zugang zum öffentlichen Stromnetz geben wird. Hier besteht jedoch die Möglichkeit, und auch die Absicht seitens der Regierung, mittels Mini-Grid-Systemen, die Versorgung dieser Gegenden mit elektrischem Strom zu ermöglichen. Unter einem Mini-Grid-System versteht man ein dezentrales und auf einen kleinen Standort beschränktes Stromerzeugungs- und Verteilungssystem geringer Leistung [IEA 2011] [MPE 2013-1] [PDB 2014-3].

Bisher liefern die meisten nicht netzgebundenen Anlagen noch keine Energie im Verbund mit andern Anlagen, daher gibt es bisher noch relativ wenige Mini-Grids. Viele Mini-Grids befinden

sich aber bereits im Planungsstadium oder auch schon im Bau [IEA 2011] [MPE 2013-1] [PDB 2014-3].

Die Energiequelle der Zukunft für Bangladesch ist die Solarenergie. Dabei spielen derzeit und voraussichtlich auch in der Zukunft Solar Heimsysteme (Solar Home System, SHS) eine zentrale Rolle. Sie stellen bei Sonnenschein sowie nachts (durch Akkumulator) in begrenztem Umfang Energie zur Verfügung [IDC 2013] [QUA 2011].

Ein SHS besteht aus folgenden Anlageteilen (vgl. Abbildung 2.15):

- a) Photovoltaikmodul(e) (1-300 Wp)
- b) Laderegler
- c) Akkumulator („Batterie“)
- d) Gleichstromverbraucher (Lampen, Fernseher usw.)
- e) Kabel, Sicherungen und Schalter.

Viele in der Stadt installierte SHS-Systeme werden als Rückfalloption genutzt, um im Falle eines Lastabwurfs im Stromnetz elektrische Verbraucher für einen kurzen Zeitraum weiterhin betreiben zu können. Dafür wird die durch die Solarzellen erzeugte Energie in der SHS gehörenden Akkumulator gespeichert und im Bedarfsfall genutzt [KAB 2012].

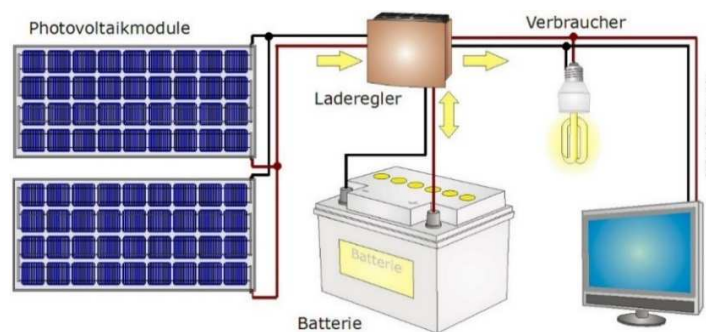


Abbildung 2.15: Aufbau eines Solar Home Systems [QUA 2011]

Bei den SHS ist es nicht möglich, genaue Zahlen zu der Anzahl bzw. der Leistungsfähigkeit der installierten Anlagen zu erhalten. Es wird daher davon ausgegangen, dass fast alle Systeme, inklusive derer von Grammen Shakti (GS), über das SHS-Programm von IDCOL registriert sind. Unter dem Aspekt SHS sind alle über Solarstrom betriebenen Systeme erfasst, auch Bewässerungspumpen, Kühlschränke und Beleuchtung. Derzeit versorgt noch kein PV-Mini-Grid-System Haushalte mit Strom, es befinden sich allerdings diverse Anlagen im Bau. Man kann davon ausgehen, dass derzeit etwa 3 Millionen SHS in Bangladesch installiert sind

(ca. 80.000 Neuinstallationen pro Monat), was bei einer durchschnittlichen Leistung von 50 Wp einer Gesamtleistung von 150 MW entspricht [RAF 2013].

In Tabelle 2.2 sind die zahlenmäßig bestätigten PV-Systeme zur Übersicht aufgelistet. Die aufgelisteten, bisher noch nicht erwähnten Organisationen sind das Bangladesh Centre for Advanced Studies (BCAS), das Local Government Engineering Compartment (LGED) und der Bangladesh Council for Scientific and Industrial Research (BCSIR) [GS 2014-3] [IDC 2014-2] [KAB 2012] [PDB 2014-3] [REB 2014].

Organisation	Anzahl der Systeme	Installierte Leistung	Ort
BPDB	Solar PV 52 SHS	400 kWp	Diverse
BCAS	Solar PV	2,3 kWp	Diverses
IDCOL	Solar PV 2.677.896 SHS	133.895 kWp (50 Wp each)	Diverse
Grameen Shakti	Solar PV 1.312.478 SHS	65.624 kWp (50 Wp each)	Diverse
LGED	Solar PV	40,5 kWp	Diverse
REB	Solar PV 29.276 SHS	2.594 kWp	Diverse
BCSIR	Solar PV	100 kWp	Diverse
Private Firmen	Solar PV	400 kWp	Diverse
Summe	2.707.224 Systeme	137 MWp	

Tabelle 2.2: Übersicht über Solarleistung

Alle bisher installierten Windkraftwerke sind in den Küstenregionen von Bangladesch aufgestellt. Die Gesamtleistung dieser Anlagen liegt bei 18,8 kW, welche sich auf 5 Einzelanlagen aufteilt. Dabei reicht die Nutzung der erzeugten Energie von Bewässerung (BCAS) über die Versorgung eines Zyklon-Schutzbaus (LGED) bis zu einer Fischfarm (GS). Die vom Institute for Fuel Research and Development (IFRD) aufgestellten Windkraftanlagen dienen, wie die des Bangladesh Rural Advancement Committee (BRAC) Forschungszwecken [CHO 2012] [KAB 2012] [PDB 2014-3].

Seit 2005 existiert ein 50 kW Kleinstwasserkraftwerk, welches jedoch seit längerer Zeit defekt ist. Eine Wiederinbetriebnahme ist vorgesehen, jedoch gibt es keine Angaben, wann dies geschehen soll [PDB 2014-3].

Auf Kutubdia, einer kleinen Insel im Süden von Bangladesch, ist seit 1997 ein 1.000 kW Wind-Batterie-Hybrid-Kraftwerk in Betrieb. Es besteht aus 50 Windturbinen á 20 kW und 1.000 12

V-Batterien mit einer Kapazität von je 200 Amperestunden. Um das Mini-Grid-System der Insel auch nachts oder bei Flaute mit Strom versorgen zu können, wurden noch zwei Dieselgeneratoren mit zusammen 700 kVA installiert, wovon allerdings ein Generator defekt ist. Aufgrund von Fehlmanagement und Schäden an der Anlage, welche durch einen Zyklon entstanden sind, erreichte die Anlage nie die geplante Leistung. Daher werden auf Kutubdia primär die Dieselgeneratoren für die Stromerzeugung genutzt. Die Anlage befindet sich derzeit in der Überholung.

Des Weiteren haben GS vier Wind-Diesel-Anlagen für Zyklonen-Schutzräume mit insgesamt 14,5 kW, das BRAC eine 4,32 kWp Wind-Diesel-Anlage und das LGED eine 10 kWp Wind-PV-Hybridanlage installiert. Das macht eine rechnerische Gesamtkapazität an Hybrid-Kraftwerken von 1029 kW, wobei die Funktionsfähigkeit der Anlagen nicht bestätigt werden kann [CHO 2012] [KAB 2012] [PDB 2014-3].

In Tabelle 2.3 ist die installierte Leistung für Wasser-, Wind- und Hybridkraftwerke aufgelistet. Die Funktionsfähigkeit der einzelnen Anlagen wurde nicht weiter berücksichtigt, da nicht für jede Anlage der aktuelle Status bekannt ist [CHO 2012] [IDC 2014-2] [KAB 2012] [PDB 2014-3].

Organisation	Art der Energieerzeugung	Installierte Leistung	Ort
BPDB	Wasser	50 kW	Barkal
	Wind-Batterie-Hybrid + Diesel	1.000 kW 200 kVA 500 kVA	Kutubdia Back-Up für Nacht + Flaute
BCAS	Wind Bewässerung	15,5 kW	Patenga
Grameen Shakti	Wind	0,3 kW	Fisch Farm Sitakunda
	Wind-Diesel-Hybrid	14,5 kW	GS Zyklon- Schutzbauten
BRAC	Wind	0,9 kW	Küstenregion
	Wind-Diesel-Hybrid	4,32 kW	Küstenregion
LGED	Wind	0,4 kW	Kuakata
	Wind-PV-Hybrid	10 kWp	St. Martin's Island
IFRD	Wind	1,1 kW	Tecknaf
		0,6 kW	Meghnaghat
Summe	Hybrid Wind Wasser	1.029 kW 18,8 kW 50 kW	

Tabelle 2.3: Übersicht über Wasser-, Wind- und Hybridleistung

Es gibt in Bangladesch geschätzt ca. 80.000 Biogasanlagen für die Umwandlung von Tierdung, menschlichen Exkrementen und Ernteabfällen, wie z.B. Reisschalen, in Biogas. Dieses wird derzeit fast ausschließlich direkt in Nutzenergie umgewandelt, wobei viele Haushalte ihre eigene Anlage für die Gasversorgung zum Kochen und Heizen nutzen bzw. es einen Zusammenschluss mehrerer Haushalte und sogar ganzer Dörfer gibt. Auch der Betrieb von kleinen Generatoren mit Leistungen zwischen 500 W und 260 kW ist mit Biogas möglich. Der Kraftstoff besteht dabei entweder aus 70% Biogas und 30% Diesel für einen Dieselmotor oder aus 100% Biogas für Benzin- bzw. Gasgeneratoren. Umfassende Angaben zur Zahl installierter Generatoren gibt es nicht. Bisher sind insgesamt 382 kW Generatorkapazitäten, installiert von GS, beschrieben.

Es gibt zwei Biogas-Kraftwerke mit je 800 kW Leistung (BRAC) und ein Kraftwerk mit 250 kW Leistung (IDCOL), welches 300 Haushalte über ein Mini-Grid in seiner direkten Umgebung versorgt [GOF 2013] [GS 2014-1] [IDC 2014-2] [KAB 2012].

Alle Biogasanlagen wurden in Tabelle 2.4 zur Übersicht zusammengestellt [GOF 2013] [GS 2014-1] [IDC 2014-2] [KAB 2012].

Organisation	Anzahl der Systeme	Installierte Leistung	Ort
IDCOL	37.269 Systeme	250 kW	Kapasia & Diverse
Grameen Shakti	27.313 Systeme (davon ca. 15.000 über IDCOL)	-	Diverse
	2 x Generator 1 x Generator	380 kW 2 kW	Hühnerfarm Gazipur Gazipur
BRAC	300 Systeme	1,6 kW (2 · 800 kW)	Diverse Saturia, Shafipur
LGED	8.120 Systeme	-	Diverse
IFRD	21.858 Systeme	-	Diverse
Summe	79.860 Systeme	633,6 kW	

Tabelle 2.4: Übersicht über Biogasanlagen

Ölprodukte werden im nicht netzgebundenen Bereich verhältnismäßig wenig verbraucht. Nach den Zahlen der IEA (International Energy Agency) von 2011 wurden in der Industrie 309 ktoe, in der Landwirtschaft 545 ktoe und in Haushalten 544 ktoe Primärenergie direkt verbraucht. Es sind keine Daten verfügbar die belegen, wieviel elektrischer Strom daraus durch den Einsatz privater Dieselmotoren gewonnen wurde. Wegen hoher Kosten für Dieselmotoren und des Brennstoffes werden in ländlichen Haushalten solche Systeme

praktisch nicht genutzt, sondern nur gewerblich oder in der Landwirtschaft. In Haushalten wird das meiste Öl zu Beleuchtungszwecken in Petroleumlampen verbrannt. Im Landwirtschaftsbereich kann davon ausgegangen werden, dass der größte Teil des Öls beim Betrieb dieselgetriebener Bewässerungspumpen und von Landwirtschaftsmaschinen verbraucht wird [ASA 2004] [IEA 2011].

2.4.3 Versorgungsquellen ländlicher Haushalte

Die Nutzung nicht netzgebundener, erneuerbarer Energien ist besonders in den zumeist sehr armen ländlichen Gebieten weit verbreitet.

Biomasse in Form von Feuerholz, Ernterückständen (z.B. Reishülsen), Blättern und getrocknetem Dung hat beim Energieverbrauch auf dem Land einen Anteil von 97% (vgl. Abbildung 2.16). Bei Feuerholz und Blättern, welche zusammen 59% des Verbrauchs ausmachen, handelt es sich um regenerative, langsam nachwachsende und CO₂ neutrale Energieträger, deren Nutzung nicht nur Vorteile hat. Der übermäßige Konsum von Holz führt zu einer ungewollten Rodung der Waldbestände, was ohne Wiederaufforstung nicht nur zu der in Abschnitt 2.1 beschriebenen Bodenerosion und damit zu Überschwemmungen führt, sondern auch das Erreichen von Klimaschutzziele und nicht zuletzt die Energiesicherheit für die ländliche Bevölkerung gefährdet.

Ein zusätzliches Problem, bei der Verwendung von Biomasse in primitiven Öfen zum Kochen, besteht in den durch unvollständige Verbrennung entstehenden, gesundheitsgefährdenden Rückständen in der Luft, welche Atemwegserkrankungen hervorrufen können. Diese Giftstoffe treten besonders stark bei der Verbrennung von Dung auf, wobei dessen Feuchtegehalt für den Ausstoß von Rückständen maßgeblich ist. Besonders Frauen und Kinder, welche sich zeitlich gesehen viel innerhalb der Behausung aufhalten, sind davon betroffen. Durch die Verwendung von verbesserten Kochöfen (Improved Cooking Stoves, ICS) kann dieses Problem größtenteils vermieden werden [ASA 2004] [GS 2014-2].

Im Vergleich zu anderen Energiequellen ist der Konsum von elektrischer Energie im ländlichen Bereich mit 1% Anteil am Gesamtenergiekonsum sehr gering. Dies ist auf die geringe Verfügbarkeit dieser und auf die hohen Stromkosten zurückzuführen. Genutzt wird elektrische Energie hauptsächlich zur Beleuchtung und ersetzt damit die in fast allen Haushalten genutzten Petroleumlampen. Neben der Beleuchtung werden bei Verfügbarkeit aber auch Klimaanlage, Öfen und Luxusgegenstände wie Fernseher und Handyladegeräte mit Strom betrieben [ASA 2004].

Über den Energieverbrauch aus Biogasanlagen standen keine weiterführenden aussagekräftigen Daten zur Verfügung.

Auf dem Land werden also im Durchschnitt 97% regenerative und 3% nicht regenerative Versorgungsquellen genutzt.

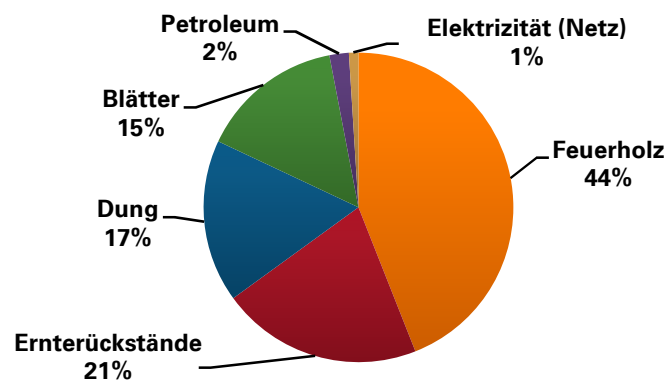


Abbildung 2.16: Ländlicher Energieverbrauch nach Energiequelle [vgl. ASA 2004]

Biomasse wird so übermäßig stark konsumiert, weil sie sehr billig und für jedermann verfügbar ist. Für die armen Bevölkerungsschichten ist Ihre Nutzung zumeist alternativlos, weil sie das Geld für andere Energiequellen nicht aufbringen können.

Abbildung 2.17 zeigt die Relation zwischen der Menge an verbrauchter Energie und dem Preis hierfür, unterteilt nach Energiequelle. Es ist eindeutig zu erkennen, dass selbst ein sehr geringer Konsum von Elektrizität und Petroleum sehr teuer im Vergleich zur Nutzung anderer Energiequellen ist. Bei Elektrizität macht primär der Anschlusspreis die Kosten aus, nicht so sehr der eigentliche Energieverbrauch. Es muss hierbei allerdings auch die Qualität der Energieausbeute beachtet werden. Besonders Elektrizität hat eine sehr hohe Effizienz im Vergleich zur verbrauchten Menge. Ein gutes Beispiel hierfür ist der Vergleich der Lichtausbeute aus einer Glühbirne und einer Petroleumlampe. Geht man vom gleichen eingesetzten Geldbetrag aus, produziert die Glühbirne 500-mal mehr Helligkeit als die Petroleumlampe [ASA 2004].

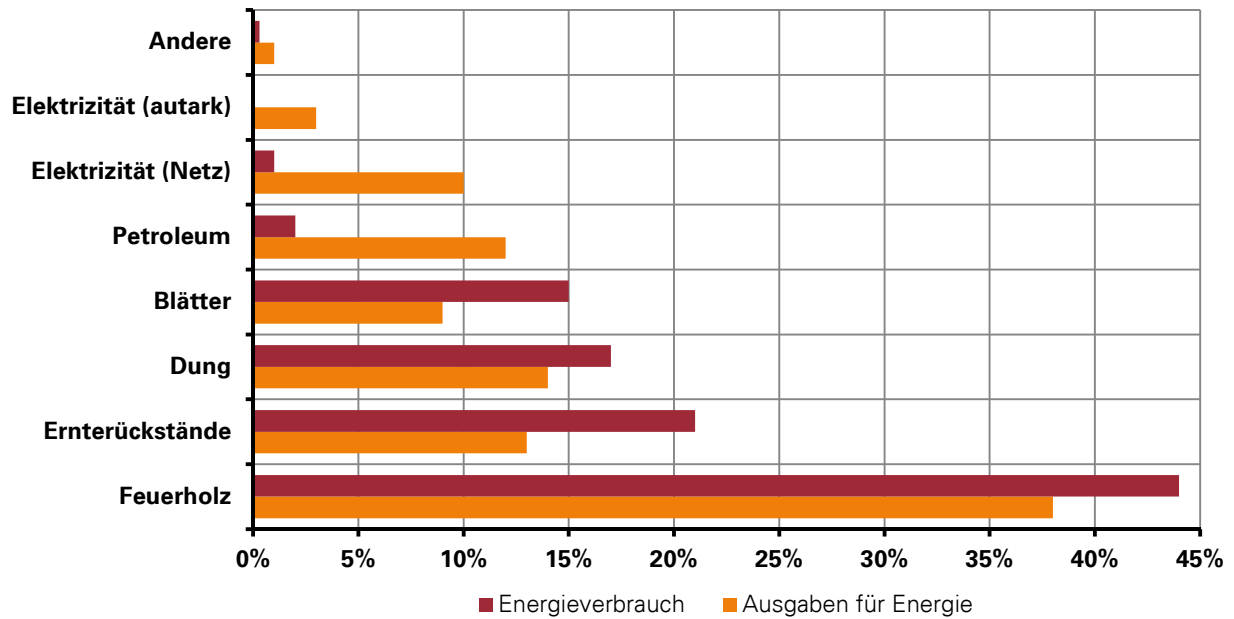


Abbildung 2.17: Energieverbrauch und Ausgaben für Energie nach Energiequelle

Eine gute Alternative zum Kauf von teurer Energie kann für Bewohner ländlicher Regionen die Nutzung von Photovoltaik schaffen. Abbildung 2.18 zeigt Gründe für Landbewohner von Bangladesch, sich ein SHS zu kaufen. Diese Umfrage ist auf Grund der Methodik der Befragung (nur wenige Bewohner und Geschäftsleute eines ausgewählten geografischen Bereiches wurden abgefragt) zwar nicht repräsentativ, jedoch gibt sie einen guten Einblick über die Bedürfnisse und Prioritäten der Bewohner. Die Nutzung von elektrischer Beleuchtung für den Alltag und für die Verbesserung der Schulbildung sind zwei große Faktoren, welche für die Investition in eine eigene Solaranlage sprechen. Ebenfalls als Kaufgrund angegeben ist die Verbesserung der Lebensqualität durch den Betrieb von Konsumgütern, wie Fernseher und Handyladegeräten, und auch das ermöglichen von Heimarbeit [WAH 2012].

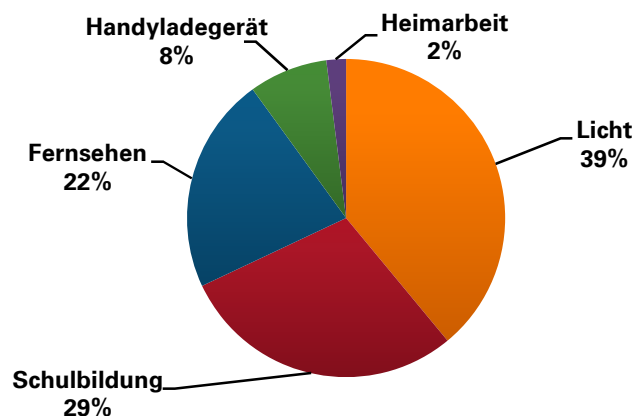


Abbildung 2.18: Gründe für den Kauf eines SHS [vgl. WAH 2012]

Der Verkauf solcher Systeme auf Raten hat sich als optimales Geschäftsmodell herausgestellt. Dies liegt darin begründet, dass die Eigentümer ein sehr viel größeres Interesse an einer guten Pflege und Wartung und damit der Funktionsfähigkeit ihrer Anlagen haben, als dies bei vermieteten Objekten der Fall ist [ISL 2011].

Um auch verhältnismäßig armen Bewohnern die Anschaffung dieser Systeme zu ermöglichen, wurden verschiedene Mikrokreditfinanzierungsmodelle etabliert. Dabei kann der Käufer das System auf Kreditbasis vom Verkäufer beziehen und es nach einer Anzahlung mit monatlichen Raten abbezahlen. Der Verkäufer wiederum bekommt einen Kredit (z.B. 80% des Beschaffungswertes) von IDCOL und noch einen festgelegten Förderbetrag als Unterstützung hinzu, welchen er nicht zurückzahlen muss und welcher das gesamte System auch für den Käufer billiger macht.

Als Beispiel dient die Finanzierung eines 20 Wp SHS. Ein 20 Wp SHS kostet etwa 12.000 Tk, was ca. 120 € entspricht. 10% des Betrags, also 1.200 Tk (12€) wird durch den Käufer als Anzahlung geleistet, durch eine Förderung werden vom Kreditbetrag 1.600 Tk (16€) abgezogen, der Haushalt muss einen Kredit von 9.200 Tk (92€) in einem Zeitraum von zwei bis fünf Jahren abbezahlen [IDC 2013].

Besonders die Firma Grameen Shakti hat sich beim Verkauf von SHS, Biogasanlagen und auch verbesserter Öfen (ICS) einen Namen gemacht und ist in Bangladesch mit mehr als 1,31 Millionen installierter SHS, 27.300 Biogasanlagen und 750.000 ICS Marktführer. Auch die Firma Rahimafrooz (Bangladesh) Ltd. hat sich von einem Hersteller für Batterien und Laderegler zu einer Firma weiterentwickelt, die ganze SHS in Bangladesch entwickelt, produziert und installiert und nach Verkaufszahlen auf Platz zwei hinter GS liegt.

Um die Funktionsfähigkeit der Anlagen für die Zukunft sicherzustellen, bilden beide Firmen Personal, insbesondere Frauen, für die technische Betreuung und auch den Aufbau der Anlagen aus. So schaffen sie viele Arbeitsplätze im ländlichen Bereich und unterstützen damit besonders die Entwicklung ländlicher Regionen. Zudem fördern sie die Akzeptanz der neuen Technologien und verankern diese somit in der Gesellschaft. Nach Informationen von Rahimafrooz sollen so in der Vergangenheit zwischen 60.000 und 70.000 „Grüne-Arbeitsplätze“ geschaffen worden sein [GS 2014-1] [GS 2014-2] [GS 2014-3] [ISL 2011] [KAB 2012] [RAF 2013] [WAH 2012].

In Abbildung 2.19 sind nochmals alle zuvor genannten Werte bezüglich der Anteile regenerativer und nicht regenerativer Versorgungsquellen grafisch gegenübergestellt.

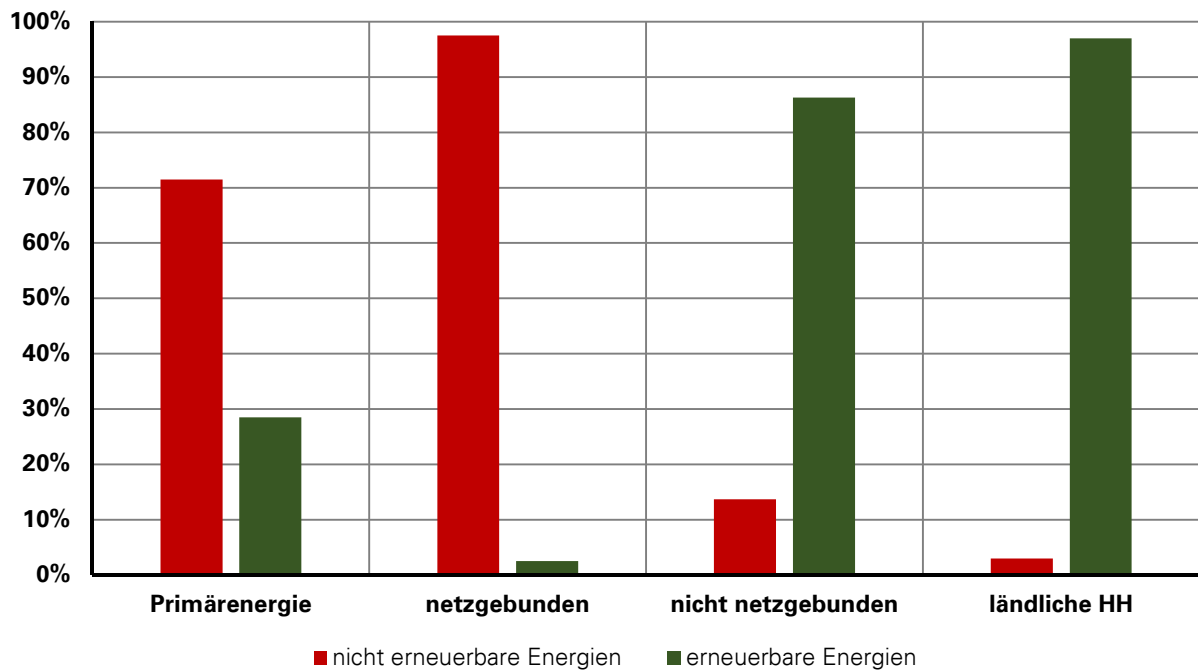


Abbildung 2.19: Zusammenfassung der Aufteilung der Versorgungsquellen

3 Potentialabschätzung verschiedener Energiequellen

Nachdem der Ist-Zustand von Bangladesch ausführlich erläutert wurde, widmet sich der nächste Abschnitt der Potentialabschätzung verschiedener Energiequellen für die Erzeugung von elektrischem Strom mit Ausnahme der Photovoltaik. Es werden sowohl konventionelle, als auch regenerative Energiequellen betrachtet. Neben der Abschätzung des Potentials werden auch die bisher schon geplanten Kraftwerkskapazitäten vorgestellt. Die Photovoltaik nimmt eine Sonderstellung ein und wird daher sehr viel eingehender in einem eigenen Kapitel untersucht.

3.1 Potential nicht-regenerativer Energiequellen

Gas:

Die bestätigten Gasvorkommen von Bangladesch betragen 585 Milliarden m³. Schätzungen gehen von Gasreserven in Höhe von insgesamt 888 Milliarden m³ aus, wobei diese Vorkommen nicht in Gänze bestätigt sind. Bisher wurden ca. 309 Milliarden m³ verbraucht, was noch eine theoretisch verfügbare Restgasmenge ab 2013 von 578 Milliarden m³ ausmacht [PBA 2012].

Der Verbrauch lag im FJ 2012 bei 21,2 Milliarden m³ Erdgas, wovon ca. 12 Milliarden m³ allein für die Erzeugung von elektrischer Energie genutzt wurden. Bei einem angenommenen jährlichen Anstieg des Verbrauchs um ca. 7% (gemittelter jährlicher Anstieg beim Gasverbrauch über die letzten 10 Jahre) werden die Reserven voraussichtlich in 15 Jahren, also im Jahr 2028, erschöpft sein. Die genaue Berechnung ist in Anhang A2 dargestellt.

Bei allen fossilen Brennstoffen ist aber zu berücksichtigen, dass die erschließbaren Reserven sich durch neue Funde von Reservoirs und neue Produktionsmethoden stetig erhöhen und es deshalb unwahrscheinlich ist, dass die Gasvorkommen tatsächlich 2028 erschöpft sind.

Die Planungen der Regierung gem. PSMP sehen vor, dass die Energieproduktion aus Gas in der Zukunft nicht mehr so stark ansteigen soll wie bisher (Kapazitätserhöhung bis 2030 um etwa 50% auf ca. 10.000 MW), was wiederum den Gasverbrauch weniger stark wachsen lässt (unter 3% pro Jahr für Energieerzeugung) und die Zeit bis zu einem kompletten Verbrauch aller Reserven erhöht.

Mit Blick auf die Vergangenheit kann man davon ausgehen, dass mindestens noch für die nächsten 50 Jahre ausreichend in Bangladesch produziertes Erdgas zur Verfügung steht. Um weiterhin ausreichend Gas zur Verfügung zu haben, muss die Regierung aber

selbstverständlich trotzdem nach neuen Gaslagerstätten suchen und in neue Abbaumethoden investieren. Abbildung 3.1 zeigt die Abbaugelände für Erdgas im Südosten des Landes.

Um jetzt schon vorhandene Lieferengpässe bei der Gasproduktion auszugleichen und den Import zu ermöglichen, soll zeitnah die Infrastruktur für den Import von flüssigem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) geschaffen werden. Es gibt allerdings keine genauen Daten über die angestrebte Menge an importiertem LNG [TEP 2010].

Kohle:

Mit bestätigten Kohlevorkommen von 1.250 Millionen Tonnen und geschätzten Vorkommen von 2.083 Millionen Tonnen im Norden von Bangladesch ist Kohle der Energieträger der Zukunft für Bangladesch (vgl. Abbildung 3.1). Es ist der Bau von Kraftwerken mit einer Gesamtleistung von fast 20.000 MW bis 2030 geplant [TEP 2010].

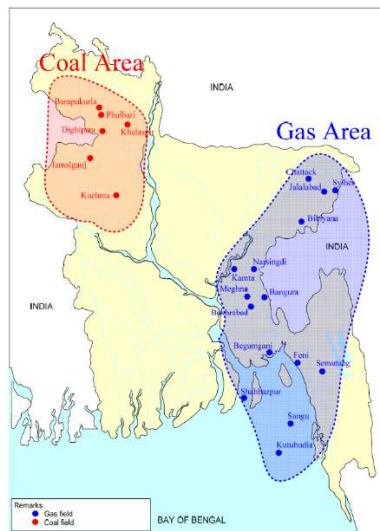


Abbildung 3.1: Einheimische Kohle- und Gasabbaugelände [TEP 2010]

Aufgrund fehlender politischer Entscheidungen kommt der Kohleabbau in Bangladesch aber nur sehr schleppend voran. Obwohl man sich einig ist, dass Kohle bis zum Jahr 2030 mit einem Anteil von 50% bei der Energieproduktion der wichtigste Energieträger des Landes sein wird, wagen sich die politischen Kräfte des Landes nicht an die Erstellung einer Kohlestrategie (Coal Policy). Der Hintergrund hierfür liegt in der innerpolitischen Brisanz des Themas. Der kostengünstige Abbau von Kohle im Tagebau hätte die Umsiedlung von ca. 50.000 Menschen in dem bereits überbevölkerten Land zur Folge. Die Auswirkungen auf die Umwelt durch Tagebau sind sehr weitreichend und betreffen neben dem riesigen, unbewohnbaren Tagebauareal auch das Grundwasser und weitere wasserführende Schichten.

Beim Kohleabbau Untertage sind die offenkundigen Auswirkungen auf die Landschaft zwar nicht vorhanden, aber neben den sehr viel höheren Kosten für diese Form des Kohleabbaus,

stellen die regelmäßigen Überschwemmung im Land ein Problem dar. Bei der Barapukuria Kohlemine ist es durch nicht geeignetes Deckgestein zu Landabsenkungen gekommen, wodurch die betroffenen Gebiete in der Umgebung unbewohnbar wurden. Dies hat zu massiven Protesten innerhalb der Bevölkerung gegen den Kohleabbau im Land geführt.

Von Seiten der Politik ist noch viel Überzeugungsarbeit bei der Bevölkerung notwendig, um den Abbau von Kohle im großen Stil zu ermöglichen. Die einzige Alternative zum Kohleabbau im Land selbst ist der Import dieser. Problematisch sind hierbei die Abhängigkeit von den ausländischen Lieferanten und der sehr viel höhere Preis der Importkohle. Ein weiteres Problem ist die bisher nicht vorhandene Infrastruktur, welche für den Kohleimport benötigt wird. Dazu zählen neben einem noch nicht gebauten Tiefseehafen auch kaum vorhandene, durch große Lastwagen befahrbare Straßen für die Kohleanlieferung. Letztlich ist gem. PSMP ein Mix aus einheimischer (11.050 MW) und importierte Kohle (8.400 MW) für die Zukunft avisiert und die Vorbereitungen dafür laufen bereits.

Sollte der Ausbau wie im PSMP geplant stattfinden, also es würde einheimische und importierte Kohle in elektrischen Strom umgewandelt und danach der Verbrauch einheimischer Kohle im Energiesektor und der Industrie um jeweils 2% pro Jahr weiterwachsen, dann würden die Kohlereserven noch für gute 60 Jahre reichen. Dieser Ansatz setzt ein sehr hohes Wachstum des Energieverbrauchs voraus, der in diesem Maße nur angenommen wurde und wahrscheinlich etwas niedriger ausfallen wird. Dies würde wiederum die Reserven für einheimische Kohle langsamer aufbrauchen. Es wurde ein Kohleeinsatz von 510 kg/MWh und ein dauerhafter Anstieg des Kohleverbrauchs durch die Industrie von 2% pro Jahr zugrunde gelegt. Die genaue Berechnung erfolgte in Analogie zur Restgasmenge [KAB 2012] [KAH 2013] [MON 2010] [PDB 2013-1] [TAM 2013] [TEP 2010].

Öl:

Bangladesch besitzt keine nennenswerten Ölreserven, d.h. praktisch alle Ölprodukte müssen importiert werden. Dabei muss sich das Land an den sehr wechselhaften und oftmals astronomischen Preisen des Weltmarktes orientieren. Der in den letzten Jahren stark ansteigende Einsatz von Öl für die Erzeugung von elektrischem Strom sollte nur der kurzfristigen Deckung des Energiebedarfs dienen, bis der Ausbau der Kraftwerkskapazitäten für die Energieträger Kohle- und Kernkraft vorangeschritten ist. Im Jahr 2030 sollen etwa 4.100 MW Leistung aus Ölprodukten generiert werden. Neben Neubauten gem. PSMP von 1.400 MW werden auch diverse Kraftwerke mit über 1.000 MW Leistung bis 2018 stillgelegt [IEA 2011] [KHA 2013] [MOF 2012] [MON 2010] [PDB 2013-3] [TEP 2010].

Nuklear:

Die Regierung beabsichtigt in Zukunft die Kernkraft in Bangladesch zu etablieren. Es sollen insgesamt 4 Reaktoren mit jeweils 1.000 MW in Betrieb gehen. Vom angestrebten Zeitplan der ersten Indienststellung im Jahr 2018 und zur letzten 2025 ist man jedoch weit entfernt. Bisher wurde mit Russland eine Absichtserklärung über den Bau des Rooppur Atomkraftwerks (AKW) mit zwei Reaktoren mit einer Leistung von je 1.000 MW unterzeichnet. Man geht davon aus, dass das Kraftwerk erst 2021 oder 2022 ans Netz geht. Als Standort wurde ein Gebiet ca. 200 km nordwestlich von Dhaka direkt an einem Flussdelta ausgewählt. Es ist enorm viel Vorarbeit notwendig, um in die Kernkraft einzusteigen. Dazu gehört neben der Aufstellung diverser Aufsichtsbehörden auch die Ausbildung von Personal. Es müssen Pläne für den gesamten Lebenszyklus des Kraftwerks, vom Baubeginn bis zum Rückbau, angefertigt werden. Die gesamte nukleare Infrastruktur, wozu beispielsweise die Versorgung mit Kernbrennstoff ebenso wie dessen Lagerung, Entsorgung und Wiederaufbereitung zählen, muss geschaffen werden. Zudem ist die Anfertigung von Notfallplänen für einfache Zwischenfälle im Kraftwerk bis hin zum Super-GAU erforderlich.

Da Bangladesch weder über nennenswerte eigene Uranvorkommen noch über Uran-Anreicherungsanlagen verfügt, wird definitiv eine Abhängigkeit von dem Land bestehen, welches den Brennstoff für den Reaktor liefert. Ein Uran-Leasing und Rücknahme-Konzept ist für die Brennstoffversorgung etabliert worden. Die Brennstäbe werden über die gesamte Betriebszeit vom Vertragspartner Russland geliefert und nachdem sie abgebrannt sind, wieder zurückgenommen, wiederaufbereitet oder endgelagert. Damit gäbe es für Bangladesch kein Endlagerproblem für Brennstoffe, sondern nur für größtenteils mittel bis schwach radioaktive Betriebsstoffe des AKWs.

Die Kosten für einen 1.000 MW Reaktor vom Typ AES-92 sind mit 1,5 bis 2 Milliarden US\$ veranschlagt, eine für ein Entwicklungsland gigantische Summe.

Wie in vielen anderen Ländern, welche auf die Atomkraft setzen, gibt es auch in Bangladesch Bedenken bezüglich der Sicherheit der Kernkraft. Viele Risiken werden in den ökologischen Rahmenbedingungen des Landes gesehen. Naturkatastrophen wie Überschwemmungen und Zyklone stellen eine Gefahr für die Anlage dar, genauso wie die Wasserknappheit der Flüsse während des Winters, welche im schlimmsten Falle die Kühlung des Reaktors negativ beeinflussen könnte. Auch gibt es Bedenken bezüglich der Infrastruktur, der Notstromversorgung, der Ausbildung von ausreichend qualifiziertem Personal und der Pläne für den Katastrophenfall. Ein durch einen Unfall unbewohnbar gewordener Landstrich (min. 20 km Durchmesser um das AKW) würde im überbevölkerten Bangladesch ernste politische und soziale Konsequenzen nach sich ziehen [AKB 2013] [SAY 2013] [TEP 2010] [WNA 2013].

3.2 Potential regenerativer Energiequellen

Wasserkraft:

Bangladesch hat nur ein sehr geringes Potential für die Energieerzeugung aus Wasserkraft. Das Land ist außer im südöstlichen Landesteil sehr flach. Abbildung 3.2 stellt farblich markiert die Höhe über dem Meeresspiegel dar. Die dunkelgrün markierten Gebiete (Höhe zwischen 0 und 50 m über Normal Null (NN)) haben kein Potential für Wasserkraft. Im Gegensatz dazu haben sowohl die beige markierten, hügeligen Gebiete im östlichen Teil der Division Chittagong (etwa 130 m über NN) als auch die hellgrünen Bereiche im Norden (50 bis 100 m über NN) Potential für die Energieerzeugung aus Wasserkraft. Obwohl das Landschaftsbild von unzähligen Flüssen und Wasserläufen geprägt wird, ist die Nutzung von Wasserkraft mit vielen Problemen behaftet. Die je nach Jahreszeit sehr stark variierende Durchflussmenge der Flüsse macht die Auswahl für einen wirtschaftlich sinnvollen Standort für den Bau von Wasserkraftwerken schwierig. Im regenreichen Monsun (ca. 5-6 Monate pro Jahr) können Kraftwerke mit maximaler Leistung Energie erzeugen, im sehr trockenen Winter dagegen (ca. 5 Monate im Jahr) kann es sein, dass das Flussbett praktisch trocken und damit eine Energieerzeugung nicht mehr möglich ist. Problematisch ist zudem, dass die Flüsse im Regelfall mehrere Kilometer breit sind, was den baulichen und damit auch den finanziellen Aufwand für den Betrieb eines Kraftwerks soweit in die Höhen treiben kann, dass es unrentabel wäre. Auf Grund der genannten Unwägbarkeiten verläuft der Ausbau der Wasserkraft bisher nur sehr zögerlich [GEO 2013] [MON 2010] [MPE 2008] [MPE 2014-1].

Es wird geschätzt, dass Bangladesch ein sinnvoll nutzbares Potential von 745 MW Leistung hat, wovon ca. 200 MW auf Kleinstkraftwerke fällt. Gemäß PSMP soll im Jahr 2016 ein Wasserkraftwerk mit einer Leistung von 100 MW ans Netz gehen. Dieses Kraftwerk befindet sich allerdings bislang noch nicht in Planung [MON 2010] [TEP 2010].

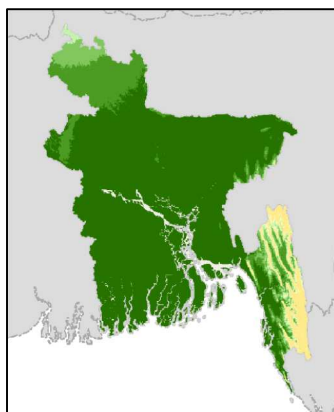


Abbildung 3.2: Elevation über Normal Null in Bangladesch [GEO 2013]

Wind:

Die im Moment verfügbaren Messwerte sind für eine zuverlässige Bewertung des Potentials von Windkraft nicht ausreichend. Derzeit werden durch diverse Messstationen Winddaten in Bangladesch ermittelt, um mögliche Standorte für die Aufstellung von Windkraftanlagen zu finden. Die Ergebnisse früherer Messungen und Berechnungen zeigen jedoch schon jetzt, dass Windenergie nur in Küstenregionen effizient nutzbar ist und das Potential daher beschränkt ist. Abbildung 3.3 zeigt die Leistungsdichte für Windkraftanlagen in W/m² in einer Höhe von 50 m. Nur die rosa (100-200 W/m²) bzw. braun (200-300 W/m²) markierten Bereiche kommen für den Bau von Windkraftanlagen in Betracht [HUS 2007] [PDB 2014-3] [GEO 2013].

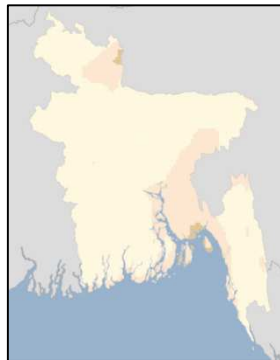


Abbildung 3.3: Leistungsdichte für Windkraft (W/m²) in 50 m Höhe [GEO 2013]

Die gemessene Windgeschwindigkeit für verschiedene Küstenstandorte in einer Höhe von 25 m über dem Boden ist in Abbildung 3.4 dargestellt (zugehörige Tabelle in Anhang A3). Die Windgeschwindigkeit ist von der Jahreszeit abhängig. Im Monsun, wo der Energiebedarf am größten ist, ist sie am höchsten und im Winter am kleinsten. Zudem wird die Windgeschwindigkeit auch von der Tageszeit beeinflusst. Generell ist sie in der Nacht und in den frühen Morgenstunden relativ gering und steigt erst im Laufe des Tages an, bis sie zwischen 15 und 17 Uhr den Spitzenwert erreicht, um anschließend wieder abzunehmen [HUS 2007] [KAB 2012].

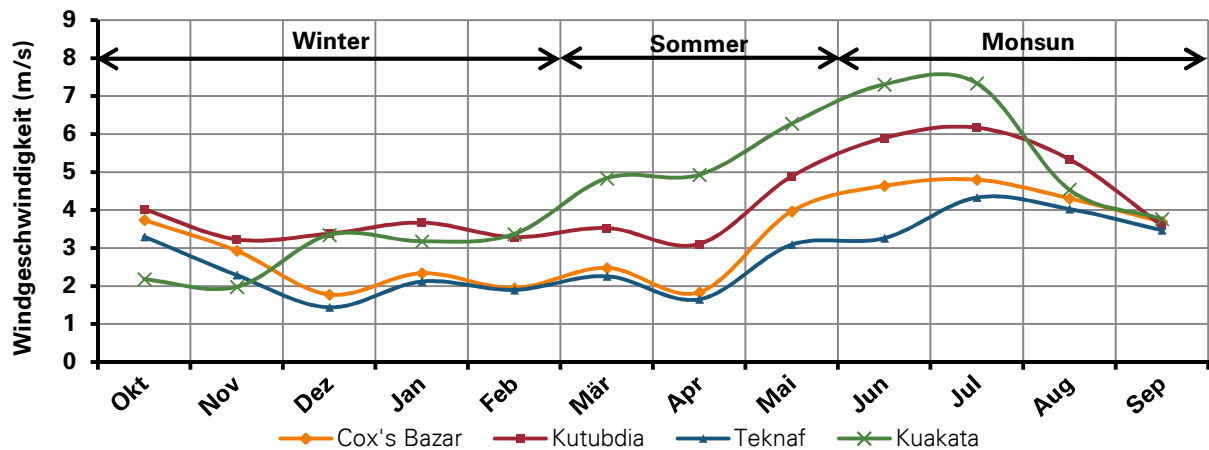


Abbildung 3.4: Mittlere Windgeschwindigkeit in 25m Höhe [vgl. KAB 2012]

Eine Windkraftanlage benötigt zum Anlaufen eine Windgeschwindigkeit zwischen 2,5 und 4,5 m/s, was an Bangladeschs Küsten größtenteils erreicht wird. Die Nenngeschwindigkeit, also der Bereich wo die Nennleistung erreicht wird, liegt zwischen 10 und 16 m/s. Ein Beispiel für die Leistungskurve einer kleinen 800 kW Windkraftanlage ist in Abbildung 3.5 dargestellt. Das ENERCON E-48 liefert seine maximale Leistung ab einer Windgeschwindigkeit von 14 m/s, wo sie wirtschaftlich betrieben werden kann. Generell gilt der Grundsatz, dass der Wind mit der Höhe zunimmt und dass Windkraftanlagen deshalb möglichst hoch gebaut werden sollten [ENE 2013] [QUA 2011].

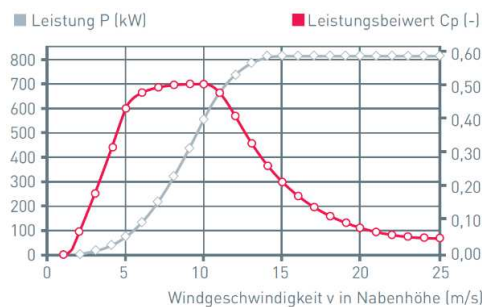


Abbildung 3.5: Leistungskurve Enercon E 48 Windkraftanlage [ENE 2013]

Das Potential für Windkraft in Bangladesch schätzt Mondal auf gerade einmal 4614 MW. Neben den zuvor dargestellten vermuteten Windverhältnissen und Leistungsdichten wurden die möglichen Volllaststunden der Anlagen mit einberechnet (mindestens 1.000 Stunden pro Jahr für rentablen Betrieb notwendig). Der sehr begrenzte Raum, welcher nach einer entsprechenden Standortanalyse dann noch in Frage kommt, wurde nur zu 0,2% berücksichtigt, da es sich bei den Küstenregionen um sehr zersiedeltes, schwer zugängliches und von zahllosen Mangrovenwäldern durchzogenes Gebiet handelt. Eine Anbindung von Windkraftanlagen an das Stromnetz wäre dort größtenteils nur mit sehr großem Aufwand möglich. Interessant ist die Windkraft aber dennoch für autarke Hybrid-Kraftwerke.

Das BPDP hat die Installation eines Windparks mit 50 bis 200 MW in Chittagong geplant. Weitere Projektplanungen sollen erst nach erfolgter Analyse der Daten verschiedener Windmessstationen erfolgen [MON 2010] [PDB 2014-3].

Solarthermie:

Ebenfalls schwierig gestaltet sich die Potentialanalyse für die thermische Nutzung der Solarenergie, der sog. Solarthermie. Dieser Kraftwerkstyp konnte sich bisher kaum zur Erzeugung elektrischer Energie durchsetzen. Es gibt nur wenige Versuchsanlagen, welche aber noch keine Serienreife erlangt haben und damit noch nicht nutzbar sind. Eine

Eigenentwicklung ist theoretisch möglich, die Kosten dafür liegen aber im mehrstelligen Millioneneurobereich, was für ein Entwicklungsland wie Bangladesch kaum aufzubringen ist. Allgemein kann aber gesagt werden, dass sich Solarthermie nach jetzigem Kenntnisstand zwar nicht für die Erzeugung von elektrischem Strom in großem Stil eignet, jedoch sehr wohl für die Produktion von heißem Wasser oder auch zum Trocknen von Reis usw. Solche Systeme können auch mit sehr wenig Aufwand aus eigenen Mitteln hergestellt werden und wären somit besonders für Bewohner ländlicher Bereiche attraktiv. Solarthermie könnte dann als Entlastung für den Energielieferanten Nummer Eins Biomasse dienen [MON 2010] [QUA 2011].

Geothermie:

Über das Potential von Energiegewinnung aus Geothermie in Bangladesch ist bisher nicht viel bekannt. Es gibt nur wenige Studien zu diesem Themenkomplex. Auch hier ist festzuhalten, dass die bisher vorhandenen Daten nicht zu einer Potentialabschätzung ausreichen. Es wird davon ausgegangen, dass es im Nordwesten des Landes ein geringes Potential zur Nutzung der Geothermie gibt.

Abbildung 3.6 zeigt eine Karte in welcher die dunkelbraun bzw. lila eingefärbten Gebiete für die Stromerzeugung aller Voraussicht nach Potential bieten. Ein Großteil der Daten für die Studie wurde durch geologische Messungen in aufgegebenen Bohrlöchern gewonnen. Für die Stromerzeugung aus Geothermie sollte die Temperatur des genutzten Wasserreservoirs über 150°C liegen. Liegt sie darunter, sollte die Wärmeenergie des Wassers direkt, z.B. in Form von Fernwärme, genutzt werden. Da für Geothermie notwendige Bohrungen mit Kosten von etwa 1 Million Euro pro Kilometer Tiefe verbunden sind, liegt dies in wirtschaftlichen Überlegungen begründet [GUH 2010] [MON 2010] [QUA 2011].

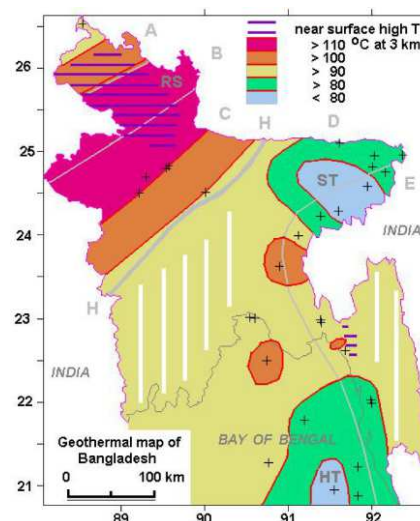


Abbildung 3.6: Geothermalkarte von Bangladesch [GUH 2010]

Meeresströmung / Wellenkraft / Gezeiten / OTEC:

Auch für die Energiegewinnung aus dem Meer gibt es noch keine validen Daten, welche eine Potentialabschätzung ermöglichen. Dennoch sollen die vier grundsätzlich verschiedenen Ansätze der Energieerzeugung mit Hilfe der Ozeane kurz erläutert werden.

Eine Methode ist die Energie der Meeresströmung in elektrischen Strom umzuwandeln. Ein solches Projekt ist der SeaGen von Marine Current Turbines ^(TM) Ltd. (vgl. Abbildung 3.7, rechts). Dieses System arbeitet vergleichbar zu einem Windkraftwerk und entzieht dem Meer Strömungsenergie zum Antrieb eines Generators. Für den Betrieb ist eine Strömungsgeschwindigkeit von 5 bis 6 Knoten notwendig.

Eine zweite Möglichkeit besteht in der Umwandlung von Wellenenergie. Abbildung 3.7 links zeigt zwei verschiedene technische Realisierungen. Es kann entweder die Hubenergie der Wellen über einen Schwimmer direkt auf einen Generator übertragen, oder es kann durch Luftverdrängung eine Turbine und damit ein Generator angetrieben werden [MON 2010] [QUA 2011] [ROY 2011].

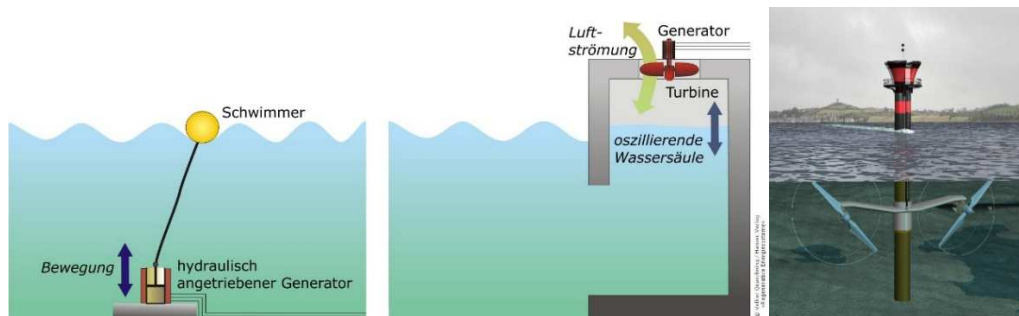


Abbildung 3.7: Wellen- und Meeresströmungskraftwerk [QUA 2011] [MCT 2007]

Auch Gezeitenkraftwerke, welche über ein Staudammsystem mit Rücklauf die periodischen Wasserbewegungen der Ozeane durch die Gezeiten zum Antrieb einer Turbine nutzen, sind denkbar. Problem hierbei ist, dass sehr große Eingriffe in die Landschaft in Form von Staudamm und Staubecken für die Installation einer solchen Anlage notwendig sind. Für einen wirtschaftlichen Betrieb ist ein Tidenhub von mehr als 5 m erforderlich.

Eine letzte und noch relativ unbekannte Idee liegt in der Nutzung der im Meer vorhandenen thermischen Energie. Diese Technik wird Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) genannt und nutzt die Temperaturdifferenz zwischen der Wasseroberfläche und tieferen Schichten für den Antrieb einer Wärmekraftmaschine. Die mindestens notwendige Temperaturdifferenz von der Oberfläche bis 1.000 m Tiefe von 20°C ist gem. den Daten des National Renewable Energy Laboratory (NREL) in Bangladesch vorhanden.

In diesem gesamten Themenkomplex ist weltweit noch viel Forschungs- und Entwicklungsarbeit notwendig, bevor eine Marktreife entstehen kann. Dabei müssen auch die

derzeit noch nicht vollständig erforschten Gefahren für die Umwelt der einzelnen Technologien vor der Einführung dieser Systeme im großen Stil in Betracht gezogen werden. Roy geht davon aus, dass in Bangladesch vielfältige Möglichkeiten der Energiegewinnung aus dem Meer bestehen. Um dies zu verifizieren, muss die Regierung von Bangladesch in naher Zukunft mit einer Studie über die Nutzbarkeit solcher Technologien beginnen [MON 2010] [QUA 2011] [ROY 2011].

Biomasse / Biogas:

Biomasse kann entweder direkt durch Verbrennung genutzt oder zu Biogas umgewandelt werden. Feuerholz und ähnliche Produkte werden für die Energieerzeugung nicht weiter betrachtet, weil eine Nutzung dieser Rohstoffe im Übermaß zu einer Zerstörung der Wälder und damit eines ganzen Ökosystems führen kann. Die Nutzung soll auf ländliche Haushalte und kleine Gewerbe beschränkt bleiben.

Biomasse in Form von Ernterückständen und Dung ist in einem Agrarstaat wie Bangladesch dagegen reichlich vorhanden und eignet sich hervorragend zur Energieerzeugung. Eine Vergasung der Biomasse in Biogasanlagen wäre energetisch sinnvoller als die heutzutage noch überwiegend praktizierte Verbrennung von Biomasse in primitiven Öfen. Der als Nebenprodukt bei der Biogasproduktion zurückbleibende Schlamm ist ein hochqualitativer Dünger, welcher bessere Düngeigenschaften aufweist als das direkte Ausbringen der Biomasse in Form von Tierdung oder Ähnlichem. Somit kann die eingesetzte Biomasse zu nahezu 100% genutzt werden. Da nur 3% der Bevölkerung an das Gasnetz angeschlossen sind und der Gedanke, alle Dörfer an das Gasnetz anzubinden utopisch ist, bildet Biogas neben elektrischem Strom eine vielversprechende alternative Versorgungsquelle.

Von den geschätzten 44,1 Millionen Tonnen Ernterückständen pro Jahr bleiben etwa 60% auf den Feldern zurück, um deren Fruchtbarkeit zu erhalten. Der Rest von 17,64 Millionen Tonnen kann anderweitig verwendet werden. An nutzbarer Tierdung fallen etwa 40 Millionen Tonnen pro Jahr an. Es ist zu erwarten, dass mit dem weiteren Wachstum der Bevölkerung auch die Masse an Biomasse und Tierdung ansteigen wird.

Mondal geht bei einer sehr konservativen Berechnung von insgesamt 370 MW installierbarer Leistung aus. Er schließt bei seiner Annahme die Vergasung von Kuhdung aus und rechnet nur relativ große Kraftwerke für Vergasung von Reishülsen mit 171 MW und für die Verbrennung von Rückständen aus Zuckermühlen mit 179 MW Leistung ein [MON 2010].

Das MPEMR dagegen sieht ein Potential von 8,6 Millionen Kubikmetern Biogas im häuslichen Bereich und insgesamt 650 MW installierbare Leistung durch mit Reishülsen und Kuhdung betriebene Biogaskraftwerke.

GS sieht Potential für 4 Millionen Biogasanlagen in Bangladesch, wobei der überwiegende Teil der Anlagen nicht für die Stromerzeugung genutzt werden soll, sondern für eine direkte Verwendung des Gases zum Kochen und Heizen.

IDCOL hat bereits Finanzierungen für den Bau von 6 Biogasanlagen mit angehängten Kraftwerken für die Erzeugung von insgesamt 1 MW elektrischer Energie für Mini-Grids zugesagt.

Die zunehmende Verstädterung führt dazu, dass immer mehr Müll in den Städten anfällt, welcher entweder recycelt oder in elektrischen Strom umgewandelt werden kann. Durch eine Müllverbrennung und auch durch Müllvergasung kann dieses bislang größtenteils ungenutzte Potential für die Energieerzeugung eingesetzt werden. In den betrachteten großen Städten von Bangladesch werden jährlich etwa 2,12 Millionen Tonnen an festem Müll eingesammelt und können theoretisch recycelt oder für 20 MW Leistungsausbeute verbrannt werden.

Für nachfolgende Berechnungen wird von einem möglichen Potential gem. MPEMR von 650 MW installierbarer elektrischer Leistung ausgegangen. Durch Aufklärung über die Vorteile von Biogasanlagen und vor allem auch über Vorteile der darin gewonnenen Düngemittel besteht die realistische Chance, die Verbrennung von Kuhdung zugunsten der Vergasung drastisch zu reduzieren [GS 2014-1] [IDC 2014-2] [ISL 2011] [MON 2010] [MPE 2013-3].

Hybrid:

Eine Nutzung aller zuvor genannten Energiequellen ist selbstverständlich auch im Verbund möglich. Hybrid-Systeme eignen sich vor allem für die Energieversorgung in Gegenden, wo es keinen Anschluss an das öffentliche Stromnetz gibt und es auf die Sicherstellung einer ununterbrochenen Versorgung bei definierter Leistung ankommt. Dabei sind den Variationsmöglichkeiten beim Mix der Versorgungsquellen praktisch keine Grenzen gesetzt. Es sind Einzelfallbetrachtungen in Bezug auf die Auslegung der Anlagen notwendig, weshalb eine sinnvolle Potentialangabe nicht erfolgen kann und auch nicht zielführend ist.

Auf der Insel Hatiya befindet sich ein autarkes Wind-PV-Hybridkraftwerk mit 7,5 MW Leistung im Bau [PTB 2014-3].

Import:

Der Stromimport soll in Zukunft einen wesentlichen Beitrag zur Sicherstellung der Energieversorgung aus regenerativen Quellen leisten. Da es in den umliegenden Ländern Indien, Nepal, Bhutan und Myanmar sehr viel Potential für die Erzeugung elektrischer Energie aus Wasserkraft gibt (mehr als 220 GW), hat Bangladesch die Absicht, mit diesen Ländern

gemeinsame Kraftwerksprojekte zu initiieren und den Zusammenschluss der Stromnetze zu vollziehen. Die avisierten Projekte für Wasserkraftwerke in den umliegenden Ländern sind in Abbildung 3.8 dargestellt. Die erste Stromtrasse nach Indien liefert bereits eine Leistung von 500 MW (Versorgungsquelle unbekannt), geplant sind gem. PSMP bis 2030 insgesamt 3.000 MW Leistung durch den Import von elektrischer Energie zu generieren, obwohl bis zu 3.500 MW rein aus Wasserkraft möglich wären. Der Hauptteil der Importenergie soll aus regenerativen Quellen kommen. Der Stromimport ist allerdings mit vielen politischen Hürden versehen, da die Sicherstellung der Energieversorgung einer der wichtigsten Punkte für jede Regierung ist. Es ist denkbar, dass die einzelnen Länder die Priorität in der Stromversorgung des eigenen Landes sehen. Bei Energieknappheit im eigenen Land könnten sie den Stromexport in die Vertragsländer stoppen, um das eigene Land weiterhin sicher versorgen zu können. Hier muss mit einem entsprechenden Vertragswerk gegengesteuert werden. Auch ein Export von Strom ist geplant. Der Exportstrom soll in bilateral gebauten und betriebenen Kraftwerken erzeugt werden [MOF 2012] [PDB 2014-2] [TEP 2010].

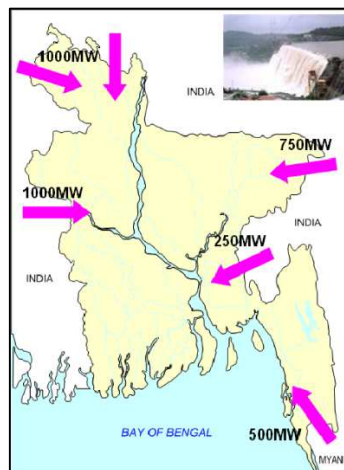


Abbildung 3.8: Stromimportplan gem. PSMP [TEP 2010]

Zusammenfassung:

Wird die Photovoltaik erstmal nicht betrachtet, haben regenerative Energiequellen in Bangladesch ein Gesamtpotential von mehr als 6.000 MW zuzüglich 3.500 MW Stromimport. Zukunftsweisende Technologien wie die Geothermie, Solarthermie und die Energiegewinnung aus dem Ozean konnten dabei noch nicht berücksichtigt werden [MOF 2012] [MPE 2013-3] [MON 2010] [TEP 2010].

Energiequelle	Wasser	Wind	Solarther.	Geother.	Ozean	Biomasse	Import
Leistung (MW)	745	4.614	k. A.	k. A.	k. A.	650	3.500

Tabelle 3.1: Potential regenerativer Energiequellen und Importstrom

4 Potential der Photovoltaik

Um eine möglichst gute Potentialabschätzung für die Photovoltaik abgeben zu können, werden zunächst Klima- und Einstrahlungsdaten analysiert und daraus eine Vorhersage für die zu erwartende Bestrahlungsstärke erstellt. Aus diesen Daten wird die optimale Ausrichtung von Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit vom beabsichtigten Einsatzzweck berechnet. Anschließend werden die für den Bau von Photovoltaikanlagen theoretisch verfügbaren Freiflächen in Bangladesch ermittelt, wobei sowohl auf Flächen für große PV-Kraftwerke als auch auf Dachflächen für SHS eingegangen wird. In Analogie zum Eurowirkungsgrad wird für Bangladesch ein Wechselrichterwirkungsgrad ermittelt, welcher die Auswahl eines geeigneten Geräts erleichtern soll. Nach erfolgter kurzer Erläuterung der Kenndaten von Solarzellen wird ein Berechnungsschema zur Ertragsberechnung von PV-Modulen vorgestellt. Mit Hilfe dieses Schemas wird aus den zuvor gewonnenen Daten dann für fünf ausgewählte Solarmodule eine Ertragsberechnung durchgeführt.

Um die hier gewonnenen Daten besser einordnen zu können, werden die Ertragsdaten einer identischen Anlage mit einem ausgewählten Photovoltaikmodul für einen Standort in Bangladesch mit einem Standort in Deutschland verglichen.

Alle Tabellen zu den einzelnen Abbildungen sind, soweit nicht anders angegeben, in Anhang A4 zu finden.

4.1 Klimadaten

Das Klima von Bangladesch wird, wie bereits beschrieben, primär von drei Jahreszeiten, dem milden Winter (Oktober bis Februar), dem heißen und trockenen Sommer (März bis Mai) und dem heißen und feuchten Monsun (Juni bis September) geprägt. Die genauen Zeiträume unterscheiden sich zwar in den unterschiedlichen Quellen, dennoch ist anhand der Abbildungen 4.1 und 4.2 ersichtlich, dass diese Einteilung zutreffend ist und daher in dieser Arbeit Verwendung findet. Diese Einteilung der Jahreszeiten ist nur sehr grob, da die Zeiträume, über die sich die jeweilige Jahreszeit erstreckt, jedes Jahr variieren. Die Erläuterung von Zusammenhängen zwischen Klima, Sonneneinstrahlung und Energieverbrauch ist mit dieser vereinfachten Einteilung aber sehr gut und übersichtlich möglich [BBS 2010] [CIA 2014].

Die in diesem Abschnitt verwendeten Klimadaten stammen aus meteorologischen- und Solarenergiedaten, welche von der National Aeronautics and Space Administration (NASA) zur

Verfügung gestellt werden. Zusätzlich wurden über 30 Jahre gemittelte Daten aus einer Wetterdatenbank im Internet genutzt [ITE 2014] [NAS 2014] [WXD 2014-1].

Der langjährige Durchschnitt für die maximale Temperatur in Bangladesch liegt bei fast 34°C, wobei in heißen Jahren an bestimmten Orten auch Temperaturen von über 40°C keine Seltenheit sind. Während die maximalen Temperaturen im Winter mit etwas über 25°C relativ niedrig sind, sind sie im Sommer, wie im Monsun, annähernd gleich bei ca. 32°C [WXD 2014-1].

Die Luft kühlt sich nach dem Sonnenuntergang merklich ab, so dass nachts deutlich mildere Temperaturen als tagsüber herrschen.

Die Sonnenstunden pro Tag variieren zwischen 5 und 8 Stunden pro Tag, wobei der Winter mehr Sonnenschein verspricht als die anderen beiden Jahreszeiten.

Bei den Regentagen ist der Monsun mit bis zu 24 Tagen Regen im Monat Juli Spitzenreiter. Im Winter bilden die Monate Dezember und Januar mit nur 2 Regentagen die trockensten Monate des Jahres.

Abbildung 4.1 fasst alle genannten Daten grafisch zusammen [ITE 2014] [NAS 2014] [WXD 2014-1].

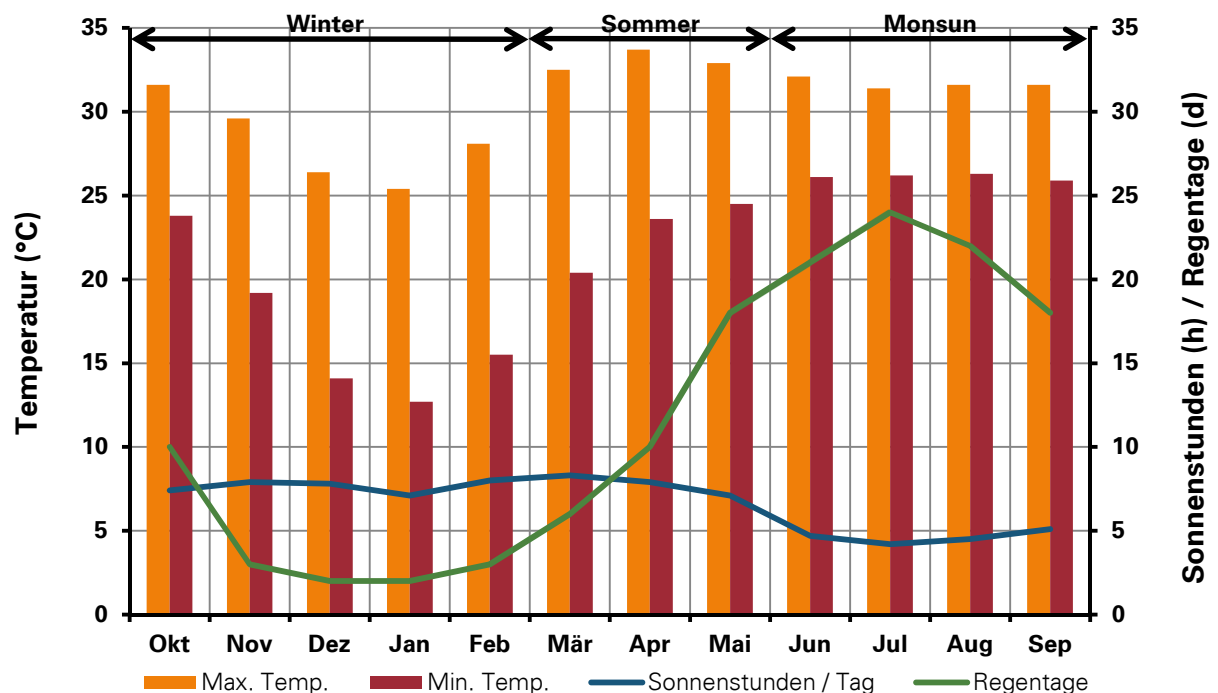


Abbildung 4.1: Temperatur, Sonnenstunden und Regentage in Bangladesch

Bangladeschs Jahresdurchschnittstemperatur liegt bei 26,1°C, wobei der Monat Juni der wärmste Monat und der Januar der kälteste Monat des Jahres ist. Die Durchschnittstemperatur ist im Sommer und im Monsun nahezu gleich, sie sinkt nur im Winter merklich ab. Die relative Luftfeuchtigkeit ist im Winter und auch im Sommer mit

weniger als 70% gering, steigt aber im Monsun auf über 85% an. Die Bedeckung des Himmels mit Wolken steigt ebenfalls im Monsun an und verringert damit während dieser Monate die direkte Sonneneinstrahlung erheblich. Mehr als drei Viertel der Zeit, in welcher die Sonne am Himmel steht, verdecken Wolken diese während der Regenzeit. Im Winter dagegen ist der Himmel deutlich weniger bedeckt und die Sonneneinstrahlung ist somit höher.

Markantestes Merkmal für den Winter sind die sehr geringen Niederschlagsmengen von teilweise weniger als einem Millimeter pro Tage, was im krassen Gegensatz zum Monsun mit bis zu 14 Millimetern pro Tag steht.

In Abbildung 4.2 sind die genannten Werte über ein Jahr aufgezeichnet [NAS 2014] [WXD 2014-1].

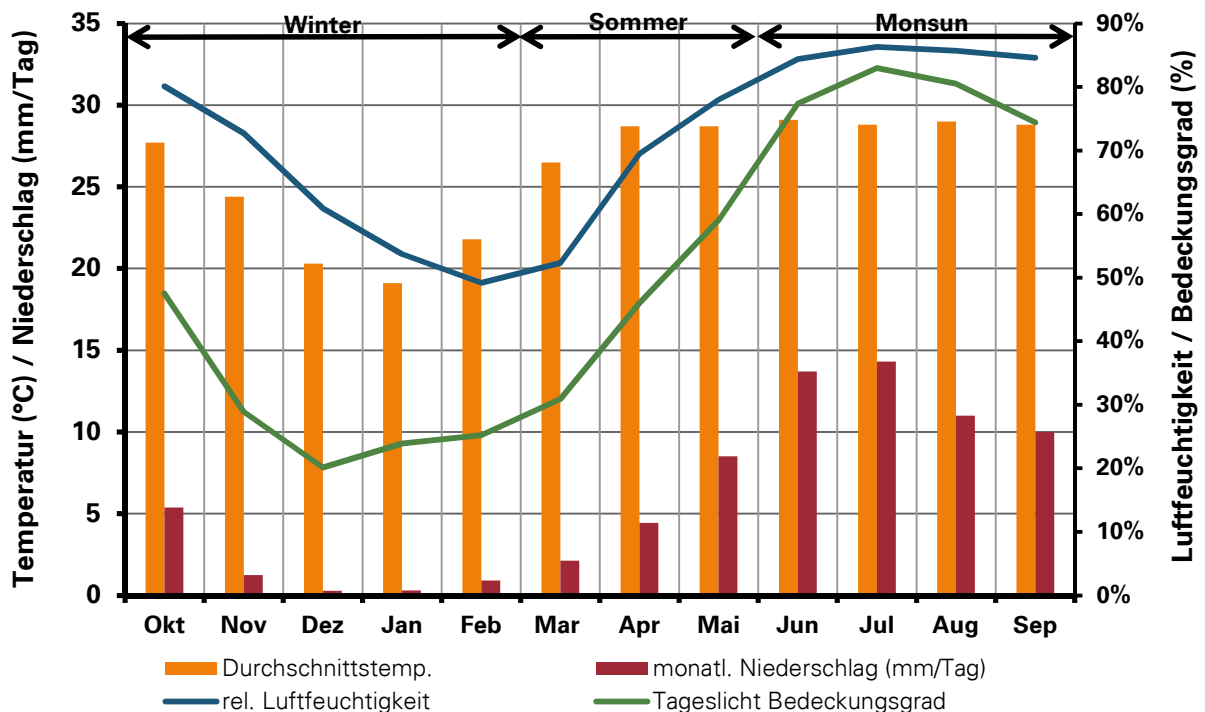


Abbildung 4.2: Durchschnittstemperatur, Niederschlagsmenge, relative Luftfeuchtigkeit und Bedeckung in Bangladesch

Allgemein lässt sich über das Klima von Bangladesch sagen, dass es nicht ideal für die Gewinnung von elektrischer Energie aus Sonnenlicht ist. Die hohen Temperaturen und die hohe relative Luftfeuchtigkeit in Kombination mit der im Verhältnis starken Bedeckung des Himmels schmälern den Ertrag einer PV-Anlage, besonders während der eigentlich vom Sonnenstand her gesehen ertragreichen Monsunzeit.

Dabei verringert besonders die andauernde Hitze den Wirkungsgrad der PV-Module. Als Stichwort sei hier der Temperaturkoeffizient einer Solarzelle in Bezug auf eine

Bezugstemperatur von 25°C genannt. Dieser sagt aus, um welchen Betrag sich die Leistung einer Solarzelle bei einer Abweichung von dieser Temperatur verändert, was der Änderung ihres Wirkungsgrades gleichkommt.

Die Verringerung des Ertrags einer PV-Anlage durch Schwachlicht an bedeckten Tagen darf ebenfalls nicht vernachlässigt werden.

Besonders hervorzuheben ist, dass zum Zeitpunkt des höchsten Energiebedarfs im Sommer bzw. Monsun die schlechtesten Rahmenbedingungen für die Energiegewinnung aus Sonnenlicht vorherrschen (vgl. Abschnitt 2.3.2). Dies ist bei der Auslegung von PV-Anlagen zu berücksichtigen [MER 2013].

Den Vorteil einer hervorragenden geografischen Lage für die Energiegewinnung aus Photovoltaik kann Bangladesch aus den zuvor genannten Gründen leider nicht zu 100% ausspielen. Dennoch sind auf Grund der grundsätzlich zu erwartenden höheren Sonneneinstrahlung Erträge zu erwarten, die beispielsweise deutlich über denen von Mitteleuropa liegen.

4.2 Einstrahlungsdaten

In folgendem Abschnitt werden verschiedene solare Bestrahlungsdaten ermittelt.

Die Hauptstadt Dhaka wurde beispielhaft für die Ermittlung von Einstrahlungsdaten für Bangladesch ausgewählt. Neben der Tatsache, dass fast 10% der Bevölkerung in der Metropole leben, liegt Dhaka sehr zentral im Land und ist somit prädestiniert als universelles Untersuchungsobjekt.

Die genaue Position der Sonne zu einem bestimmten Zeitpunkt ist für alle Berechnungen bezüglich der Einstrahlungsenergie der Sonne von zentraler Bedeutung. Da diese Berechnungen sehr komplex sind, wurden sie mit der Hilfe des sehr genauen Solar Position Algorithm (SPA) des National Renewable Energy Laboratory (NREL) durchgeführt. Im Anhang A6 sind die grundlegenden Eingangs- und Ausgangsdaten für die Anwendung des Algorithmus dargestellt.

Das Sonnenbahndiagramm für Dhaka ist in Abbildung 4.3 aufgezeichnet. Die Sonne steht in der Mittagszeit des kürzesten Tages des Jahres, am 21. Dezember, mit über 40° Höhe im Vergleich bereits sehr hoch am Horizont (Deutschland: ca. 15°). Die Sonnenhöhe steigt danach beständig an und erreicht ihren Zenit am 21. Juni, dem längsten Tag des Jahres; sie steht dann fast senkrecht am Himmel (Deutschland: ca. 60°) [QUA 2011] [SPA 2014].

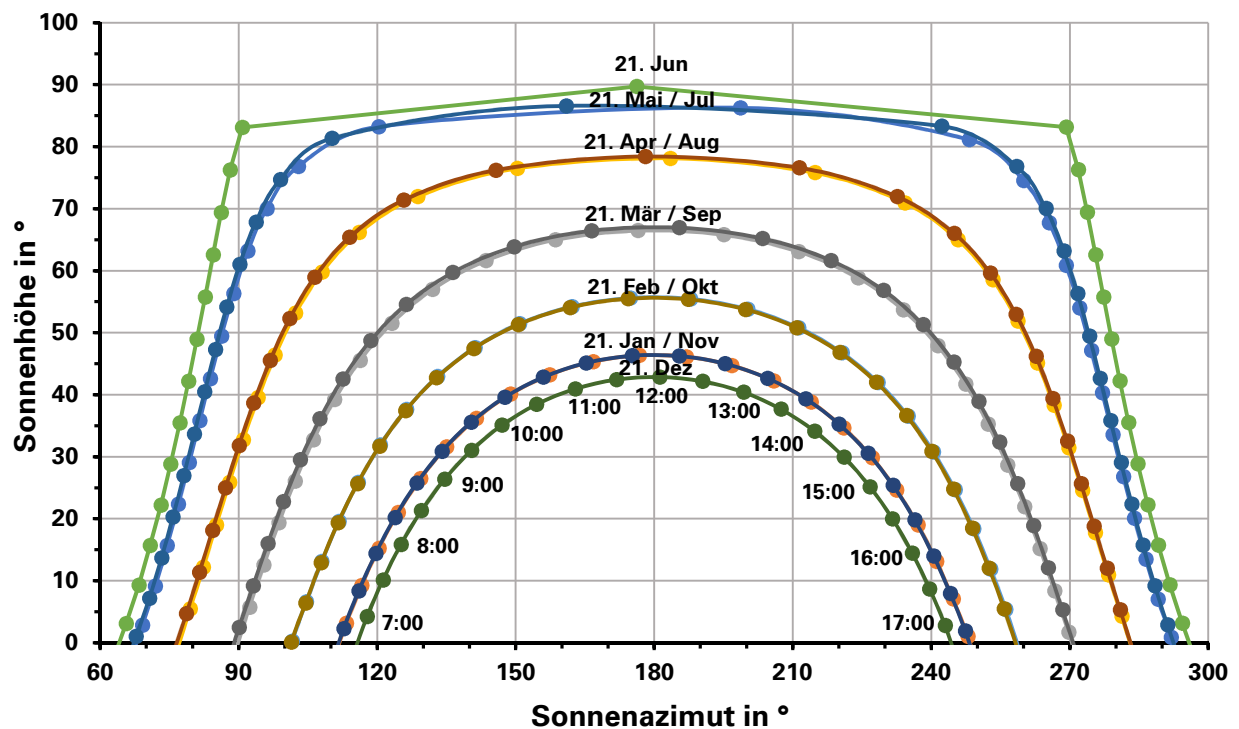


Abbildung 4.3: Sonnenbahndiagramm für Dhaka

Die Sonnenstrahlung wird auf ihrem Weg durch die Erdatmosphäre durch verschiedene Effekte abgeschwächt. Die Reflexion und Absorption von Gasteilchen in der Atmosphäre, sowie Reduktion durch Rayleigh- und Mie-Streuung, sind die Gründe hierfür. Auf der Erdoberfläche setzt sich die im Weltall nur aus einem direkten Anteil bestehende Sonnenstrahlung deshalb aus einem direkten und einem diffusen Anteil zusammen. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 4.4 veranschaulicht.

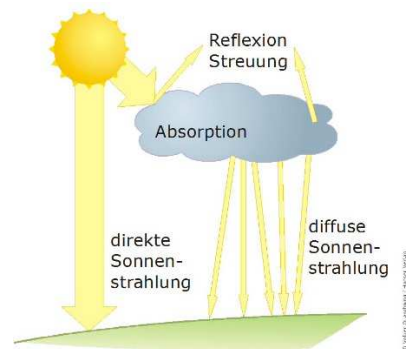


Abbildung 4.4: Sonnenlicht beim Gang durch die Atmosphäre [QUA 2011]

Wird die Erdoberfläche nicht als gekrümmt, sondern idealisiert als eben angenommen, ergibt die Summe dieser beiden Teile die **globale Bestrahlungsstärke** $E_{G,hor}$ auf die horizontale Ebene:

$$E_{G,hor} = E_{dir,hor} + E_{diff,hor} \quad (\text{Gl. 4.1})$$

Die Bestrahlungsstärke wird in der Einheit W/m^2 angegeben.

Die Bestrahlungsstärke wird meist in bestimmten Zeitabständen gemessen. Werden diese Werte aufsummiert, ergibt sich daraus die Bestrahlung H . Sie wird meist in der Einheit kWh/m^2 angegeben und wird insbesondere zur Angabe der jährlichen globalen Bestrahlung für einen bestimmten Ort genutzt. Für Deutschland liegt der Werte der jährlichen globalen Bestrahlung bei etwa 1.000 kWh/m^2 .

Die Strahlungsdaten $E_{G,hor}$ und $E_{diff,hor}$ wurden speziell zusammengestellten Datensätzen, herausgegeben vom NREL, entnommen. Die Einstrahlungswerte sind mit dem NREL METSTAT Modell modelliert und beziehen die beobachtete Bedeckung mit ein.

Bei den zusätzlich vorhandenen meteorologischen Daten sind diverse Wetterdaten, wie Lufttemperatur, Luftfeuchtigkeit, Bedeckung und Luftdruck aufgezeichnet [NRE 2007].

Bei allen Daten handelt es sich um sogenannte Typical Meteorological Year Daten (TMY), die einen mittleren, für das Jahr und den betrachteten Standort typischen Witterungs- und Einstrahlungsverlauf repräsentieren sollen. Der komplette Datensatz beinhaltet stündlich aufgeschlüsselte Werte über ein komplettes Jahr, welche aus Beobachtungen und Berechnungen über einen Zeitraum von 25 Jahren (von 1978 bis 2002) gewonnen und zu einem TMY verschmolzen wurden. Die tatsächlich auftretenden Einstrahlungs- und Wetterwerte für ein bestimmtes Jahr können von einem TMY deutlich abweichen, insbesondere bei Extremwetterlagen. Bei einer Messung für das Solar and Wind Energy Resources Assessment (SWERA) von 2003 bis 2005 konnte ein Rückgang der solaren Bestrahlung festgestellt werden. Man vermutet, dass dies an der zunehmenden Verunreinigung der Luft mit Ruß und anderen Teilchen liegt, welche das Sonnenlicht reflektieren bzw. streuen und damit die Menge der am Erdboden ankommenden Strahlung reduzieren. Da nicht ausreichend Daten ab diesem Zeitpunkt zur Verfügung stehen, wurden trotzdem die zuvor beschriebenen TMY Daten genutzt. Für eine allgemeine Betrachtung sind diese Daten trotz allem gut geeignet [HUS 2007].

Die globale horizontale Bestrahlungsstärke für Bangladesch ist in Abbildung 4.5, mit Angaben für die Bestrahlungsstärke in kWh/m² pro Tag dargestellt. Multipliziert man diese Zahl mit 365 Tagen, so kommt man auf die jährliche Summe der Bestrahlung von etwa 1.800 kWh/m².

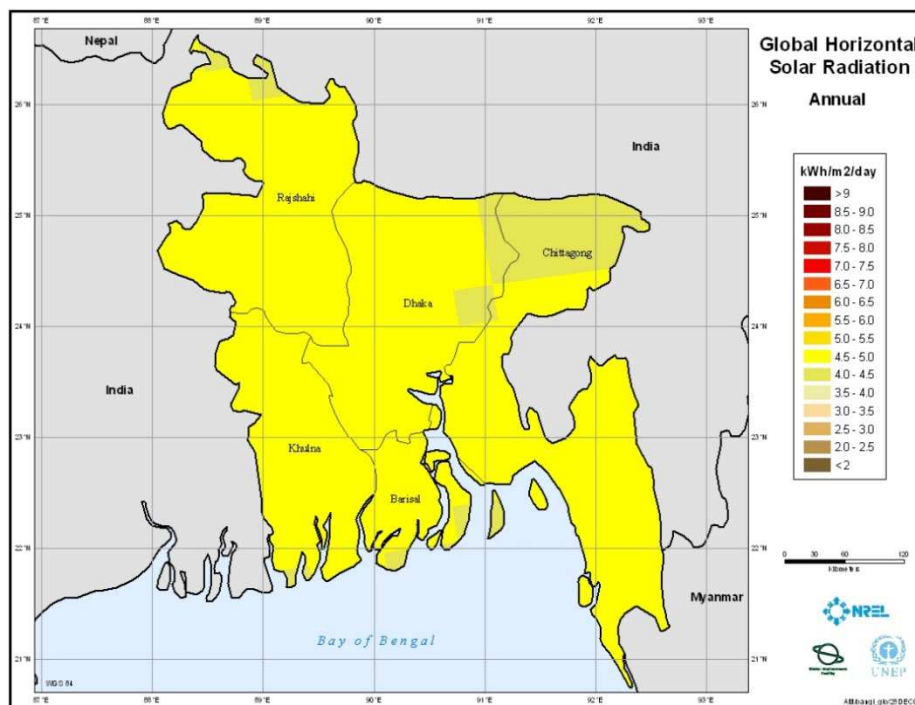


Abbildung 4.5: Globale Bestrahlungsstärke in der Horizontalen für Bangladesch

[NRE 2004-1]

Im Vergleich zu Europa, wo die Jahresglobalstrahlungssumme bei etwa 1.000 kWh/m² liegt, bietet Bangladesch mit seinen 1.800 kWh/m² ein gigantisches Potential für die Erzeugung von elektrischer Energie aus Photovoltaik.

Um eine genauere Analyse der Bestrahlungsstärke vornehmen zu können, ist in Abbildung 4.6 der Verlauf der Tagessummen der direkten und diffusen Bestrahlungsstärke in der Horizontalen über ein ganzes Jahr aufgezeichnet. Während von Oktober bis April die direkte Bestrahlung dominiert, nimmt sie ab Mai rapide ab. Der Anteil der diffusen Strahlung wird dann merklich größer, was auf eine starke Streuung in der Atmosphäre während des regnerischen Monsunklimas bis Ende September hinweist [NRE 2007].

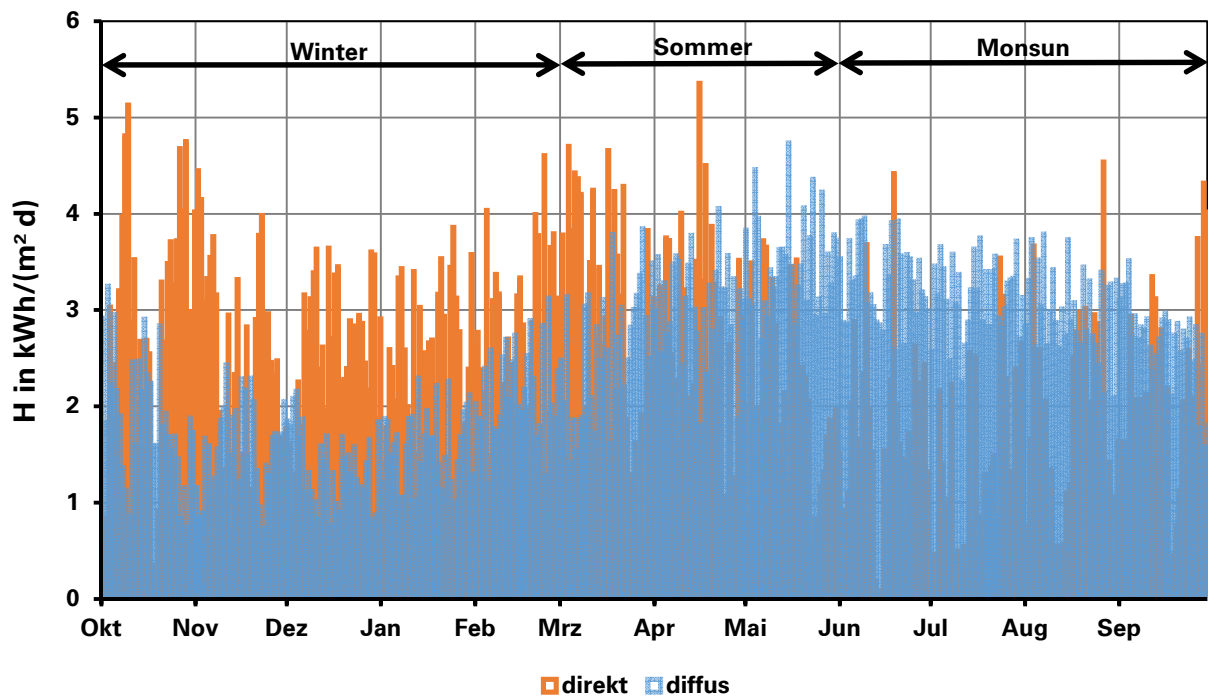


Abbildung 4.6: Verlauf der Tagessummen der direkten und diffusen Bestrahlungsstärke in Dhaka

Zur Verdeutlichung der zuvor dargestellten Zusammenhänge wurden in Abbildung 4.7 für den längsten und den kürzesten Tag des Jahres die direkte und die diffuse Bestrahlungsstärke in Stundenabschnitten über einen Tag dargestellt. Während am 21. Juni die diffuse Bestrahlungsstärke gegenüber der direkten Bestrahlungsstärke überwiegt, stellt sich die Situation am 21. Dezember genau umgekehrt dar [NRE 2007].

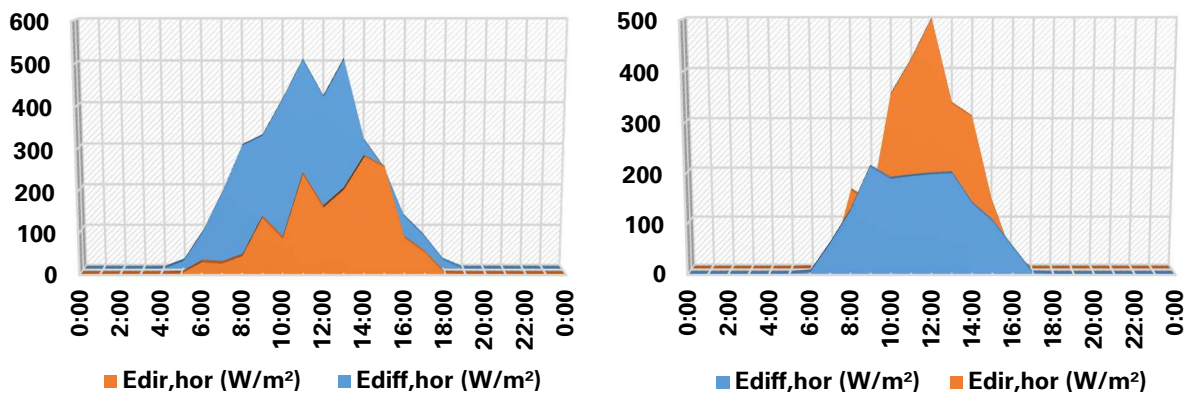


Abbildung 4.7: Stunden-Strahlungssummen in Dhaka am 21. Juni und 21. Dezember

In Abbildung 4.8 ist der Verlauf der Tagessummen der globalen Bestrahlungsstärke in der Horizontalen, also der Summe aus direkter und diffuser Bestrahlung, abgebildet. Die roten Balken stellen die Bestrahlung in der Einheit kWh/m² pro Tag dar, die blaue Linie ist eine gemittelte polynomische Trendlinie sechsten Grades basierend auf den Bestrahlungswerten. Der Verlauf der Tagessummen der globalen Bestrahlungsstärke zeigt, dass das Maximum der Bestrahlung von März bis Mai auftritt und nicht wie vielleicht erwartet, von Juni bis September. Obwohl der Sonnenstand in diesem Zeitraum eigentlich am vielversprechendsten ist, verhindert das Monsunklima mit vielen Wolken und häufigem Regen bessere Einstrahlungswerte. Die Annahmen aus 4.1 werden hiermit bestätigt [NRE 2007].

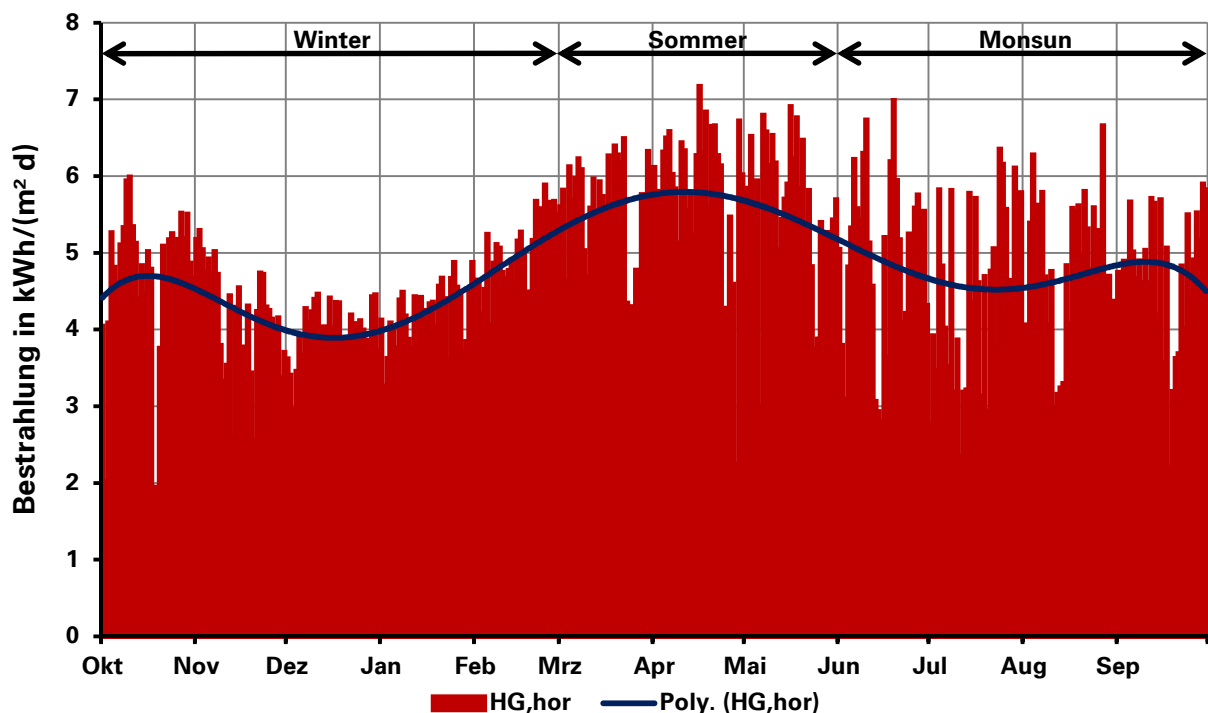


Abbildung 4.8: Verlauf der Tagessummen der globalen Bestrahlungsstärke in Dhaka

4.3 Ausrichtung von Solarmodulen

Um den maximalen Ertrag aus einem PV-Modul zu erwirtschaften ist es wichtig, das Modul in einem optimalen Winkel zur Sonne auszurichten.

Bei der Berechnung gehen diverse Faktoren, wie der genaue Standort und die daraus resultierenden Sonnenbahndaten Sonnenhöhe γ_S und Sonnenazimut α_S , sowie verschiedene Wetterdaten und der Albedo-Wert für die Oberflächenreflexion ein.

Bangladesch liegt zwischen $20^\circ 34'$ und $26^\circ 38'$ nördlicher Breite und zwischen $088^\circ 01'$ und $092^\circ 41'$ östlicher Länge. Der nördliche Wendekreis, welcher bei $23^\circ 26'$ nördlicher Breite nur etwa 40 km südlich von Dhaka liegt, teilt das Land generell in zwei Zonen, was die optimale Ausrichtung für PV-Module betrifft.

Generell muss für jeden Standort eine eigene Berechnung durchgeführt werden. Nachfolgend wird für die Hauptstadt Dhaka, nördlich des Wendekreises gelegen und für Cox's Bazar, südlich des Wendekreises an der Südspitze von Bangladesch gelegen, eine exemplarische Berechnung für die optimale Ausrichtung angestellt. Mit den gewonnenen Daten ist eine Abschätzung für die optimale Ausrichtung für beide Bereiche möglich.

Das nachfolgende Berechnungsschema inklusive der Formeln ist aus [QUA 2011], Kapitel 2, entnommen.

Im Gegensatz zur Gleichung für die Bestrahlungsstärke auf die horizontale Ebene (Gl. 4.1), tritt bei der geneigten Ebene unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Erdoberfläche nicht eben ist, sondern eine Krümmung aufweist, noch ein vom Boden reflektierter Anteil $E_{\text{refl,gen}}$ auf. Für die **globale Bestrahlungsstärke** $E_{G,\text{gen}}$ auf die geneigte Ebene gilt daher:

$$E_{G,\text{gen}} = E_{\text{dir,gen}} + E_{\text{diff,gen}} + E_{\text{refl,gen}} \quad (\text{Gl. 4.2})$$

Mit dem Sonnenhöhenwinkel γ_S ist der Zenitwinkel θ_Z (auch θ_{hor} , Einfallswinkel des Sonnenlichts auf die Horizontale) folgendermaßen verknüpft:

$$\theta_{\text{hor}} = \theta_Z = 90^\circ - \gamma_S \quad (\text{Gl. 4.3})$$

Der Einfallswinkel θ_{gen} der Sonnenstrahlung auf die geneigte Ebene wird gem. Gleichung 4.4 mit den Variablen Sonnenhöhe γ_S , Sonnenazimut α_S sowie dem Azimutwinkel α_E und Höhenwinkel γ_E der geneigten Ebene berechnet:

$$\theta_{\text{gen}} = \arccos[-\cos(\gamma_S) \cdot \sin(\gamma_E) \cdot \cos(\alpha_S - \alpha_E) + \sin(\gamma_S) \cdot \cos(\gamma_E)]. \quad (\text{Gl. 4.4})$$

In Abbildung 4.9 sind alle Winkel nachfolgenden der Berechnung grafisch dargestellt.

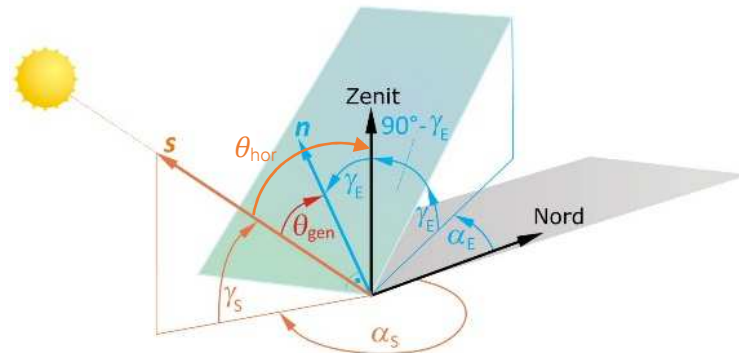


Abbildung 4.9: Bestimmung des Sonneneinfallswinkels auf eine geneigte Ebene

[vgl. QUA 2011]

Die **direkte Strahlung** auf eine beliebig geneigte Ebene, $E_{\text{dir,gen}}$ kann mit dem Einfallswinkel θ_{gen} aus der direkten Bestrahlung auf die Horizontale $E_{\text{dir,hor}}$ ermittelt werden:

$$E_{\text{dir,gen}} = E_{\text{dir,hor}} \cdot \frac{\cos(\theta_{\text{gen}})}{\sin(\gamma_S)}. \quad (\text{Gl. 4.5})$$

Für die **diffuse Strahlung** auf eine geneigte Ebene $E_{\text{diff,gen}}$ ist die Berechnung wesentlich komplizierter. Um eine möglichst exakte Bestimmung der diffusen Bestrahlungsstärke zu erreichen, muss ein anisotroper Ansatz gewählt werden. Im Folgenden wird das von Richard Perez et al. entwickelte Perez-Modell genutzt [PER 1986] [PER 1987] [PER 1990]. Das Berechnungsschema folgt weiterhin [QUA 2011], Kapitel 2.

Bei dem Modell von Perez wird durch die Einführung eines Himmelsklarheitsindex ε und eines Helligkeitsindex Δ berücksichtigt, dass die Strahldichte insbesondere bei klarem Himmel je nach Himmelsrichtung stark unterschiedlich ist und dass daraus resultierend eine Zunahme der Helligkeit am Horizont und in Sonnennähe auftritt. In diese fließen neben der diffusen und der direkten Bestrahlung auf die Horizontale ($E_{\text{dir,hor}}$ und $E_{\text{diff,hor}}$), die Sonnenhöhe γ_S , der Zenitwinkel θ_{hor} (in rad gemessen und in alle folgenden Formeln im Bogenmaß einzusetzen), die dimensionslose Konstante κ ($\kappa = 1,041$), die Solarkonstante E_0 ($E_0 = 1360,8 \pm 0,5 \text{ W/m}^2$) sowie die Air Mass AM ein. AM gibt an, wie oft der Weg des Sonnenlichts dem kürzesten Weg durch die Erdatmosphäre entspricht. $AM = 1$ bedeutet somit senkrechter Sonnenstand. Es ist zu erkennen, dass Wetterdaten, in diesem Falle die Bedeckung, in diesem Modell mit einbezogen werden und somit sehr gut verwertbare Ergebnisse entstehen.

Aus dem Himmelsklarheitsindex

$$\varepsilon = \frac{\frac{E_{\text{diff,hor}} + E_{\text{dir,hor}} \cdot (\sin(\gamma_s))^{-1}}{E_{\text{diff,hor}}} + \kappa \cdot \theta_{\text{hor}}^3}{1 + \kappa \cdot \theta_{\text{hor}}^3} \quad (\text{Gl. 4.6})$$

und dem Helligkeitsindex

$$\Delta = AM \cdot \frac{E_{\text{diff,hor}}}{E_0} \quad (\text{Gl. 4.7})$$

mit der Air Mass

$$AM = \frac{1}{\sin(\gamma_s)} \quad (\text{Gl. 4.8})$$

wird in Kombination mit den aus Tabelle 4.1 in Abhängigkeit von ε zu entnehmenden Konstanten F_{11} bis F_{23} die Berechnung des Horizontelligkeitsindex F_1 (Gl. 4.9) und des Sonnenumgebungshelligkeitsindex F_2 (Gl. 4.10) durchgeführt:

$$F_1 = F_{11}(\varepsilon) + F_{12}(\varepsilon) \cdot \Delta + F_{13}(\varepsilon) \cdot \theta_{\text{hor}} \quad (\text{Gl. 4.9})$$

$$F_2 = F_{21}(\varepsilon) + F_{22}(\varepsilon) \cdot \Delta + F_{23}(\varepsilon) \cdot \theta_{\text{hor}} \quad (\text{Gl. 4.10})$$

ε -Klasse	1	2	3	4	5	6	7	8
ε	1,000... 1,065	1,065... 1,230	1,230... 1,500	1,500... 1,950	1,950... 2,800	2,800... 4,500	4,500... 6,200	6,200... ∞
F_{11}	-0,008	0,130	0,330	0,568	0,873	1,132	1,060	0,678
F_{12}	0,588	0,683	0,487	0,187	-0,392	-1,237	-1,600	-0,327
F_{13}	-0,062	-0,151	-0,221	-0,295	-0,362	-0,412	-0,359	-0,250
F_{21}	-0,060	-0,019	0,055	0,109	0,226	0,288	0,264	0,156
F_{22}	0,072	0,066	-0,064	-0,152	-0,426	-0,823	-1,127	-1,377
F_{23}	-0,022	-0,029	-0,026	-0,014	0,001	0,056	0,131	0,251

Tabelle 4.1: Konstanten zur Bestimmung von F_1 und F_2 in Abhängigkeit von ε

[QUA 2011]

Mit Hilfe der noch zu ermittelnden vom Sonnenstand abhängigen Werte

$$a = \max(0; \cos(\theta_{\text{gen}})) \quad (\text{Gl. 4.11})$$

und

$$b = \max(0,087; \sin(\gamma_S)) \quad (\text{Gl. 4.12})$$

kann jetzt die diffuse Bestrahlung auf die um γ_E geneigte Ebene ermittelt werden:

$$E_{\text{diff,gen}} = E_{\text{diff,hor}} \cdot \left[\frac{1}{2} \cdot (1 + \cos(\gamma_E)) \cdot (1 - F_1) + \frac{a}{b} \cdot F_1 + F_2 \cdot \sin(\gamma_E) \right]. \quad (\text{Gl. 4.13})$$

Für die Berechnung der vom Boden **reflektierten und dann auf das Modul einfallenden Strahlung** $E_{\text{refl,gen}}$ (Gl. 4.15) wird ein isotroper Ansatz gewählt, wobei hier der Neigungswinkel γ_E , die globale Bestrahlungsstärke $E_{G,\text{hor}}$ (Gl. 4.14) auf die horizontale Ebene und der Albedo-Wert A in die Formel eingehen. Albedo-Werte für Bangladesch sind in Tabelle 4.2 aufgelistet.

$$E_{G,\text{hor}} = E_{\text{dir,hor}} + E_{\text{diff,hor}} \quad (\text{Gl. 4.14})$$

Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Mittel
0,15	0,13	0,15	0,16	0,17	0,18	0,16	0,16	0,15	0,13	0,13	0,14	0,15

Tabelle 4.2: 22-jähriges Mittel der Albedo-Werte für Bangladesch [vgl. NAS 2014]

$$E_{\text{refl,gen}} = E_{G,\text{hor}} \cdot A \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos(\gamma_E)) \quad (\text{Gl. 4.15})$$

Die Sonnenstandsberechnung wurde analog zu 4.2 mit Hilfe von [SPA 2014] durchgeführt. Die Sonnenhöhe γ_S , der Sonnenazimut α_S und der Zenitwinkel θ_Z wurden direkt SPA entnommen.

Die Strahlungsdaten $E_{G,\text{hor}}$ und $E_{\text{diff,hor}}$ wurden wie in 4.2 beschrieben, dem NREL METSTAT Modell entnommen [NRE 2007]. Bei allen nachfolgend präsentierten Ergebnissen wurden für die Einstrahlungsdaten jeweils die für jede Stunde eines jeden Tages aufsummierte Werte

Strahlungsdaten über ein Jahr verwendet. Es handelt sich dabei um die bereits in 4.2 erläuterten TMY-Daten. Dabei steht z.B. 05:00 Uhr für die Einstrahlung, welche zwischen 5 und 6 Uhr ermittelt wurde. Für die Sonnendaten wurde der Wert zur Hälfte der jeweiligen Stunde verwendet. Als Beispiel wurde für die Einstrahlungsdaten von 05:00 Uhr (also dem Zeitraum zwischen 5 und 6 Uhr) der Sonnenstand von 5:30 Uhr für die Berechnung verwendet. Die Zeit liegt genau in der Mitte des betrachteten Zeitraums, und ist ideal für eine Mittelwertbildung. So kann die Berechnung so exakt wie möglich durchgeführt werden. In den Morgenstunden kann es aber trotzdem auf Grund ungünstiger Winkel- und Einstrahlungskombinationen zu falschen Ergebnissen bei der Berechnung der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche kommen. Ein Beispiel hierfür ist, wenn der Sonnenstand für 5:30 Uhr gewählt wurde, die erste tatsächliche Einstrahlung aber erst um 5:55 Uhr aufgezeichnet wurde. Die nur stundenweise zur Verfügung stehenden Daten machen es allerdings unmöglich, diese Fehler in der Berechnung zu vermeiden. Diese Fehler wurden soweit als möglich eliminiert, führen aber dennoch zu einer kleinen Ungenauigkeit, welche die grundsätzlichen Ergebnisse allerdings keinesfalls in Frage stellen.

Ein Beispiel für eine Berechnung ist in Anhang A6 zu finden.

In Abbildung 4.10 ist die auftreffende Jahresglobalstrahlungssumme in der Einheit kWh/(m²a) für Dhaka in Abhängigkeit von Azimut und Neigung der Fläche aufgezeichnet.

Die zu erwartenden Erträge sind mit einem Maximalwert der Einstrahlung von 1.912 kWh/m² pro Jahr sehr hoch und versprechen trotz der in 4.1 beschriebenen nicht optimalen klimatischen Bedingungen ein hohes Potential für die Energiegewinnung aus Sonnenenergie. Für Dhaka und näherungsweise für alle nördlich des nördlichen Wendekreises gelegenen Gebiete in Bangladesch ergibt sich ein optimaler Azimut von Süd bis 5° West (bezogen auf Süd) und eine Neigung von 25°. Eine Strahlungssumme von knapp 1.900 kWh/m² im Jahr ist bei einem Azimut zwischen 15° Ost über Süd nach 15° nach West (bezogen auf Süd) und einer Neigung zwischen 20° und 30° noch zu erreichen.

Alle Werte aufgelöst in 5°-Schritten zur Abbildung 4.10 sind in Anhang A7 zu finden, wobei die Globalstrahlungssummen von 1.900 kWh/m² und mehr rot, von 1.800 kWh/m² und mehr schwarz umrandet sind [NRE 2007] [QUA 2011] [SPA 2014].

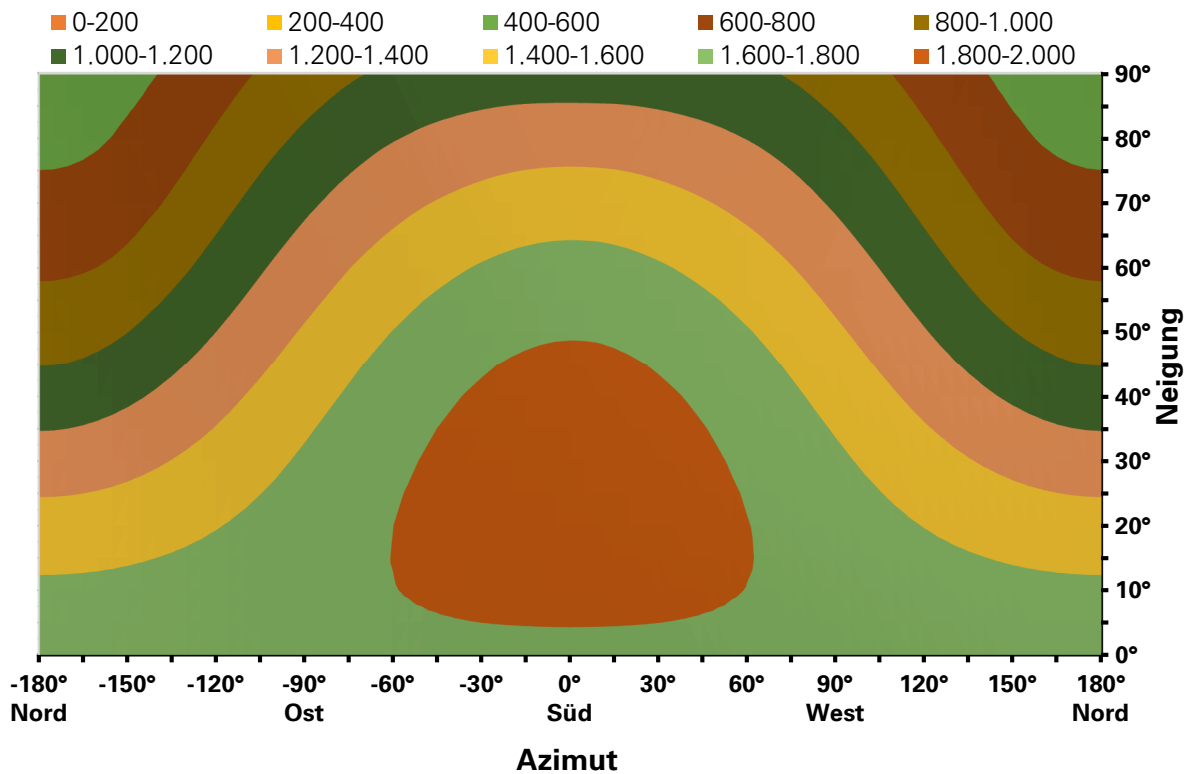


Abbildung 4.10: Jahresglobalstrahlungssumme in kWh/m² für Dhaka in Abhängigkeit von Azimut und Neigung

Ein wenig anders stellt sich das Ergebnis für die optimale Ausrichtung in den Gebieten südlich des nördlichen Wendekreises dar.

In Abbildung 4.11 ist sehr gut zu erkennen, dass hier bereits eine horizontale Ausrichtung der PV-Module Erträge von mehr als 1.800 kWh/m² verspricht. Der Maximalwert der Globalbestrahlung von 1.979 kWh/m² in einem Jahr wird wie in Dhaka bei 25° Neigung und einer Ausrichtung nach Süden erreicht.

Eine Ausbeute von über 1.900 kWh/m² im Jahr ist über einen sehr großen Bereich möglich. Zwischen einer Neigung von 10° bis 40° bei einem Azimut zwischen 45° zu jeder Seite gemessen von Süden aus ist diese Globalstrahlungssumme problemlos zu erreichen. In Anhang A8, wo alle Werte aufgelöst in 5°-Schritten zu finden sind, ist der entsprechende Bereich rot markiert. Der schwarz umrandete Bereich, welcher eine Neigung von bis zu 50° umschließt, verspricht Einstrahlungswerte von über 1.800 kWh/m² [NRE 2007] [QUA 2011] [SPA 2014].

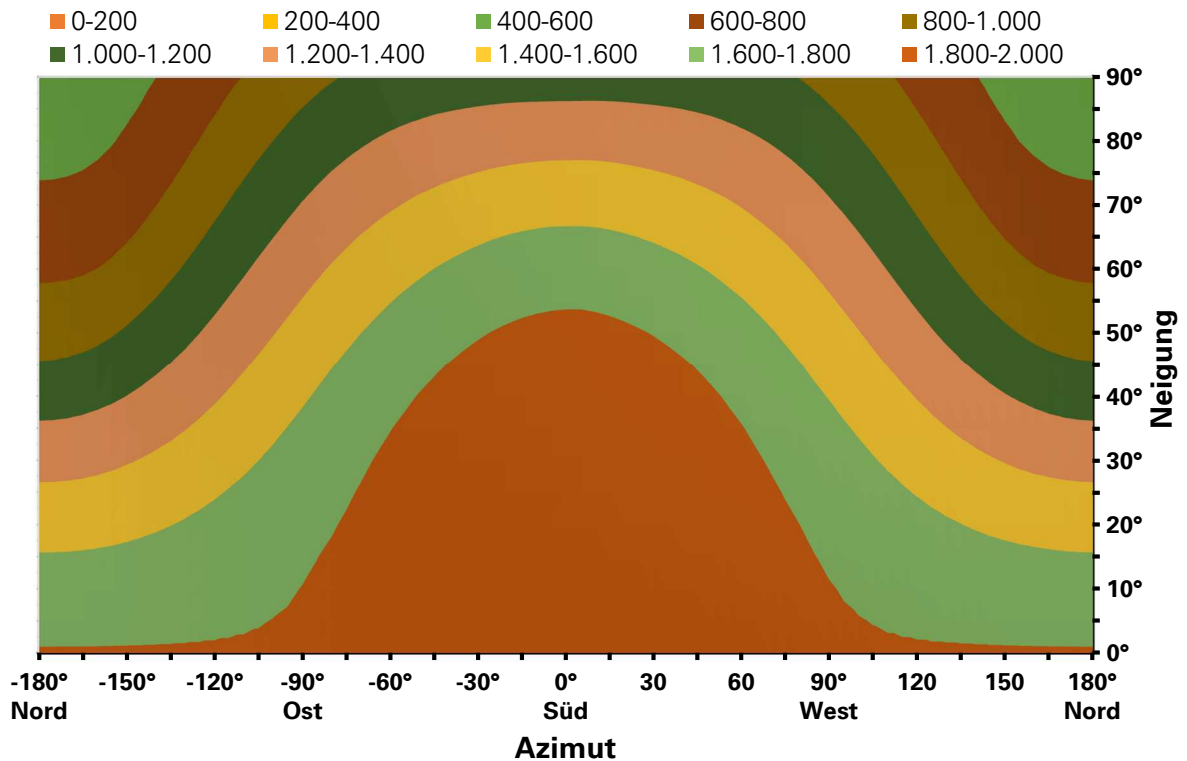


Abbildung 4.11: Jahresglobalstrahlungssumme in kWh/m² für Cox's Bazar in Abhängigkeit von Azimut und Neigung

Bei der Aufstellung von PV-Modulen ist zu beachten, dass eine horizontale Ausrichtung den Nachteil mit sich bringt, dass Verschmutzungen von den Modulen nicht durch den Regen abgewaschen werden können und damit der Ertrag sinkt. Eine Mindestneigung von 12° sollte deshalb nicht unterschritten werden [HAH 2012-2].

Das ein wenig überraschende Ergebnis, dass die optimale Ausrichtung für PV-Module in Bangladesch bei einer Neigung von 25° ähnlich der optimalen Ausrichtung für Deutschland von 30-35° Neigung liegt, ist in den vorherrschenden besonderen klimatischen Bedingungen Bangladeschs begründet. Eigentlich versprechen bei Breitengraden sehr nahe bzw. südlich des Wendekreises geringe Neigungen maximale Erträge. In Bangladesch sind die Globalstrahlungswerte von Juni bis August, wenn die Sonne sehr steil am Himmel steht, wegen der starken Bedeckung des Himmels im Monsun aber relativ niedrig (vgl. Abbildung 4.2). Daher fallen sie bei der Jahressumme der Globalstrahlung nicht so sehr ins Gewicht wie erwartet. Dagegen ist im Winter die Globalstrahlung auf Grund günstiger klimatischer Bedingungen relativ hoch. In dieser Jahreszeit sind allerdings größere Neigungen der Garant für hohe Strahlungssummen. Daraus resultiert die verhältnismäßig große Neigung für maximale Erträge.

Diese Ergebnisse werden in Abbildung 4.12 bestätigt. Dort ist die monatliche Globalstrahlungssumme in kWh/m² für verschiedene Neigungswinkel aufgetragen. Diese Grafik ist wichtig für die zielgerichtete Auslegung von Inselsystemen, welche zu jeder Zeit eine bestimmte Mindestleistung liefern sollen. Ein Anstellwinkel von 15° ist am besten für Inselsysteme geeignet. Bei dieser Neigung werden zwar im Winter nicht so hohe Erträge erwirtschaftet, dafür sind diese aber im Sommer verhältnismäßig besser. Für die Auslegung eines PV-Bewässerungssystems dagegen, welches speziell während der Boro-Saison im trockenen Winter bzw. zum Sommeranfang eingesetzt werden soll, verspricht eine größere Neigung von bis zu 40° bessere Erträge.

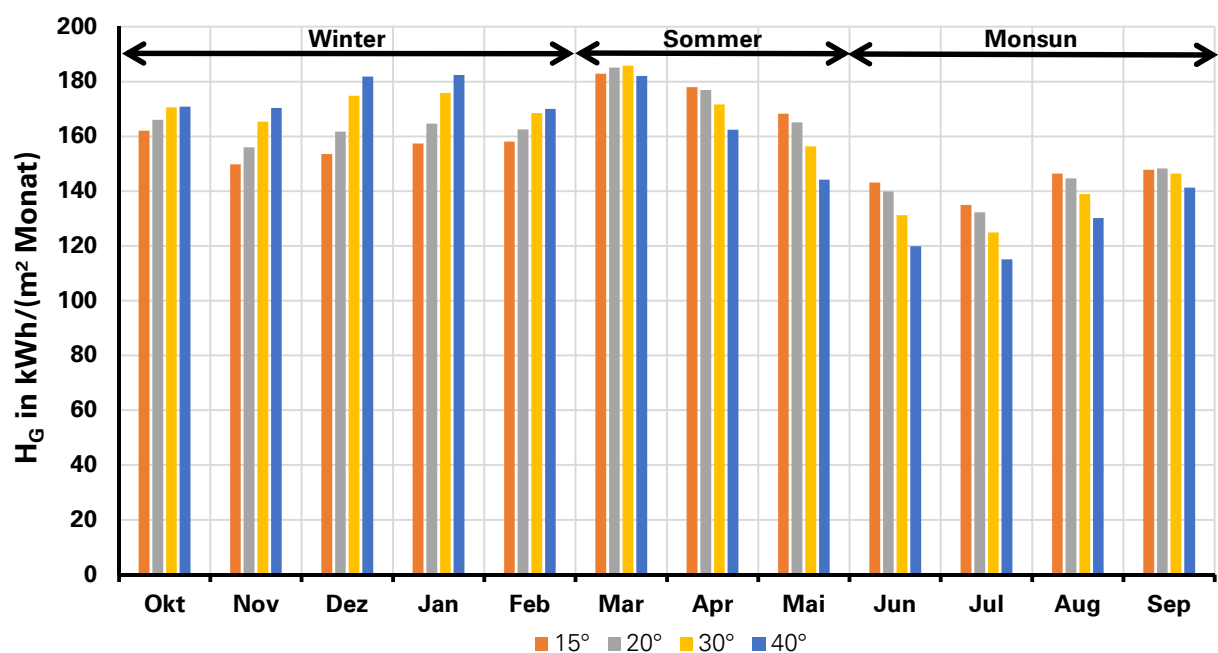


Abbildung 4.12: Monatliche Globalstrahlungssumme in kWh/m² für Dhaka bei unterschiedlichen Neigungen und Azimut von 0° Süd

Die neigungsabhängigen, monatlichen Globalstrahlungssummen für Dhaka und Cox's Bazar sind in 10°-Schritten in Anhang A9 aufgelistet [NRE 2007] [SPA 2014].

Ganz allgemein lässt sich sagen, dass besonders die Gebiete südlich des Wendekreises für die Installation von PV-Anlagen prädestiniert sind. Neben der grundsätzlich höheren Einstrahlung in diesem Gebiet bieten die Ausrichtungsmöglichkeiten der PV-Module mehr Flexibilität als im Norden des Landes.

Für ganz Bangladesch zeigt Abbildung 4.13 die jährliche Globalstrahlungssumme für Flächen, welche analog zum jeweiligen Breitengrad nach Süden geneigt sind (Beispiel: 23° nördliche

Breite entspricht 23° Neigung gen Süden). Die zuvor ermittelten Werte werden mit 5,0 bis 5,5 kWh/m² pro Tag, was im Mittel etwa 1.900 kWh/m² im Jahr entspricht, bestätigt.

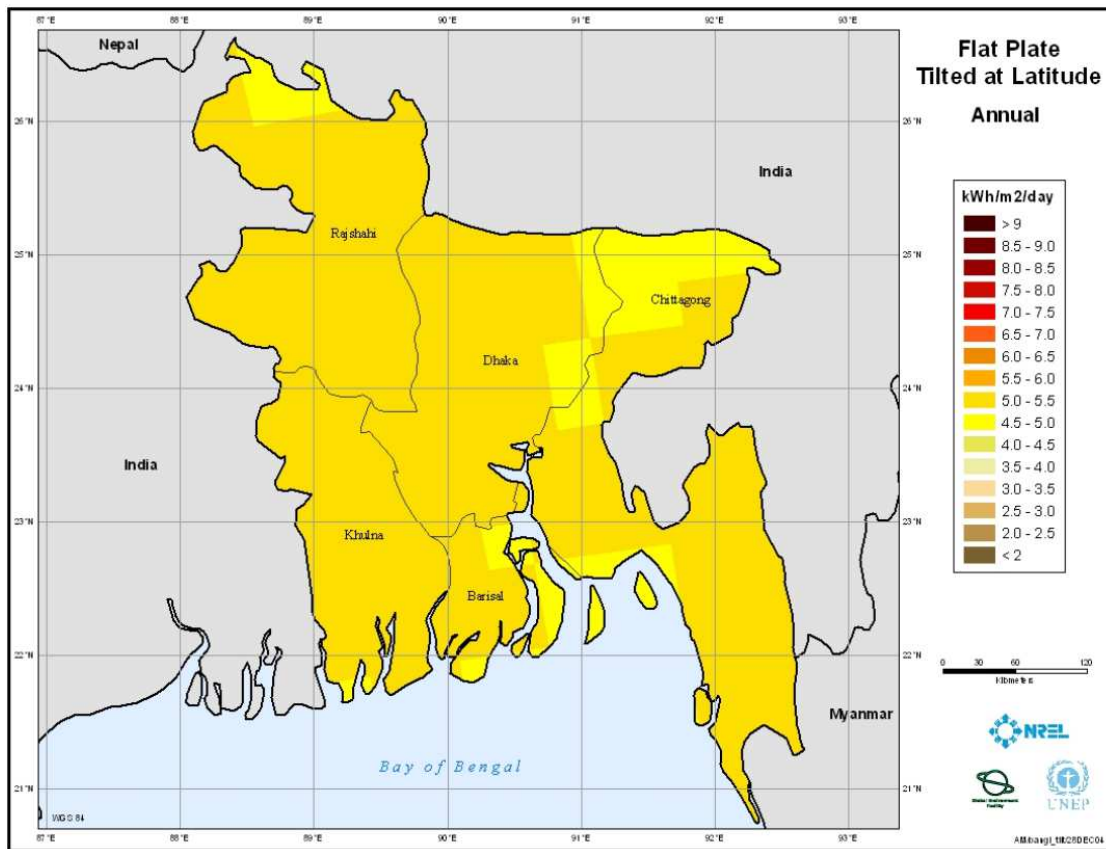


Abbildung 4.13: Jährliche Globalstrahlungssumme auf geneigte Flächen

[NRE 2004-2]

4.4 Verfügbare Flächen für die PV-Nutzung

Eine exakte Ermittlung der verfügbaren Freiflächen für den Bau von Photovoltaikkraftwerken ist für Bangladesch nahezu unmöglich. Die vorhandenen Daten des Bangladesh Bureau of Statistics (BBS) sind von 2008 und bei dem schnellen Wachstum der Bevölkerung und der damit ebenfalls wachsenden Infrastruktur nicht mehr aktuell. Zudem sind die Daten in sich nicht zu 100% konsistent. Die Daten reichen aber dennoch aus, um die Größenordnung der verfügbaren Flächen wenigstens überschlagsweise ermitteln zu können [BBS 2010].

Von der gesamten Fläche Bangladeschs mit 147.570 km² werden

- 55,0% landwirtschaftlich genutzt,
- 18,0% sind Wälder,
- 10,9% durch menschliche Siedlungen eingenommen,
- 6,4% von Flüssen durchzogen und
- 1,2% von weiteren Wasserflächen bedeckt,

was in der Gesamtsumme 91,5% ausmacht, welche nicht als Freiflächen für die PV-Nutzung gezählt werden können. Hierbei sind Straßen noch nicht inbegriffen, welche mit weiteren 5% der Fläche angenommen werden. Zieht man zusätzlich noch in Betracht, dass einige in der vorhergehenden Aufstellung noch nicht eingerechneten Gebiete, wie z.B. Ausläufer von Mangrovenwäldern oder Bergregionen, unzugänglich sind und damit für die Installation eines PV-Kraftwerks nicht in Fragen kommen, reduziert sich die verfügbare Freifläche auf unter 3%. Kalkuliert man dann noch die Verfügbarkeit des Stromnetzes für den Anschluss eines ins Netz einspeisenden PV-Kraftwerks mit ein, ist aus technischer Sicht von der von Mondal genannten Fläche von 1,7% der Landesfläche für PV-Kraftwerke auszugehen, was einer Fläche von 2.509 km² entspricht [BBS 2010] [MON 2010].

Dachflächen von Haushalten sollen etwa 3,2% der Gesamtfläche des Landes, also 4.722 km² ausmachen. Bei den PV-Dachanlagen ist jedoch zu erwarten, dass es sich fast ausschließlich um nicht netzgebundene, kleine Inselsysteme handeln wird, welche nicht ins Stromnetz einspeisen. Eine weitere Einschränkung bei der realistisch installierbaren Leistung ist der finanzielle Rahmen des Besitzers der Anlage. In den ländlichen Regionen von Bangladesch kann davon ausgegangen werden, dass nur kleine Anlagen mit maximal 100 Wp installiert werden, welche nur einen Teil der Bestrahlung in Energie umwandeln können. Eine genauere

Abschätzung des Potentials ist wegen der zuvor angesprochenen Unwägbarkeiten nicht möglich [KAB 2012] [MON 2010].

Um die Nutzbarkeit von Dächern für SHS in Großstädten wie Dhaka besser einschätzen zu können, wird auf eine Berechnung von Kabir zurückgegriffen. Dieser hat die für die Aufstellung von PV-Anlagen verfügbaren Dachflächen in der Hauptstadt Dhaka ermittelt.

Die untersuchte Fläche der Stadt Dhaka umfasst eine Fläche von 134 km². Dhaka ist eine ohne Struktur gewachsene und noch wachsende Stadt, welche sich immer mehr nach Norden bzw. Nordosten ausdehnt. Das Problem bei einer genauen Analyse der Stadt stellt die heterogene Struktur der Stadt dar. Die Stadt besteht aus Gebäuden verschiedenster Art und ist von einem Durcheinander aus Straßen, Vegetation, Gewässern und Freiflächen durchzogen. Der größte Teil der Gebäude der Stadt hat sechs Stockwerke. Überall in der Stadt verstreute Wolkenkratzer werfen auf die kleineren Gebäude Schatten, welche viele Dachflächen dieser Bauwerke für eine Nutzung von PV-Anlagen ungeeignet machen.

Die Nutzung vorhandener unbebauter Flächen für große PV-Kraftwerke ist in Dhaka nicht möglich, da diese meist zu klein sind und zudem die Beschattung durch Bebauung und Vegetation eine Installation unrentabel machen würde. Kabir hat eine Fläche von 10,5 km² als geeignet für die Aufstellung von PV-Anlagen befunden. Dies entspricht einem prozentualen Anteil von knapp 8% des Stadtgebietes von 2006, welcher auch auf das Jahr 2014 übertragen werden kann. Eine Fläche derselben Größe (ca. 10 km² in 2006) ist wegen Verschattung durch andere Bauwerke nicht für die Energiegewinnung aus Sonnenlicht geeignet.

Etwa 40% des Stadtgebietes wird von Slums eingenommen, welche durchaus ein Potential für die Photovoltaik haben, in Kabirs Analyse auf Grund der Ermangelung von Daten aber nicht weiterführend betrachtet wurden. Hier ist weitere Forschung notwendig, um zuverlässige Zahlen für nutzbare Flächen zu ermitteln. In den Slums ist die Installation von SHS allerdings nur mit finanzieller Unterstützung der Regierung bzw. anderer Sponsoren möglich. Diese Anlagen würden aber eine realistische Chance für die Slumbewohner für deren sozialen Aufstieg bedeuten [KAB 2012].

Die reine Betrachtung der Freiflächen ist für eine Potentialermittlung allerdings noch nicht ausreichend. Abbildung 4.14 zeigt, dass es durch die geneigte Aufstellung von PV-Modulen zu Verschattung der hintereinander aufgereihten Module kommen kann. Der Betrag der Verschattung ist vom Abstand und der Breite der Module, dem Sonnenstand γ_s und dem Neigungswinkel γ_E der Module (in Abbildung 4.14 als β bezeichnet) abhängig. Alle nachfolgenden Formeln stammen aus [MER 2013].

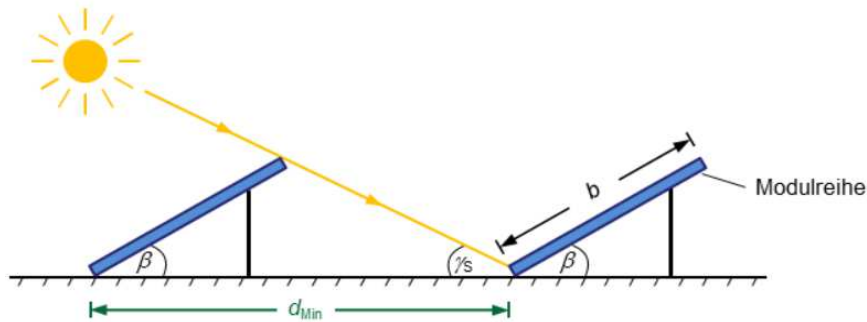


Abbildung 4.14: Geometrische Verhältnisse bei einer aufgeständerten Solaranlage

[MER 2013]

Für die Abschätzung des Potentials von Photovoltaik auf den vorhandenen Freiflächen ist der Flächennutzungsgrad f_{Nutz} von zentraler Bedeutung. Dieser beschreibt das Verhältnis aus der Modulbreite b und dem Modulabstand d . Er wird benötigt um zu erfassen, wie viele um einen festgelegten Winkel geneigte PV-Module auf einem Feld festgelegter Größe aufgestellt werden können.

$$f_{\text{Nutz}} = \frac{b}{d} \quad (\text{Gl. 4.16})$$

Dabei wird der optimale Kompromiss zwischen dem Flächennutzungsgrad und dem Ertrag der PV-Module gesucht. Stehen die Module zu nahe hintereinander, sinken die Erträge durch die gegenseitige Verschattung erheblich. Ist der Abstand dagegen zu groß, wird die Fläche wegen nur noch unwesentlichen Verbesserungen beim Energieertrag nicht mehr effizient genug genutzt.

Mit der Voraussetzung, dass am kürzesten Tag im Jahr (21. Dezember) um 12 Uhr mittags keine Verschattung auftreten sollte, wird nachfolgend der minimale Modulabstand für Dhaka und Cox's Bazar ermittelt.

Für den minimalen Abstand d_{MIN} zwischen den PV-Modulreihen gilt:

$$d_{\text{MIN}} = b \cdot \frac{\sin(\gamma_S + \gamma_E)}{\sin(\gamma_S)}. \quad (\text{Gl. 4.17})$$

Um den optimalen Flächennutzungsgrad für Bangladesch unabhängig von den Abmessungen der verwendeten PV-Module zu erhalten, folgt aus (Gl. 4.16) und (Gl. 4.17):

$$f_{\text{opt}} = \frac{\sin(\gamma_S)}{\sin(\gamma_S + \gamma_E)} \quad (\text{Gl. 4.18})$$

Für den optimalen Flächennutzungsgrad in **Dhaka** gilt mit

$$\gamma_S = 42,9^\circ; \gamma_E = 30^\circ :$$

$$f_{\text{opt}} = \frac{\sin(42,9^\circ)}{\sin(42,9^\circ + 30^\circ)} = 0,712 = 71,2\% = \mathbf{1:1,4} .$$

Für den optimalen Flächennutzungsgrad in **Cox's Bazar** gilt mit

$$\gamma_S = 45,1^\circ; \gamma_E = 30^\circ :$$

$$f_{\text{opt}} = \frac{\sin(45,1^\circ)}{\sin(45,1^\circ + 30^\circ)} = 0,733 = 73,3\% = \mathbf{1:1,4} .$$

Die Flächennutzungsgrade von Dhaka und Cox's Bazar sind annähernd gleich. Daher wird für Bangladesch ein optimaler Flächennutzungsgrad von 1:1,4 angenommen.

Ermittelt man den Flächennutzungsgrad unter den gleichen Voraussetzungen für **Deutschland**, so gilt mit dem sehr viel tieferen Sonnenstand:

$$\gamma_S = 15^\circ \text{ und } \gamma_E = 30^\circ :$$

$$f_{\text{opt}} = \frac{\sin(15^\circ)}{\sin(15^\circ + 30^\circ)} = 0,366 = 36,6\% = \mathbf{1:2,7} .$$

Hier ist festzustellen, dass der Flächennutzungsgrad in Bangladesch gegenüber Deutschland phänomenal gut ist. Man kann in Bangladesch im Vergleich zu Deutschland fast die doppelte Anzahl an PV-Modulen auf einer gleich großen Fläche aufstellen.

Diese Tatsache wiegt die zuvor als relativ klein empfundenen Freiflächen zum Großteil wieder auf. Zusätzlich ist die Bestrahlung in Bangladesch um den Faktor 1,8 größer, was wiederum einen deutlich höheren Ertrag im Vergleich zu Deutschland erwarten lässt.

Bei einer Bestrahlung von $1.800 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$, was einer Bestrahlungsstärke von etwa $205 \text{ W}/\text{m}^2$ entspricht, trifft in einem Jahr auf die ermittelte freie Fläche von 2.509 km^2 eine Strahlungsleistung von etwa 514 GW . Wäre diese Fläche mit einem Flächennutzungsgrad von $1:1,4$ von Solarzellen bedeckt und hätten diese einen Wirkungsgrad von 10% , dann würde eine Leistung von $36,7 \text{ GW}$ in elektrischen Strom umgewandelt. Dieser Wert entspräche mit einem Umrechnungsfaktor von $7,3$ etwa 277 GWp installierter Leistung (vgl. hierzu Abschnitt 5.2.2).

Im Vergleich hierzu war in Deutschland im Jahr 2013 eine Leistung von $35,7 \text{ GWp}$ installiert, was etwa $3,4 \text{ GW}$ entsprach. Dieser Wert kann mit der Leistung von $1,5$ Atomkraftwerken gleichgesetzt werden. Für Deutschland geht man von einem technisch-ökologischen Potential von maximal 275 GWp installierbarer PV-Systeme, was etwa $27,5 \text{ GW}$ entspricht aus. In Deutschland gibt es nur wenige Inselanlagen. Auch Anlagen geringer Leistung, die auf Dächern installiert sind, speisen im Regelfall die erzeugte Energie ins Stromnetz ein. Deshalb werden bei den 275 GWp alle Arten von PV-Anlagen zusammengefasst, also sowohl kleine Anlagen auf Dächern als auch große PV-Kraftwerke.

Beim Vergleich der Zahlen ist ersichtlich, dass Bangladesch trotz der relativ geringen nutzbaren Fläche ein hohes Potential für die Erzeugung elektrischer Energie aus Photovoltaik verspricht [MON 2010] [WIR 2014].

4.5 Wechselrichterwirkungsgrad für Bangladesch

Um die Energie, welche durch einen PV-Generator erzeugt wurde, in das Stromnetz einspeisen zu können, muss der erzeugte Gleichstrom in Wechselstrom einer definierten Frequenz umgewandelt werden. Der dazu benötigte Wechselrichter ist daher ein wesentlicher Bestandteil einer ins Stromnetz einspeisenden PV-Anlage. Sein Wirkungsgrad hat einen wesentlichen Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad einer PV-Anlage. In Datenblättern ist meist nur der maximale Wirkungsgrad bei Nennspannung angegeben. Wechselnde Einstrahlungen und andere äußere Einflüsse sorgen jedoch dafür, dass der Wechselrichter nur selten im Nennbetrieb arbeitet und damit nur selten den angegebenen Wirkungsgrad hat. Die Kennlinien unterschiedlicher Wechselrichtertypen, welche in Abbildung 4.15 dargestellt sind, veranschaulichen den beschriebenen Sachverhalt. Im Teillastbereich unter 20% der Nennleistung haben alle Geräte einen relativ schlechten Wirkungsgrad. Beim Unterschreiten einer bestimmten Eingangsspannung schalten alle Geräte ab. Der hellblau eingezeichnete Wechselrichter REFU 11K hat einen sehr konstanten Wirkungsgradverlauf über den größten Teil seines Leistungsbereichs. Der durch eine dunkelblaue Linie verkörperte SMC 8000TL dagegen hat den besten Wirkungsgrad bei etwa 25% seiner Nennleistung, danach sinkt dieser wieder ab [MER 2013] [HAH 2012-1].

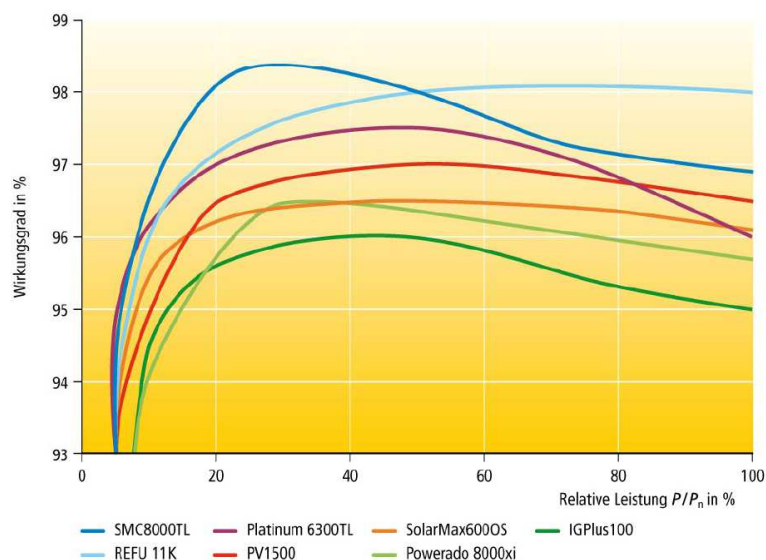


Abbildung 4.15: Kennlinien unterschiedlicher Wechselrichtertypen gemäß Herstellerangaben [HAH 2012-1]

Entscheidend für den Ertrag einer PV-Anlage ist nicht der Spitzenwirkungsgrad des eingesetzten Wechselrichters, sondern der Wirkungsgrad, welcher sich über das gesamte Jahr ergibt. Dieser ist abhängig von der über das Jahr eintreffenden momentanen Einstrahlung und der daraus resultierenden momentan am Wechselrichter anliegenden Eingangsleistung.

Um diese zu quantifizieren, werden sogenannte Einstrahlungsklassen definiert, aus welchen prozentual Energieanteile für die solare Jahresenergie beigesteuert werden. Entsprechend der Häufigkeit und der eingestrahlten Energiemenge kann eine Wichtung unterschiedlicher Lastverhältnisse des Wechselrichters erfolgen.

Diese Wichtung wurde für Europäische und Kalifornische Einstrahlungsverhältnisse vorgenommen und wird als Euro-Wirkungsgrad (Gl. 4.19) bzw. als Kalifornischer-Wirkungsgrad oder CEC-Wirkungsgrad (Gl. 4.20) bezeichnet, welche mittlerweile auch in den Datenblättern von Wechselrichtern bei Nennspannung angegeben werden [HAH 2012-1].

$$\eta_{\text{Euro}} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,1 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%}$$

(Gl. 4.19)

$$\eta_{\text{CEC}} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 (0,04 \cdot \eta_{10\%} + 0,05 \cdot \eta_{20\%} + 0,12 \cdot \eta_{30\%} + 0,21 \cdot \eta_{50\%} + 0,53 \cdot \eta_{75\%} + 0,05 \cdot \eta_{100\%}) |_{U_i}$$

(Gl. 4.20)

Die Angabe „0,48 · $\eta_{50\%}$ “ beim Euro-Wirkungsgrad bedeutet, dass der Wechselrichter 48% seiner Betriebszeit über das Jahr eine Belastung von 50% hat. Beim Euro-Wirkungsgrad ist zu erkennen, dass die meiste Leistung in Europa im mittleren Lastbereich erzeugt wird. Dieser ist nur in Gebieten aussagekräftig, wo die jährliche Einstrahlung 1.000 kWh/m² beträgt. Ist die Einstrahlung höher, wird eine andere Wichtung benötigt.

Mit dem Kalifornischen Wirkungsgrad, welcher durch die California Energy Commission (CEC) definiert wurde, wird den in höheren Einstrahlungsklassen höheren Energiemengen Rechnung getragen, indem der 75%-Wert am stärksten gewichtet wird. Zudem wird hier die Spannungsabhängigkeit mit beachtet (U_i) [HAH 2012-1].

Obwohl bereits an standardisierten Verfahren zur Ermittlung von Wechselrichterwirkungsgraden bei unterschiedlichen Spannungen gearbeitet wird, wurde noch keine Norm oder Ähnliches für deren Ermittlung verabschiedet. Nachfolgend wird deshalb in Analogie zum Euro- und CEC-Wirkungsgrad der Wirkungsgrad eines Wechselrichters beim Einsatz in Bangladesch abgeschätzt. Dieser soll nur ein grober Anhalt für den in Bangladesch zu erwartenden Wirkungsgrad sein und eine Abschätzung der Größenordnung dessen ermöglichen. Er wurde auf den Namen Bangla-Wirkungsgrad getauft und gilt nur für Anlagen mit einer Ausrichtung von 25° Neigung und 0° Azimut nach Süden. Für einen tatsächlich aussagekräftigen Wirkungsgrad müssten über mehrere Jahre hinweg

Messungen über das ganze Land verteilt durchgeführt und ausgewertet werden, wobei die Bestrahlungsdaten in einem Intervall von zehn Minuten betrachtet werden müssen [HAH 2012-1] [MER 2013].

In Abbildung 4.16 sind für Dhaka und Cox's Bazar die Energie und Häufigkeit verschiedener Einstrahlungsklassen eingetragen. Es ist direkt ersichtlich, dass es in Bangladesch sinnvoll ist, Wechselrichter einzusetzen, welche im oberen Leistungsbereich einen möglichst guten Wirkungsgrad besitzen. Es muss auch über den kompletten Zeitraum mit einer Einstrahlung von bis zu 1.100 W/m² gerechnet werden, was bei der Auslegung des Wechselrichters zu berücksichtigen ist [HAH 2012-1] [NREL 2007] [SPA 2014].

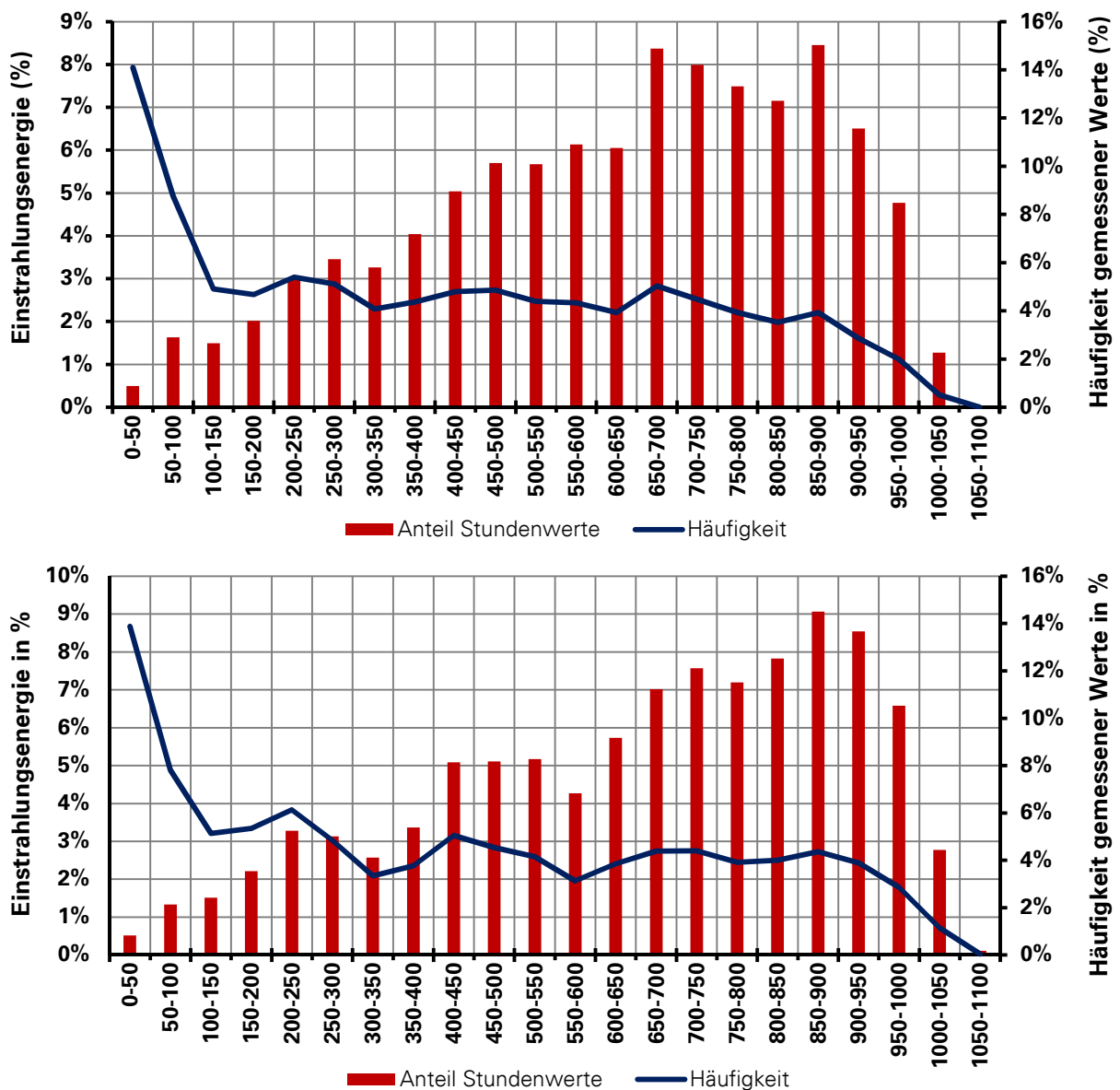


Abbildung 4.16: Energie und Häufigkeit verschiedener Einstrahlungsklassen einer Anlage mit 25° Neigung und 0° Azimut nach Süden für Dhaka (oben) und Cox's Bazar (unten)

Die Werte aus Abbildung 4.16 wurden in Tabelle 4.3 nochmals zahlenmäßig erfasst und über eine Mittelwertbildung ausgewertet. Wie auch beim Kalifornischen-Wirkungsgrad wurde die 5%-Klasse zugunsten höherer Einstrahlungsklassen vernachlässigt [NREL 2007] [SPA 2014].

Einstahl.-kl. η-Klasse	0-200 10%	200-300 20%	300-500 30%	500-750 50%	750-1000 75%	>1000 100%
Dhaka	5,6%	6,5%	18,0%	34,2%	34,4%	1,3%
Cox's Bazar	5,6%	6,4%	16,1%	29,8%	39,2%	2,9%
Mittel	5,6%	6,4%	17,1%	32,0%	36,8%	2,1%
η-WR	5%	6%	17%	32%	37%	3%

Tabelle 4.3: Bangla-Wirkungsgrad in Abhängigkeit von Einstrahlungsklassen und deren Häufigkeit

Aus der Tabelle ergibt sich somit für den Bangla-Wirkungsgrad:

$$\eta_{\text{Bangla}} = 0,05 \cdot \eta_{10\%} + 0,06 \cdot \eta_{20\%} + 0,17 \cdot \eta_{30\%} + 0,32 \cdot \eta_{50\%} + 0,37 \cdot \eta_{75\%} + 0,03 \cdot \eta_{100\%}$$

(Gl. 4.21)

Vergleicht man den ermittelten Bangla-Wirkungsgrad mit dem Kalifornischen Wirkungsgrad, kann man große Ähnlichkeiten zwischen ihnen erkennen und damit näherungsweise den CEC-Wirkungsgrad für Bangladesch anwenden.

Die Auswahl eines geeigneten Wechselrichters sollte entsprechend den in diesem Abschnitt gewonnenen Daten erfolgen, um eine möglichst gute Auslastung des Wechselrichters und damit möglichst hohe Erträge der PV-Anlage zu erzielen. Die Dimensionierung sollte auf keinen Fall zu klein gewählt werden. Eine zu kleine Auslegung des Wechselrichters führt bei häufiger, dauerhafter Überlastung zu einer rapiden Verringerung der Gerätelebensdauer und damit zu Systemausfällen und Reparaturkosten. Um einen möglichst guten Wirkungsgrad zu erreichen, darf der Wechselrichter allerdings auch nicht extrem überdimensioniert werden. Für eine Auslegung, die weder zu groß, noch zu klein ist, wird folgender Leistungsbereich vorgeschlagen [HAH 2012-3]:

$$0,8 \times P_{\text{PV}} < P_{\text{WR AC}} < 1,2 \times P_{\text{PV}} \quad \text{Empfehlung: } P_{\text{WR AC}} = 1,1 \times P_{\text{PV}} .$$

4.6 Kenndaten und Ertragsberechnungsschema für PV-Module

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen für die im nachfolgenden Abschnitt durchgeführte Ertragsberechnung mit realen PV-Modulen erläutert. Alle Formeln und Definitionen stammen, wenn nicht anders angegeben, aus [MER 2013] und [QUA 2011].

Generell hat eine Solarzelle den gleichen physikalischen Aufbau wie eine Diode. Sie besteht aus einem n-dotierten und einem p-dotierten Halbleiter, welcher eine Raumladungszone zwischen den beiden Schichten ausbildet. Eine nicht bestrahlte Solarzelle verhält sich wie eine Diode und lässt sich daher auch als solche beschreiben.

Für den Zellstrom I gilt mit dem Sättigungsstrom in Diodensperrrichtung I_S , dem Diodenfaktor m und der Temperaturspannung U_T in Abhängigkeit von der Zellspannung U_D :

$$I = -I_D = -I_S \cdot \left(e^{\left(\frac{U_D}{m \cdot U_T} \right)} - 1 \right) \quad (\text{Gl. 4.22})$$

Eine gute Beschreibung einer realen Solarzelle ist mit dem in Abbildung 4.17 dargestellten Zweidiodenmodell erzielbar. Für kristalline Solarzellen aus Silizium ist mit diesem Modell eine nahezu optimale Beschreibung der elektrischen Eigenschaften möglich. Dünnschicht-Solarzellen können mit diesem Modell dagegen nur eingeschränkt beschrieben werden. Besonders im Teillastbereich sind die Abweichungen des Modells zur realen Kennlinie bei Dünnschichtmodulen groß.

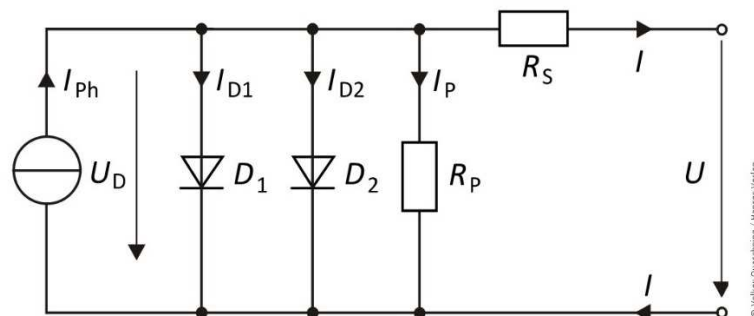


Abbildung 4.17: Zweidiodenmodell der Solarzelle [QUA 2011]

Die Stromquelle im Zweidiodenmodell steht für den bei Bestrahlung der Solarzelle produzierten Photostrom I_{ph} . Um mit dem Modell möglichst exakt eine reale Solarzelle zu beschreiben, werden die zwei Dioden, D_1 und D_2 sowie der Serienwiderstand R_s und der Parallelwiderstand R_p eingeführt. Der Serienwiderstand R_s , beschreibt den Spannungsabfall einer realen Solarzelle auf dem Weg der Ladungsträger vom Halbleiter zu den externen

Kontakten. Der Parallelwiderstand R_p dagegen bezieht die Leckströme längs der Kanten der Solarzelle mit ein.

Aus der Kirchhoff'schen Knotenregel folgt für das Zweiodenmodell:

$$I = I_{ph} - I_{D1} - I_{D2} - I_p \quad (\text{Gl. 4.23})$$

Mit (Gl. 4.22) ergibt sich daraus die Diodengleichung:

$$I = I_{ph} - I_{S1} \cdot \left(e^{\frac{U+I \cdot R_S}{m_1 \cdot U_T}} - 1 \right) - I_{S2} \cdot \left(e^{\frac{U+I \cdot R_S}{m_2 \cdot U_T}} - 1 \right) - \frac{U + I \cdot R_S}{R_p} \quad (\text{Gl. 4.24})$$

Wird die Diode D_1 als ideale Diode mit dem Diodenfaktor $m_1 = 1$ vorausgesetzt und für die Diode D_2 $m_2 = 2$ gesetzt, ergibt sich folgende, durch numerische Verfahren zu lösende Gleichung:

$$I = I_{ph} - I_{S1} \cdot \left(e^{\frac{U+I \cdot R_S}{U_T}} - 1 \right) - I_{S2} \cdot \left(e^{\frac{U+I \cdot R_S}{2 \cdot U_T}} - 1 \right) - \frac{U + I \cdot R_S}{R_p} \quad (\text{Gl. 4.25})$$

Die aus der Diodengleichung (Gl. 4.25) ermittelte Kennlinie einer Solarzelle aus Abbildung 4.18 entspricht der einer Photodiode, für welche das Erzeugerpeilsystem gewählt wurde.

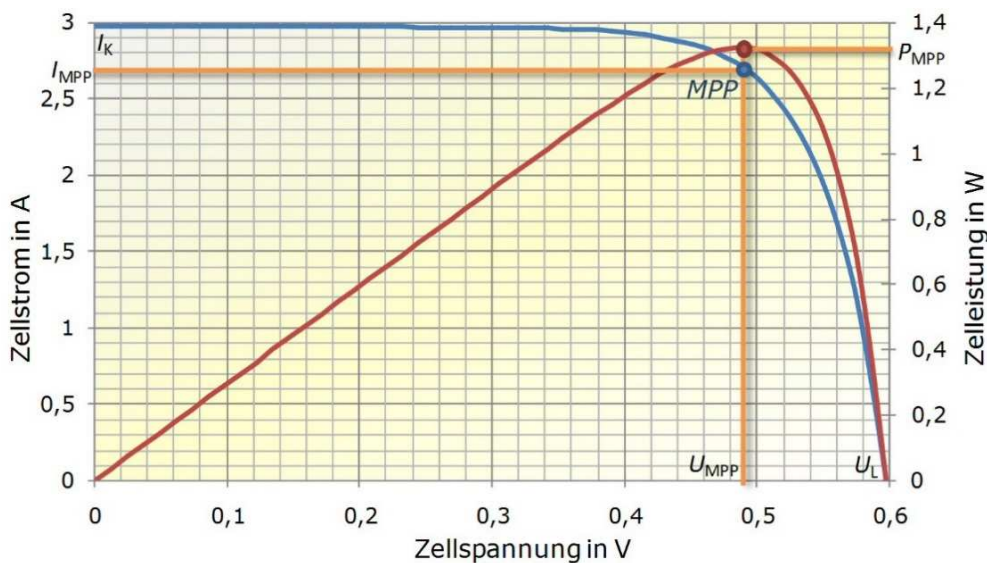


Abbildung 4.18: I-U- und P-U-Kennlinien einer Solarzelle mit MPP [QUA 2011]

Unter den idealisierten Annahmen, dass $R_S = 0$, $R_P \rightarrow \infty$, $m_1 = m_2 = 1$ und $I_{S1} = I_{S2}$, kann man (Gl. 4.24) folgendermaßen vereinfachen:

$$I = I_{Ph} - I_S \cdot \left(e^{\left(\frac{U}{m \cdot U_T} \right)} - 1 \right). \quad (\text{Gl. 4.26})$$

Die in Abbildung 4.18 blau eingezeichnete Strom-Spannungs-Kennlinie wird durch den Kurzschlussstrom I_K und die Leerlaufspannung U_L bestimmt. Setzt man in (Gl. 4.26) $U = 0$, dann ergibt sich, dass der Kurzschlussstrom gleich dem Photostrom I_{Ph} ist, welcher wiederum direkt proportional zur Bestrahlungsstärke E ist:

$$I_K = I_{Ph} = c_0 \cdot E. \quad c_0: \text{zellenspezifischer Koeffizient} \quad (\text{Gl. 4.27})$$

Die Leerlaufspannung U_L erhält man, wenn man in (Gl. 4.26) $I = 0$ setzt. U_L hängt vom Diodenfaktor m , der Temperaturspannung U_T und dem Sättigungsstrom I_S ab und errechnet sich näherungsweise:

$$U_L = m \cdot U_T \cdot \ln \left(\frac{I_K}{I_S} + 1 \right) \sim \ln \left(\frac{E}{E_0} \right) \quad (\text{Gl. 4.28})$$

und ist direkt proportional zum natürlichen Logarithmus der Bestrahlungsstärke E .

Jeder Spannung kann eine bestimmte Leistung zugeordnet werden. Dieser Sachverhalt wird mit Hilfe der P-U-Kennlinie (rote Linie in Abbildung 4.18) dargestellt. Die Leistungskurve besitzt einen Punkt maximaler Leistung, welcher als MPP (Maximum Power Point) P_{MPP} bezeichnet wird. Die maximale Leistung kann einer Solarzelle bei der Spannung U_{MPP} am MPP entnommen werden, welche kleiner ist als die Leerlaufspannung U_L . Zu U_{MPP} gehört auch der Strom I_{MPP} , welcher kleiner ist als der Kurzschlussstrom I_K .

Die Leistung P_{MPP} wird mit (Gl. 4.29) berechnet:

$$P_{MPP} = U_{MPP} \cdot I_{MPP} < U_K \cdot I_K. \quad (\text{Gl. 4.29})$$

Da der Anteil des Stroms bei der Abhängigkeit der Leistung von der Bestrahlungsstärke überwiegt, ist die MPP-Leistung in erster Näherung proportional zur Bestrahlungsstärke E .

Eine weitere Größe zur Beschreibung einer Solarzelle ist der so genannte Füllfaktor FF , der sich berechnet:

$$FF = \frac{P_{MPP}}{U_L \cdot I_K} = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_L \cdot I_K}. \quad (\text{Gl. 4.30})$$

Er ist ein Qualitätskriterium für die Solarzelle und beschreibt, wie gut sich die I-U-Kennlinie dem aus U_L und I_K gebildeten Rechteck annähert. Der Füllfaktor FF ist stets kleiner als der Wert eins. Mit seiner Hilfe und der Solarzellenfläche A lässt sich der Wirkungsgrad einer Solarzelle mittels (Gl. 4.31) berechnen:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{E \cdot A} = \frac{FF \cdot U_L \cdot I_K}{E \cdot A}. \quad (\text{Gl. 4.31})$$

Typische Werte für den Wirkungsgrad von Solarzellen liegen zwischen 7% und 22%, wobei die Modulwirkungsgrade stets kleiner sind als die Zellenwirkungsgrade.

Bei Betrachtung von (Gl. 4.27) fällt auf, dass sich bei einer Verringerung der Bestrahlungsstärke E der Kurzschlussstrom I_K drastisch reduziert. Die Leerlaufspannung U_L wird bei Abnahme von E ebenfalls kleiner, jedoch ist die Abhängigkeit gem. (Gl. 4.28) nicht so gravierend wie für den Strom. Der beschriebene Zusammenhang wird mit Hilfe von Abbildung 4.19 noch deutlicher.

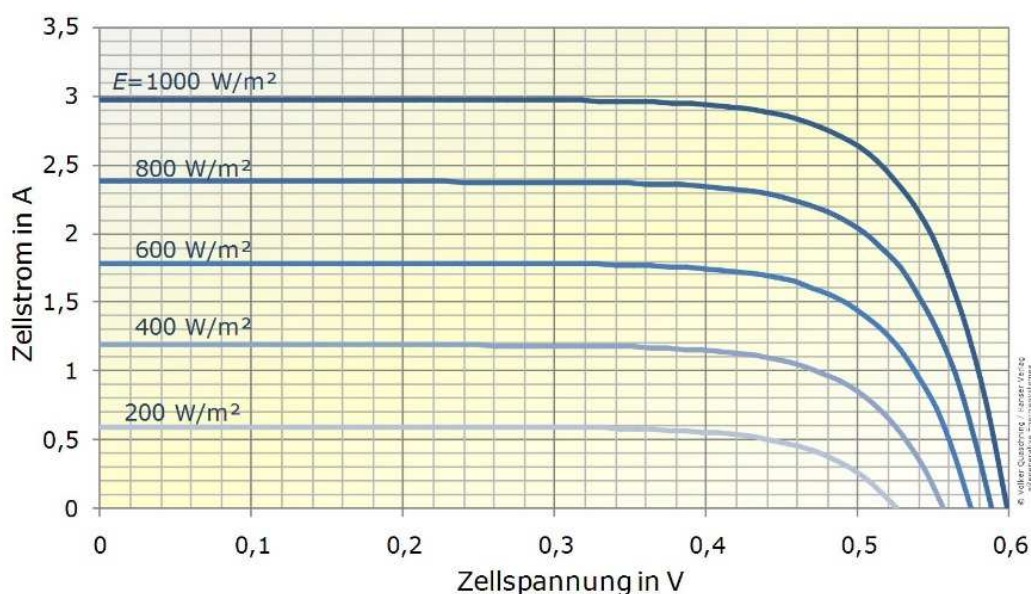


Abbildung 4.19: Einfluss der Bestrahlungsstärke E auf den Verlauf der I-U-Kennlinie einer Solarzelle [QUA 2011]

Je niedriger also die Bestrahlungsstärke E ist, desto geringer ist der Wirkungsgrad des PV-Moduls und desto weniger Ertrag kann aus einem Solarmodul gewonnen werden. Im Rahmen der nachfolgenden Ertragsberechnung muss diesem Sachverhalt Rechnung getragen werden.

Neben der Bestrahlungsstärke E hat auch die Temperatur einen maßgeblichen Einfluss auf den Wirkungsgrad einer Solarzelle. Die zuvor bereits in (Gl. 4.22) eingeführte Temperaturspannung U_T ist kein fester Wert, sondern bestimmt sich aus der absoluten Temperatur T (gemessen in Kelvin), der Boltzmann-Konstanten k ($k = 1,380658 \cdot 10^{-23}$ J/K) und der Elementarladung e ($e = 1,60217733 \cdot 10^{-19}$ As) mit:

$$U_T = \frac{k \cdot T}{e}. \quad (\text{Gl. 4.32})$$

Während sich gemäß (Gl. 4.32) die Temperaturspannung U_T mit steigender Temperatur erhöht, wird das Absinken der Leerlaufspannung U_L gemäß (Gl. 4.33) und (Gl. 4.34) über einen Anstieg der Diodensättigungsströme I_{S1} und I_{S2} bei einem Anstieg der Temperatur T bewirkt:

$$I_{S1} = c_{S1} \cdot T^3 \cdot e^{\left(-\frac{E_g}{kT}\right)}, \quad (\text{Gl. 4.33})$$

$$I_{S2} = c_{S2} \cdot T^{\frac{5}{2}} \cdot e^{\left(-\frac{E_g}{2 \cdot kT}\right)}. \quad (\text{Gl. 4.34})$$

E_g ist der Bandabstand des entsprechenden Halbleitermaterials, c_{S1} und c_{S2} sind modulabhängige Koeffizienten.

Die Temperaturabhängigkeiten der im Zweidiodenmodell eingeführten Diodenfaktoren für D_1 und D_2 sowie des Serienwiderstands R_S und des Parallelwiderstands R_P können vernachlässigt werden.

Da (Gl. 4.27) die Zusammenhänge bei der Betrachtung einer Solarzelle vereinfacht darstellt, ist auf den ersten Blick nicht ersichtlich, dass auch der Kurzschlussstrom I_k von der Temperatur beeinflusst wird.

Die Abhängigkeit der Bandlücke E_g von der Temperatur konnte in den Gleichungen (Gl. 4.33) und (Gl. 4.34) vernachlässigt werden, ist aber für die Bestimmung des Photostroms I_{Ph} und damit des Kurzschlussstroms I_k der entscheidende Faktor. Bei steigender Temperatur sinkt die Bandlücke E_g im Festkörper ab, was wiederum auch Photonen mit geringerer Energie ermöglicht, Elektronen ins Valenzband zu heben und damit letztlich den Photostrom I_{Ph} zu

erhöhen. (Gl. 4.35) beschreibt mit Hilfe der ebenfalls modulabhängigen Koeffizienten c_1 und c_2 die Temperaturabhängigkeit des Photostroms I_{ph} :

$$I_{ph}(T) = (c_1 + c_2 \cdot T) \cdot E. \quad (\text{Gl. 4.35})$$

Diese Zusammenhänge sind grafisch in Abbildung 4.20 dargestellt. Die Zunahme des Kurzschlussstromes I_K bei steigender Temperatur ist im Vergleich zur Abnahme der Leerlaufspannung U_L nur ein Effekt zweiter Ordnung und daher fast vernachlässigbar. Die Leerlaufspannung U_L dominiert und ist damit bei einem Temperaturanstieg gem. (Gl. 4.31) maßgeblich für die Verringerung des Wirkungsgrades.

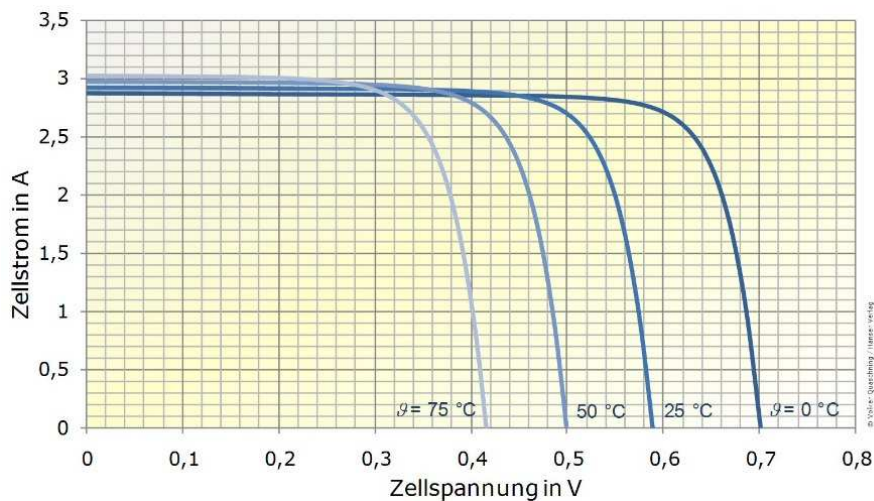


Abbildung 4.20: Temperaturabhängigkeit der Solarzellenkennlinien [QUA 2011]

Vereinfachend wird für viele Berechnungen angenommen, dass sich Strom, Spannung und Leistung einer Solarzelle linear mit der Spannung ändern. Somit reichen zur Beschreibung der Zusammenhänge lediglich je ein Temperaturkoeffizient für den Kurzschlussstrom α_{IK} , die Leerlaufspannung α_{UL} und die MPP-Leistung α_{PMPP} aus.

Zusammenfassend gilt näherungsweise bei den Temperaturen ϑ_1 und ϑ_2 für den Kurzschlussstrom I_K mit dem Temperaturkoeffizienten des Kurzschlussstroms α_{IK} :

$$I_K(\vartheta_2) = I_K(\vartheta_1) \cdot (1 + \alpha_{IK} \cdot (\vartheta_2 - \vartheta_1)) \quad (\text{Gl. 4.36})$$

und analog dazu für die Leerlaufspannung U_L mit dem Temperaturkoeffizienten der Leerlaufspannung α_{UL} :

$$U_L(\vartheta_2) = U_L(\vartheta_1) \cdot (1 + \alpha_{UL} \cdot (\vartheta_2 - \vartheta_1)). \quad (\text{Gl. 4.37})$$

Die Gleichung für die MPP-Leistung mit dem Temperaturkoeffizienten der MPP-Leistung α_{PMPP} lautet:

$$P_{MPP}(\vartheta_2) = P_{MPP}(\vartheta_1) \cdot (1 + \alpha_{PMPP} \cdot (\vartheta_2 - \vartheta_1)). \quad (\text{Gl. 4.38})$$

Es ist zu beachten, dass der Temperaturkoeffizient α_{IK} des Kurzschlussstroms positiv und α_{UL} der Leerlaufspannung negativ ist und damit der Kurzschlussstrom I_K bei steigender Temperatur größer, die Leerlaufspannung U_L dagegen kleiner wird.

Da der Temperaturkoeffizient α_{UL} der Leerlaufspannung bis zum Faktor zehn größer ist als der des Kurzschlussstroms α_{IK} , erschließt sich, dass der Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung α_{PMPP} ebenfalls negativ sein muss.

Um Solarzellen und -module trotz ihrer Abhängigkeit von Bestrahlungsstärke und Temperatur vergleichen zu können, wird die MPP-Leistung meist für die sogenannten Standardtestbedingungen (STC, Standard Test Conditions) angegeben.

STC bedeutet:

- Einstrahlung $E_{STC} = 1.000 \text{ W/m}^2$
- Zelltemperatur $\vartheta_{STC} = 25^\circ\text{C}$ und
- Spektrum $AM = 1,5g$ normiert auf 1000W/m^2 (g bedeutet global).

Da diese Bedingungen so gut wie nie erreicht werden, erhält die für Solarmodule unter STC ermittelte Leistung die Bezeichnung W_p , was eine Spitzenleistung darstellt.

Durch die fast immer geringere Leistung von Solarzellen unter natürlichen Bedingungen werden die Solarmodulparameter auch bei so genannten Normalbetriebsbedingungen (NOCT, Nominal Operating Cell Temperature) angegeben. In der Literatur ist für die Abkürzung NOCT auch Normal Operating Cell Temperature bzw. Normal Operation Cell Temperature zu finden. Das besondere bei den Normalbetriebsbedingungen ist, dass hier nicht die Zelltemperatur wie bei den STC genutzt wird, sondern die Umgebungstemperatur.

NOCT-Bedingungen heißt:

- Einstrahlung $E_{\text{NOCT}} = 800 \text{ W/m}^2$
- Umgebungstemperatur $\vartheta_{\text{NOCT}} = 20^\circ\text{C}$
- Windgeschwindigkeit $v = 1 \text{ m/s}$ parallel zum Modul
- Spektrum *AM 1,5g*.

Die in allen Datenblättern von PV-Modulen angegebene NOCT-Temperatur ermöglicht die Berechnung der näherungsweise zu erwartenden Zelltemperatur ϑ_Z bei einer beliebigen Einstrahlung E und einer beliebigen Umgebungstemperatur ϑ_U unter der vereinfachenden Annahme, dass die Temperaturerhöhung des PV-Moduls gegenüber der Umgebungstemperatur proportional zur Einstrahlung ist:

$$\vartheta_Z = \vartheta_U + (\text{NOCT} - 20^\circ\text{C}) \cdot \frac{E}{E_{\text{NOCT}}}. \quad (\text{Gl. 4.39})$$

Mit einem ebenfalls im Datenblatt angegebenen Temperaturkoeffizienten $TK(P_{\text{MPP}})$ erhält man die temperaturkorrigierte PV-Generator-Nennleistung:

$$P_{\text{GoT}} = P_{\text{STC}} \cdot [1 + TK(P_{\text{MPP}}) \cdot (\vartheta_Z - \vartheta_{\text{STC}})]. \quad (\text{Gl. 4.40})$$

Um den tatsächlichen Ertrag einer Solaranlage zu berechnen, schlägt Häberlin ein Berechnungsschema vor, welches auf der Basis von Monats- oder Jahreswerten arbeitet und sehr gute Ergebnisse liefert. Dieses Berechnungsschema ist mittels einer Tabelle relativ einfach anwendbar und wird nachfolgend vorgestellt. Die von Häberlin angegebenen Formeln wurden bezüglich der Bezeichnung ihrer Variablen und physikalischen Konstanten denen in [MER 2013] und [QUA 2011] angepasst [HÄB 2010].

Entscheidend für ein Endergebnis, das den klimatischen Bedingungen des Aufstellungsorts des PV-Moduls Rechnung trägt, ist die Ermittlung des Temperatur-Korrekturfaktors k_T :

$$k_T = 1 + TK(P_{\text{MPP}}) \cdot (\vartheta_Z - \vartheta_{\text{STC}}). \quad (\text{Gl. 4.41})$$

Mit Hilfe des Referenz-Ertrags Y_R (Reference Yield), welcher die Anzahl der sog. Sonnen-Volllaststunden in der Generatorebene pro Jahr angibt:

$$Y_R = \frac{H_G}{E_{STC}}, \quad (\text{Gl. 4.42})$$

kann über den Temperatur-Korrekturfaktor k_T der temperaturkorrigierte Strahlungs- oder Referenzertrag Y_T berechnet werden:

$$Y_T = k_T \cdot Y_R. \quad (\text{Gl. 4.43})$$

Mit dem Generator-Korrekturfaktor k_G :

$$k_G = k_{PM} \cdot k_{NG} \cdot k_{GR} \cdot k_{SP} \cdot k_{TB} \cdot k_{MM} \cdot k_R \cdot k_V \cdot k_S \cdot k_{MPP}, \quad (\text{Gl. 4.44})$$

wobei:

k_{PM}	Korrekturfaktor für die Minderleistung der Module
k_{NG}	Korrekturfaktor für niedrige Einstrahlung
k_{GR}	Korrekturfaktor für Glasreflexionsverluste
k_{SP}	Korrekturfaktor für spektralen Mismatch
k_{TB}	Korrekturfaktor für Teilbeschattung einzelner Module
k_{MM}	Korrekturfaktor für Mismatch (nur bei Anlagen ohne Modulwechselrichter)
k_R	Korrekturfaktor für ohmsche Verluste auf der DC-Seite
k_V	Korrekturfaktor für Verschmutzung
k_S	Korrekturfaktor für Schneebedeckung (entfällt für Bangladesch)
k_{MPP}	Korrekturfaktor für nicht im MPP arbeitende Last, wenn nicht bereits berücksichtigt,

bedeuten, kann der Generator-Ertrag Y_A (Array Yield) berechnet werden:

$$Y_A = k_G \cdot Y_T = k_G \cdot k_T \cdot Y_R. \quad (\text{Gl. 4.45})$$

Wird nun noch der Wechselrichter-Wirkungsgrad η_{WR} bei einer netzgekoppelten PV-Anlage mit eingerechnet, ergibt sich der End-Ertrag Y_F (Final Yield) zu:

$$Y_F = \eta_{WR} \cdot k_G \cdot k_T \cdot Y_R = \eta_{WR} \cdot k_G \cdot k_T \cdot \frac{H_G}{E_{STC}}. \quad (\text{Gl. 4.46})$$

Über den End-Ertrag Y_F , der die Anzahl der Anlagen-Volllaststunden pro Jahr angibt, und die Generatornennleistung bei STC P_{STC} kann die Ausgangsenergie W_{AC} auf der Wechselstromseite der PV-Anlage berechnet werden:

$$W_{AC} = Y_F \cdot P_{STC} \cdot \quad (Gl. 4.47)$$

Die Anzahl der AC-Volllaststunden t_v wird über

$$t_v = \frac{W_{AC}}{W_{ACn}}, \quad (Gl. 4.48)$$

mit Hilfe der rechnerischen Wechselstrom-Nennleistung W_{ACn}

$$W_{ACn} = k_{Gmax} \cdot P_{STC} \cdot \eta_{WR} \quad (Gl. 4.49)$$

ermittelt.

Die Performance Ratio PR , also das Verhältnis von End-Ertrag zu Referenz-Ertrag, klassifiziert die Güte einer PV-Anlage:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R}. \quad (Gl. 4.50)$$

In 4.7 wird eine Ertragsberechnung mit verschiedenen PV-Modulen für Monats- und Jahresenergieerträge durchgeführt, wobei als Eingangswerte Monatsdaten dienen.

Nachfolgend noch einige Erläuterungen zu den in 4.7 verwendeten Parametern für die Ertragsberechnung.

Bei ϑ_U handelt es sich um die durchschnittliche monatliche Maximaltemperatur in °C. Es wurde die Maximaltemperatur und nicht die Durchschnittstemperatur verwendet, weil diese insbesondere dann auftritt, wenn die maximale Bestrahlung auftritt und damit maßgeblich für den Temperatur-Korrekturfaktor k_T ist. Des Weiteren wird zur Berechnung der Zelltemperatur ϑ_U nach (Gl. 4.39) eine Bestrahlungsstärke, hier E_z genannt, benötigt. E_z wurde aus den maximalen Werten der täglichen Bestrahlungsstärke für jeden Monat abgeschätzt. Die eigentlich von Häberlin geforderte strahlungsgewichtete Zelltemperatur des PV-Generators

kann aus den vorhandenen Daten nicht sinnvoll berechnet werden, daher wird stattdessen die gem. (Gl. 4.39) berechnete Zelltemperatur verwendet. Dies wurde bereits stillschweigend in Gl. (4.41) eingearbeitet. Die Zelltemperatur ist aber trotzdem hinreichend genau für die Ertragsberechnung [HÄB 2010].

H_G in kWh/m² beschreibt die monatliche Globalstrahlung einer um $\gamma_E = 25^\circ$ geneigten Anlage mit einem Azimut $\alpha_E = 0^\circ$.

Eine Berechnung des Generatorkorrekturfaktors ist ohne konkrete Daten ebenfalls nicht möglich. Daher wird k_G für $\beta = \gamma_E = 30^\circ$ aus [HÄB 2010] Tabelle 8.5 entnommen, welche sich auf Orte ohne winterlichen Schneefall mit sehr trockenem Sommer (z.B. Nordafrika) bezieht. Da in Bangladesch die Sommer- bzw. Monsunmonate im Gegensatz zu den Wintermonaten regenreich sind, wurden die k_G -Werte dahingehend modifiziert, dass für die niederschlagsreichen Sommer- und Monsunmonate der k_G -Wert leicht angehoben und für den trockenen Winter leicht gesenkt wurde. Dieser Wert wird als hinreichend genau erachtet.

Um die Ertragsberechnung unabhängig von einem bestimmten Wechselrichter zu machen, wird für alle PV-Anlagen der gleiche Wechselrichter vorausgesetzt, welcher mit einem mittleren Wechselrichterwirkungsgrad $\eta_{WR} = 95\%$ angenommen wurde.

Alle eingesetzten Werte stammen aus den Quellen [NRE 2007] [SPA 2014] und [WXD 2014-1].

4.7 Ertragsberechnung für verschiedene PV-Module

Für die nachfolgende Ertragsberechnung gem. [HÄB 2010] wurden beispielhaft fünf auf dem Markt verfügbare PV-Module ausgewählt. Es handelt sich um Module verschiedener Hersteller, welche aus unterschiedlichen Materialien und mit unterschiedlichen Fertigungstechniken hergestellt werden und damit alle andere Eigenschaften und Besonderheiten aufweisen.

Für die Berechnungen wurde eine installierte Peak-Leistung von 1 kWp angenommen. Damit kann aus der Ausgangsenergie direkt die Vergleichseinheit des Ertrags in der Einheit kWh/kWp für ein Jahr ersehen werden.

Tabelle 4.4 zeigt eine kurze Übersicht über die wichtigsten Daten für die untersuchten Module aus den entsprechenden Datenblättern. Der Wirkungsgrad der einzelnen Module wurde mittels (Gl. 4.31) unter Standardtestbedingungen berechnet [BOS 2014] [FIS 2014] [SAN 2012] [SOT 2009] [SUT 2013].

Typ	P_{MPP} (Wp)	Material	NOCT (°C)	Abmessung (mm x mm)	$A_{PV-Modul}$ (m ²)	η (%)	$TK(P_{MPP})$ (%/K)
Bosch c-Si 48 (EU 40123)	200	mono-Si	48,4	1342x990	1,33	15,1	-0,44
SUNTECH STP255-20/Wd	255	poly-Si	45,0	1640x992	1,63	15,7	-0,43
SCHOTT ASI™ 103	103	a-Si	49,0	1108x1308	1,45	7,1	-0,20
First Solar FS-395	95	CdTe	45,0	1200x600	0,72	13,2	-0,25
Panasonic N 240	240	HIT	44,0	1580x789	1,26	19,0	-0,29

Tabelle 4.4: Übersicht zu den Daten der Solarmodule

Bosch Solar Module c-Si M 48 200Wp (EU40123):

Das erste Untersuchungsobjekt ist das 200 Wp Solar Modul von Bosch c-Si M 48 (EU 40123). Es besteht aus monokristallinem Silizium, einem Standardmaterial in der Solarzellenherstellung. PV-Module mit monokristallinem Silizium sind die hochwertigsten konventionellen Zellen und haben maximale Wirkungsgrade von 25% für unter Laborbedingungen getestete Zellen und 20% für reale Module. Das Bosch Modul hat einen Wirkungsgrad von 15,1%. Monokristallines Material ist in der Herstellung, trotz des praktisch unbegrenzten Vorrats an Silizium, produktionsseitig sehr aufwendig und benötigt viel Energie. Dies resultiert in einer bislang hohen Energierücklaufzeit. Ein weiterer Nachteil von Silizium ist der allgemein hohe Temperaturkoeffizient und damit der kleine Temperaturkorrekturfaktor. Von allen betrachteten Zellen ist er mit einem Wert von $k_T = 0,85$ der schlechteste. Daraus resultiert auch der von allen Modulen geringste Ertrag in einem Jahr von 1.275 kWh/kWp und die mittlere Performance Ratio von nur 0,67 [MER 2013].

Ort:	Dhaka	NOCT: 48,4 °C	TK(P_{MPP}) [1/K]: -0,0044	$\gamma_E =$	25°
-------------	-------	----------------------	--	--------------	-----

P_{STC} [kW]:	1	$W_{ACn} = k_{Gmax} \cdot P_{STC} \cdot \eta_{WR}$ [kW]:	0,798	$\alpha_E =$	0°
-----------------------------------	---	--	-------	--------------	----

Monat	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr	
ϑ_U	25,4	28,1	32,5	33,7	32,9	32,1	31,4	31,6	31,6	31,6	29,6	26,4	30,6	
E_Z	860	940	920	860	760	660	620	690	780	860	860	890	808	
ϑ_Z	55,9	61,5	65,2	64,2	59,9	55,5	53,4	56,1	59,3	62,1	60,1	58,0	59,3	
H_G (montal.)	171	166	186	175	161	136	129	142	148	169	161	169	1912	kWh/m ²
$Y_R = H_G / 1kWm^{-2}$	5,51	5,93	6,00	5,83	5,20	4,53	4,16	4,59	4,93	5,45	5,37	5,44	5,24	h/d
k_T	0,86	0,84	0,82	0,83	0,85	0,87	0,87	0,86	0,85	0,84	0,85	0,85	0,85	
$Y_T = k_T \cdot Y_R$	4,76	4,98	4,94	4,82	4,40	3,92	3,64	3,96	4,18	4,56	4,54	4,65	4,45	h
k_G	0,82	0,82	0,82	0,83	0,84	0,84	0,84	0,84	0,83	0,82	0,82	0,82	0,83	
$Y_A = k_G \cdot Y_T$	3,90	4,08	4,05	4,00	3,70	3,29	3,06	3,32	3,47	3,74	3,73	3,82	3,69	h
$\eta_{WR} (\eta_{tot})$	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	
$Y_F = \eta_{WR} \cdot Y_A$	3,71	3,88	3,85	3,80	3,51	3,13	2,90	3,16	3,30	3,55	3,54	3,63	3,50	h
n_d	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	d
$W_{AC} = n_d \cdot P_{STC} \cdot Y_F$	115	109	119	114	109	94	90	98	99	110	106	112	1275	kWh
$t_V = W_{AC} / W_{ACn}$	144	136	149	143	136	118	113	123	124	138	133	141	1598	h
$PR = Y_F / Y_R$	0,67	0,65	0,64	0,65	0,68	0,69	0,70	0,69	0,67	0,65	0,66	0,67	0,67	

SUNTECH STP255-20/Wd:

Beim zweiten ausgewählten PV-Modul handelt es sich um ein polykristallines Silizium-PV-Modul der Firma SUNTECH. Das STP255-20/Wd hat eine Peakleistung von 255 Wp bei einem Modulwirkungsgrad von 15,7%. PV-Module aus polykristallinem Silizium sind nur unwesentlich schlechter als Module aus monokristallinem Material. Der Vorteil bei diesen Zellen ist eine akzeptable Energierücklaufzeit durch die etwas einfachere und weniger energieintensive Herstellung als bei Monozellen. Zellen dieses Typs werden mit einem Laborwirkungsgrad von 20,4%, die zugehörigen Module mit 17% Wirkungsgrad angegeben. Der Temperaturkorrekturfaktor des von einem chinesischen Hersteller produzierten Moduls liegt bei einem Wert von $k_T = 0,87$ und ist somit etwas besser als bei dem Modul von Bosch. Daraus resultiert ein etwas besserer Ertrag von 1.303 kWh/kWp in einem Jahr, die mittlere Performance Ratio liegt bei 0,68 [MER 2013].

Ort:	Dhaka	NOCT: 45,0 °C	TK(P_{MPP}) [1/K]: -0,0043	$\gamma_E =$	25°
-------------	-------	----------------------	--	--------------	-----

P_{STC} [kW]:	1	$W_{ACn} = k_{Gmax} \cdot P_{STC} \cdot \eta_{WR}$ [kW]:	0,798	$\alpha_E =$	0°
-----------------------------------	---	--	-------	--------------	----

Monat	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr	
ϑ_U	25,4	28,1	32,5	33,7	32,9	32,1	31,4	31,6	31,6	31,6	29,6	26,4	30,6	
E_z	860	940	920	860	760	660	620	690	780	860	860	890	808	
ϑ_z	52,3	57,5	61,3	60,6	56,7	52,7	50,8	53,2	56,0	58,5	56,5	54,2	55,8	
H_G (montal.)	171	166	186	175	161	136	129	142	148	169	161	169	1912	kWh/m ²
$Y_R = H_G / 1kWm^{-2}$	5,51	5,93	6,00	5,83	5,20	4,53	4,16	4,59	4,93	5,45	5,37	5,44	5,24	h/d
k_T	0,88	0,86	0,84	0,85	0,86	0,88	0,89	0,88	0,87	0,86	0,86	0,87	0,87	
$Y_T = k_T \cdot Y_R$	4,86	5,10	5,07	4,94	4,49	3,99	3,70	4,03	4,27	4,66	4,65	4,76	4,55	h
k_G	0,82	0,82	0,82	0,83	0,84	0,84	0,84	0,84	0,83	0,82	0,82	0,82	0,83	
$Y_A = k_G \cdot Y_T$	3,99	4,18	4,15	4,10	3,77	3,35	3,11	3,39	3,54	3,82	3,81	3,90	3,77	h
$\eta_{WR} (\eta_{tot})$	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	
$Y_F = \eta_{WR} \cdot Y_A$	3,79	3,97	3,95	3,89	3,58	3,18	2,95	3,22	3,37	3,63	3,62	3,71	3,58	h
n_d	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	d
$W_{AC} = n_d \cdot P_{STC} \cdot Y_F$	117	111	122	117	111	95	91	100	101	113	109	115	1303	kWh
$t_V = W_{AC} / W_{ACn}$	147	139	153	146	139	120	115	125	127	141	136	144	1632	h
$PR = Y_F / Y_R$	0,69	0,67	0,66	0,67	0,69	0,70	0,71	0,70	0,68	0,67	0,67	0,68	0,68	

SCHOTT ASI™ 103

Das von der SCHOTT Solar AG hergestellte 103 Wp Modul ist aus amorphem Silizium. PV-Module aus diesem Material gehören zu den Dünnschichtmodulen, welche einen sehr hohen Absorptionskoeffizienten für das Sonnenlicht aufweisen und sich deshalb durch sehr geringe Zelldicken auszeichnen. Aus der geringen Dicke resultiert wiederum ein sehr geringer Materialeinsatz, damit geringere Herstellungskosten und eine gute Energierücklaufzeit. Ein Nachteil von Dünnschichtmodulen ist der deutlich geringere Wirkungsgrad (ASI™ 103: 7,1%) gegenüber kristallinen Siliziummodulen. Bei gleicher Leistung bedeutet dies für die Montage, dass mehr Module benötigt werden, welche einen höheren Platzbedarf haben und damit höhere Montagekosten verursachen. Module aus amorphem Silizium konnten sich trotz guter Entwicklungsprognosen nicht durchsetzen. Das SCHOTT ASI™ 103 hat wie alle Dünnschichtmodule einen guten Temperaturkorrekturfaktor von 0,93 und den besten Jahresertrag von den fünf untersuchten Modulen mit 1.398 kWh/kWp. Die mittlere Performance Ratio pendelt sich bei einem sehr guten Wert von 0,73 ein [MER 2013].

Ort:	Dhaka	NOCT: 49,0 °C	TK(P_{MPP}) [1/K]: -0,002	γ_E = 25°
-------------	-------	----------------------	--	----------------------------

P_{STC} [kW]:	1	W_{ACn} = k_{Gmax} · P_{STC} · η_{WR} [kW]:	0,798	α_E = 0°
------------------------------	---	--	-------	---------------------------

Monat	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr	
θ_U	25,4	28,1	32,5	33,7	32,9	32,1	31,4	31,6	31,6	31,6	29,6	26,4	30,6	
E_Z	860	940	920	860	760	660	620	690	780	860	860	890	808	
θ_Z	56,6	62,2	65,9	64,9	60,5	56,0	53,9	56,6	59,9	62,8	60,8	58,7	59,9	
H_G (montal.)	171	166	186	175	161	136	129	142	148	169	161	169	1912	kWh/m ²
Y_R = H_G / 1kWm⁻²	5,51	5,93	6,00	5,83	5,20	4,53	4,16	4,59	4,93	5,45	5,37	5,44	5,24	h/d
k_T	0,94	0,93	0,92	0,92	0,93	0,94	0,94	0,94	0,93	0,92	0,93	0,93	0,93	
Y_T = k_T · Y_R	5,16	5,49	5,51	5,36	4,83	4,25	3,92	4,30	4,58	5,03	4,99	5,08	4,88	h
k_G	0,82	0,82	0,82	0,83	0,84	0,84	0,84	0,84	0,83	0,82	0,82	0,82	0,83	
Y_A = k_G · Y_T	4,23	4,50	4,52	4,45	4,06	3,57	3,29	3,61	3,80	4,13	4,09	4,16	4,04	h
η_{WR} (η_{tot})	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	
Y_F = η_{WR} · Y_A	4,02	4,28	4,29	4,23	3,86	3,39	3,13	3,43	3,61	3,92	3,89	3,96	3,84	h
n_d	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	d
W_{AC} = n_d · P_{STC} · Y_F	125	120	133	127	120	102	97	106	108	122	117	123	1398	kWh
t_V = W_{AC} / W_{ACn}	156	150	167	159	150	127	121	133	136	152	146	154	1752	h
PR = Y_F / Y_R	0,73	0,72	0,72	0,73	0,74	0,75	0,75	0,75	0,73	0,72	0,72	0,73	0,73	

First Solar® FS Series 3™ Black PV Module FS 395:

Das FS-395 von First Solar® ist ein Dünnschichtmodul aus dem Material Cadmium-Tellurid (CdTe). Bei dieser Zellentechnologie ist, im Gegensatz zu den kristallinen Siliziumzellen, noch viel Entwicklungspotential vorhanden. Der Wirkungsgrad mit 13,2% ist für ein Dünnschichtmaterial aber bereits sehr gut. Der Aufwand bei der Herstellung von CdTe-Modulen ist überschaubar, was sich in einer geringen Energierücklaufzeit auswirkt. Problematisch ist die Versorgung mit dem Rohstoff Tellur, welcher ähnlich selten ist wie Gold. Das giftige und krebserregende Cadmium der Module muss nach Ablauf der Lebensdauer des Moduls recycelt werden, weshalb diese Zellentechnologie nicht ganz unumstritten ist. Herausragende Eigenschaft dieser Zellen ist der sehr gute Temperaturkoeffizient, woraus ein ausgesprochen guter k_T -Wert von 0,92 resultiert. Der sehr gute Ertrag von 1.387 kWh/kWp in einem Jahr bei einer mittleren Performance Ratio von 0,73 sprechen für sich [MER 2013].

Ort:	Dhaka	NOCT: 45,0 °C	TK(P_{MPP}) [1/K]: -0,0025	$\gamma_E =$	25°
-------------	-------	----------------------	--	--------------	-----

P_{STC} [kW]:	1	$W_{ACn} = k_{Gmax} \cdot P_{STC} \cdot \eta_{WR}$ [kW]:	0,798	$\alpha_E =$	0°
-----------------------------------	---	--	-------	--------------	----

Monat	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr	
ϑ_U	25,4	28,1	32,5	33,7	32,9	32,1	31,4	31,6	31,6	31,6	29,6	26,4	30,6	
E_Z	860	940	920	860	760	660	620	690	780	860	860	890	808	
ϑ_Z	52,3	57,5	61,3	60,6	56,7	52,7	50,8	53,2	56,0	58,5	56,5	54,2	55,8	
H_G (montal.)	171	166	186	175	161	136	129	142	148	169	161	169	1912	kWh/m ²
$Y_R = H_G / 1kWm^{-2}$	5,51	5,93	6,00	5,83	5,20	4,53	4,16	4,59	4,93	5,45	5,37	5,44	5,24	h/d
k_T	0,93	0,92	0,91	0,91	0,92	0,93	0,94	0,93	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	
$Y_T = k_T \cdot Y_R$	5,13	5,45	5,46	5,31	4,79	4,21	3,89	4,26	4,54	4,99	4,95	5,05	4,84	h
k_G	0,82	0,82	0,82	0,83	0,84	0,84	0,84	0,84	0,83	0,82	0,82	0,82	0,83	
$Y_A = k_G \cdot Y_T$	4,21	4,47	4,47	4,41	4,02	3,54	3,27	3,58	3,77	4,09	4,06	4,14	4,01	h
$\eta_{WR} (\eta_{tot})$	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	
$Y_F = \eta_{WR} \cdot Y_A$	4,00	4,24	4,25	4,19	3,82	3,36	3,10	3,40	3,58	3,89	3,86	3,93	3,81	h
n_d	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	d
$W_{AC} = n_d \cdot P_{STC} \cdot Y_F$	124	119	132	126	118	101	96	105	107	120	116	122	1387	kWh
$t_v = W_{AC} / W_{ACn}$	155	149	165	157	148	126	121	132	135	151	145	153	1738	h
$PR = Y_F / Y_R$	0,73	0,72	0,71	0,72	0,73	0,74	0,75	0,74	0,73	0,71	0,72	0,72	0,73	

SANYO HIT® Photovoltaikmodul N240:

Die von der Firma SANYO entwickelte HIT-Zelle (HIT: Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer) ist aus mehreren Schichten amorphem Silizium und einer Schicht kristallinem Silizium aufgebaut. Diese Zelle hat eine erhöhte Leerlaufspannung und dadurch einen verbesserten Temperaturkoeffizienten. Mit einem Modulwirkungsgrad von 19% liegt das HIT-Modul schon sehr nahe an dem bisher erreichten maximalen Wirkungsgrad von 20% bei monokristallinen Modulen. In der Zukunft kann man von HIT-Zellen noch signifikante Leistungssteigerungen erwarten.

Das HIT-Modul liegt mit einem sehr guten k_T -Wert von 0,91 und einem Jahresertrag von 1.373 kWh/kWp nur ganz knapp hinter den beiden betrachteten Dünnschichtmodulen. Die mittlere Performance Ratio von 0,72 ist ebenfalls vielversprechend [MER 2013].

Ort:	Dhaka	NOCT: 44,0 °C	TK(P_{MPP}) [1/K]: -0,0029	$\gamma_E =$	25°
P_{STC} [kW]:	1	$W_{ACn} = k_{Gmax} \cdot P_{STC} \cdot \eta_{WR}$ [kW]:		$\alpha_E =$	0°

Monat	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr	
θ_U	25,4	28,1	32,5	33,7	32,9	32,1	31,4	31,6	31,6	31,6	29,6	26,4	30,6	
E_z	860	940	920	860	760	660	620	690	780	860	860	890	808	
θ_z	51,2	56,3	60,1	59,5	55,7	51,9	50,0	52,3	55,0	57,4	55,4	53,1	54,8	
H_G (montal.)	171	166	186	175	161	136	129	142	148	169	161	169	1912	kWh/m ²
$Y_R = H_G / 1kWm^{-2}$	5,51	5,93	6,00	5,83	5,20	4,53	4,16	4,59	4,93	5,45	5,37	5,44	5,24	h/d
k_T	0,92	0,91	0,90	0,90	0,91	0,92	0,93	0,92	0,91	0,91	0,91	0,92	0,91	
$Y_T = k_T \cdot Y_R$	5,09	5,39	5,39	5,24	4,74	4,18	3,86	4,22	4,50	4,93	4,90	5,00	4,79	h
k_G	0,82	0,82	0,82	0,83	0,84	0,84	0,84	0,84	0,83	0,82	0,82	0,82	0,83	
$Y_A = k_G \cdot Y_T$	4,17	4,42	4,42	4,35	3,98	3,51	3,24	3,55	3,73	4,05	4,02	4,10	3,97	h
$\eta_{WR} (\eta_{tot})$	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	
$Y_F = \eta_{WR} \cdot Y_A$	3,97	4,20	4,20	4,14	3,78	3,33	3,08	3,37	3,55	3,84	3,82	3,90	3,77	h
n_d	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	d
$W_{AC} = n_d \cdot P_{STC} \cdot Y_F$	123	118	130	124	117	100	95	104	106	119	115	121	1373	kWh
$t_v = W_{AC} / W_{ACn}$	154	147	163	155	147	125	120	131	133	149	143	151	1720	h
$PR = Y_F / Y_R$	0,72	0,71	0,70	0,71	0,73	0,74	0,74	0,73	0,72	0,71	0,71	0,72	0,72	

In Tabelle 4.5 sind die zuvor ermittelten Ertragsdaten, der Temperaturkorrekturfaktor und die Performance Ratio für alle Module zusammengefasst. Auf den ersten Blick scheinen die Dünnschichtmodule ihren Vorteil der geringeren Empfindlichkeit gegenüber hohen Temperaturen ausspielen zu können und somit am besten für den Einsatz in Bangladesch geeignet zu sein.

Ganz anders sieht das Ergebnis aber aus, wenn man den Ertrag eines PV-Moduls in Bezug auf die für die Aufstellung der PV-Module benötigte Fläche bezieht. Hier sind alle normalen PV-Module klar im Vorteil gegenüber den Dünnschichtmodulen, was auch am Wirkungsgrad der Module bereits ersichtlich ist. Die Ergebnisse bestätigten damit auch den berechneten Wirkungsgrad unter STC. Die Standardsiliziumsolarmodule liefern auf den m² bezogen sehr gute Ertragswerte mit einem Jahresertrag von ca. 200 kWh/m². In dieser Kategorie kann besonders das HIT-Modul von Panasonic auftrumpfen und liefert mit 264 kWh pro m² Fläche das mit Abstand beste Ergebnis und wäre somit insbesondere für großflächige PV-Kraftwerke in Bangladesch die ideale Wahl. Dieses PV-Modul ist aber auch das mit Abstand teuerste von allen Modulen.

Festzuhalten gilt, dass Dünnschichtmodule sehr gut für die Bedingungen in Bangladesch geeignet sind, wenn die Installationsfläche kein limitierender Faktor ist und Energie möglichst kostengünstig gewonnen werden soll. Dies ist bei SHS und anderen Inselanlagen durchaus vorstellbar. Der günstige Preis dieser Module ist besonders für arme ländliche Haushalte ein Kaufargument.

Steht nur eine begrenzte Fläche für die Installation einer PV-Anlage zur Verfügung, sollte auf kristalline Siliziummodule oder HIT-Module zurückgegriffen werden.

Typ	Ertrag (kWh/kWp)	k_T	PR	A (Wp/m ²)	A (m ² /kWp)	Ertrag (kWh/m ²)
Bosch c-Si 48 (EU 40123)	1.275	0,85	0,67	151	6,64	192
SUNTECH STP255-20/Wd	1.303	0,87	0,68	157	6,37	201
SCHOTT ASI™ 103	1.398	0,93	0,73	71,1	14,07	99
First Solar FS-395	1.387	0,92	0,73	132	7,58	186
Panasonic N 240	1.373	0,91	0,72	190	5,25	264

Tabelle 4.5: Zusammenfassung von Ertragsdaten der untersuchten PV-Module

4.8 Vergleich einer identischen Anlage für Deutschland und Bangladesch

Nun soll der Ertrag einer identischen Anlage in Dhaka mit einer Anlage in München verglichen werden. Die monatliche Globalstrahlung H_G in kWh/m², der Temperatur-Korrekturfaktor k_T und der Generator-Korrekturfaktor k_G wurden [HÄB 2010], Kapitel 8.2.1.2, Beispiel 3 entnommen. Alle dort angegebenen Werte gelten für freistehende kristalline Siliziumsolarzellen bzw. für Zellen aus amorphem Silizium und sind speziell für langfristige Ertragsberechnungen geeignet. Auf eine Herleitung von k_T mittels der Zelltemperatur wurde verzichtet, da die Werte von Häberlin aus langjährigen Forschungen stammen und damit besser geeignet sind als anderweitig berechnete Werte.

H_G für München beschreibt die monatliche Globalstrahlung einer um $\gamma_S = 30^\circ$ geneigten Anlage mit einem Azimut von $\alpha_E = 0^\circ$, abweichend zu Beispiel 3 (dort: $\gamma_S = 35^\circ$ und $\alpha_E = 30^\circ$). Für die Berechnung wurde die Tabelle A2.3 für die Referenzstation München Flughafen und die Tabelle A4 aus [HÄB 2010] für eine geografische Breite von 48° gewählt. Um den Einfluss des Wechselrichters für diesen Vergleich auszublenden, wurde der Wirkungsgrad dessen wie in 4.6 mit $\eta_{WR} = 95\%$ festgelegt [WXD 2014-2].

Ort:	München	NOCT: 45,0 °C	TK(P_{MPP}) [1/K]: -0,0043	$\gamma_E =$	30°									
P_{STC} [kW]:	1	$W_{ACn} = k_{Gmax} \cdot P_{STC} \cdot \eta_{WR}$ [kW]:		0,855	$\alpha_E =$	0°								
Monat	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jahr	
ϑ_U	2,0	3,0	8,0	11,0	17,0	20,0	22,0	22,0	18,0	12,0	6,0	3,0	12,0	
E_z														
ϑ_z														
H_G (montal.)	47	67	107	130	159	161	168	151	122	84	47	36	1278	kWh/m ²
$Y_R =$ $H_G/1kWm^{-2}$	1,50	2,41	3,44	4,34	5,14	5,38	5,41	4,86	4,08	2,70	1,55	1,15	3,50	h/d
k_T	1,06	1,05	1,02	1,00	0,97	0,95	0,94	0,95	0,97	1,00	1,04	1,05	0,98	
$Y_T = k_T \cdot Y_R$	1,59	2,53	3,51	4,34	4,99	5,11	5,09	4,62	3,96	2,70	1,61	1,21	3,44	h
k_G	0,75	0,79	0,86	0,88	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,88	0,80	0,70	0,87	
$Y_A = k_G \cdot Y_T$	1,19	2,00	3,02	3,82	4,49	4,60	4,58	4,16	3,56	2,38	1,29	0,85	2,99	h
$\eta_{WR} (\eta_{tot})$	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	
$Y_F = \eta_{WR} \cdot Y_A$	1,13	1,90	2,87	3,63	4,26	4,37	4,35	3,95	3,38	2,26	1,23	0,80	2,84	h
n_d	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365	d
$W_{AC} =$ $n_d \cdot P_{STC} \cdot Y_F$	35	53	89	109	132	131	135	122	102	70	37	25	1040	kWh
$t_V =$ W_{AC}/W_{ACn}	44	67	111	136	166	164	169	153	127	88	46	31	1303	h
$PR = Y_F/Y_R$	0,76	0,79	0,83	0,84	0,83	0,81	0,80	0,81	0,83	0,84	0,79	0,70	0,81	

Die wichtigsten Ergebnisse der Gegenüberstellung zwischen den Aufstellungsorten Deutschland und Bangladesch sind in den Tabellen 4.6 und 4.7 zusammengefasst. Als Vergleichszelle für Tabelle 4.6 dient die aus polykristallinem Silizium hergestellte SUNTECH STP255-20/Wd und für Tabelle 4.7 die SCHOTT ASI™ 103 aus amorphem Silizium. Die für München angenommenen Daten können als Vergleichswert für beide Zelltypen verwendet werden, da der für München gewählten Temperaturkorrekturfaktor k_T für beide Zellen gilt und k_G unabhängig vom Zellmaterial ist.

Ein PV-Modul aus polykristallinem Silizium mit 1 kWp liefert in München etwa ein Fünftel weniger Ertrag im Vergleich zu Bangladesch. Es fällt auf, dass das Defizit bei der Einstrahlung mit ca. einem Drittel weniger Einstrahlung in München deutlich größer ist, als letztlich der Unterschied beim Ertrag des PV-Moduls. Hier spielen die in 4.1 beschriebenen klimatischen Bedingungen, insbesondere die hohen Temperaturen in Bangladesch, die entscheidende Rolle. Bei einer durchschnittlichen Maximaltemperatur von 12°C über das ganze Jahr in München ist es plausibel, dass die Performance Ratio des Moduls sehr viel besser ist, als in Bangladesch.

poly-Si	Dhaka	München	Abweichung für München
H_G (kWh/m²)	1.912	1.278	- 33,2%
k_T	0,87	0,98	+ 12,6%
k_G	0,83	0,87	+ 4,8%
Ertrag (kWh/kWp)	1.303	1.040	- 20,2%
PR	0,68	0,81	+ 19,1%

Tabelle 4.6: Gegenüberstellung einer PV-Anlage in Dhaka und in München für eine Solarzelle aus polykristallinem Silizium

Tabelle 4.7 zeigt die zuvor bereits beschriebenen die Vorteile eines aus amorphem Silizium hergestellten Solarmoduls im heißen und oft bewölkten Bangladesch. Hier ist der Ertrag eines in Deutschland aufgestellten Solarmoduls um ein Viertel kleiner als in Bangladesch. Dies liegt neben dem im Vergleich zum polykristallinen Modul sehr viel besseren Temperaturkorrekturfaktor k_T auch im besseren Schwachlichtverhalten einer amorphen Solarzelle. Der Absorptionskoeffizient von a-Si ist etwa um die Größenordnung eins bis zwei größer als bei kristallinem Silizium. Dieser Fakt wiegt in Bangladesch auf Grund der vorherrschenden klimatischen Bedingungen besonders schwer. Deutlich wird dies

insbesondere bei der nur noch um 11% besseren *PR* bei der Aufstellung in München gegenüber der mehr als 19% besseren *PR* für ein polykristallines Modul [MER 2013].

a-Si	Dhaka	München	Abweichung für München
H_G (kWh/m²)	1.912	1.278	- 33,2%
k_T	0,93	0,98	+ 5,4%
k_G	0,83	0,87	+ 4,8%
Ertrag (kWh/kWp)	1.398	1.040	- 25,6%
<i>PR</i>	0,73	0,81	+ 11,0%

Tabelle 4.7: Gegenüberstellung einer PV-Anlage in Dhaka und in München für eine Solarzelle aus amorphem Silizium

Diese Rechnung zeigt, dass trotz nachteiliger klimatischer Bedingungen gegenüber Mitteleuropa ein riesiges Potential für die Energiegewinnung aus Photovoltaik in Bangladesch schlummert. Hier sei auch nochmals auf den um den Faktor 2 besseren Flächennutzungsgrad für Bangladesch aus Abschnitt 4.4 hingewiesen, welcher die Vergleichswerte nochmals deutlich zu Gunsten von Bangladesch verbessert.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist die Nutzung der Photovoltaik in Bangladesch sehr interessant. Bei den vorhandenen Ertragsdaten ist das Erreichen der Netzparität auch mit weniger oder vielleicht sogar ganz ohne Subventionen von staatlicher Seite in nicht allzu ferner Zukunft möglich. Dies könnte wiederum Investoren anlocken, welche in den Elektrizitätsmarkt investieren und dem Land damit den schon lange erwarteten Wachstumsschub geben könnten.

5 Ausbauvarianten

Im nachfolgenden Abschnitt werden konkrete Ausbauvarianten für die zukünftige Energieversorgung in Bangladesch von heute bis zum Jahr 2030 erarbeitet. Vor der Darstellung der drei ausgewählten Varianten erfolgt zunächst eine Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs des Landes. Die Ausbauszenarien werden anschließend hinsichtlich ihrer Kosten und ihrer Eignung für die Erreichung von Klimaschutzziele gegenübergestellt. Das Aufzeigen einer tatsächlich realisierbaren Ausbauvariante rundet dieses Kapitel ab. Alle Tabellen zu den einzelnen Abbildungen sind in Anhang A10 zu finden.

5.1 Abschätzung des zukünftigen Energiebedarfs

Beim zukünftigen Bedarf an elektrischer Energie wird in dieser Arbeit vom „Government Policy Scenario“ des Power System Master Plan (PSMP) ausgegangen. Das hier angenommene Wachstum von 9% beim BIP und der damit wachsende Bedarf an elektrischer Energie ist sehr optimistisch angesetzt und wird wahrscheinlich nicht erreicht werden. Es handelt sich somit um ein Worst-Case-Szenario, das das absolute Maximum für den Bedarf an elektrischer Energie für die Zukunft darstellt. Somit sind alle aus diesem Szenario entwickelten Ausbaupläne immer überdimensioniert und der tatsächliche Strombedarf sollte somit immer gedeckt werden. Das „Government Policy Scenario“ ist das Referenzszenario im PSMP, alle Ausbaupläne der Regierung beziehen sich auf dieses Szenario. Damit ist es notwendig, für dieses Szenario bereits vorgesehene Ausbauvarianten zu bewerten bzw. Alternativen dazu zu entwickeln.

Der elektrische Energiebedarf von Bangladesch von 2010 bis 2030, dargestellt in Abbildung 5.1, soll bei einem BIP-Wachstum von 9% pro Jahr bis zum Jahr 2030 ca. 192 TWh erreicht haben, was 22 GW entspricht. Das entspricht etwa einer Vervierfachung des Energiebedarfs des Jahres 2014. Deutschland hat zum Vergleich derzeit einen Energiebedarf von ca. 630 TWh pro Jahr, was ca. 72 GW entspricht.

Gleichzeitig mit dem Energiebedarf steigt auch der maximale Leistungsbedarf von derzeit ca. 10 GW auf knapp 34 GW im Jahr 2030 an. Die Reservemarge bei der Kraftwerkskapazität wird im Laufe der Jahre kleiner, was zu einer höheren Unterbrechungswahrscheinlichkeit auf Grund von Erzeugungsdefiziten führt. Bei Abbildung 5.1 muss beachtet werden, dass es sich bei dem dargestellten maximalen Leistungsbedarf um Leistungsspitzen handelt. Bangladesch hat über den Tag verteilt einen extrem inhomogenen Leistungsbedarf. Die Leistungsspitzen

lagen im Jahr 2013 um bis zu 2000 MW über der minimal geforderten Leistung, was bei einer installierten Kraftwerksleistung 2013 von rund 8.000 MW eine Schwankung von 25% bedeutet. Es wird angenommen, dass die Leistungsspitzen mit dem Wachstum der Wirtschaft und dem Ausbau der landesweiten Stromversorgung abnehmen werden und das damit die Leistungsabgabe über den Tag verteilt homogener wird. Das heißt, dass die erzeugte Energie pro Jahr stärker wachsen muss als der erwartete maximale Leistungsbedarf ansteigen wird. Dies wird durch den sich vergrößernden Abstand zwischen der Maximalleistung (rote Linie) und der erzeugten Energie (blaue Linie) deutlich.

Als gelbe Linie sind die derzeit genehmigten Projekte für den Bau von Kraftwerken mit Ihrem voraussichtlichen Indienststellungsdatum eingezeichnet. Der Ausbau geht voraussichtlich sogar etwas schneller voran als gemäß PSMP geplant [MOF 2012] [PDB 2013-1] [PDB 2013-3] [TEP 2010].

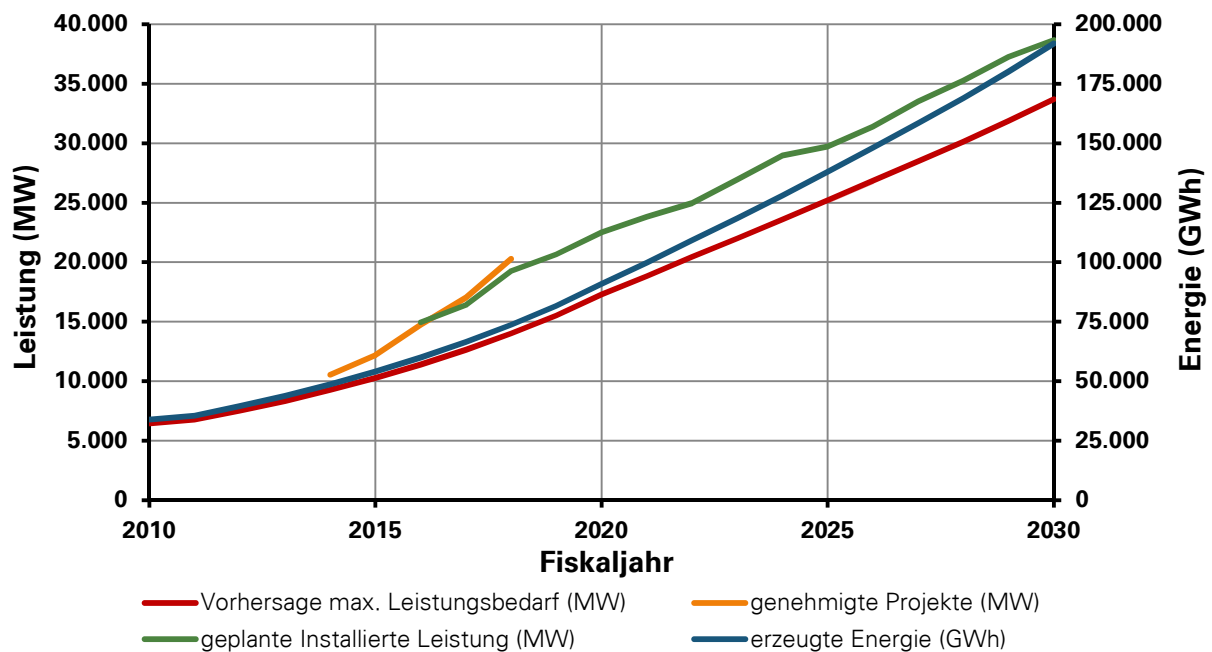


Abbildung 5.1: Zukünftiger elektrischer Energiebedarf pro Jahr

5.2 Darstellung unterschiedlicher Ausbauvarianten

Nachfolgend werden drei unterschiedliche Ausbauvarianten vorgestellt. Den Anfang macht das Fuel Diversification Szenario aus dem PSMP. Danach soll mit den aus Abschnitt 4 gewonnenen Daten ermittelt werden, ob eine Deckung des Energiebedarfs zu 100 Prozent mit Photovoltaik theoretisch möglich wäre. Den Abschluss bildet ein Szenario mit einem Mix aus regenerativen und nicht regenerativen Energiequellen.

5.2.1 PSMP Fuel Diversification Scenario

Im PSMP werden vier verschiedene Ausbauvarianten miteinander verglichen. Der Mix der Energieträger für die einzelnen Szenarien im Zieljahr 2030 ist in Abbildung 5.2 dargestellt. Das Fuel Diversification Szenario setzt auf eine möglichst vielfältige und ausgeglichene Mischung verschiedener Energiequellen. Beim Domestic Coal Promotion Szenario wird auf einheimische Kohle gesetzt, beim Import Coal Promotion Szenario dagegen wird angenommen, dass weniger einheimische Kohle abgebaut werden kann. Die letzte Variante ist das Gas Promotion Szenario, wo neue einheimische Gasvorhaben erschlossen und zusätzlich Gas aus dem Ausland mit langfristigen Verträgen nach Bangladesch eingeführt werden soll. Alle Szenarien haben die gleichen Prozentsätze an Importenergie, Nuklearenergie und erneuerbarer Energie [TEP 2010].

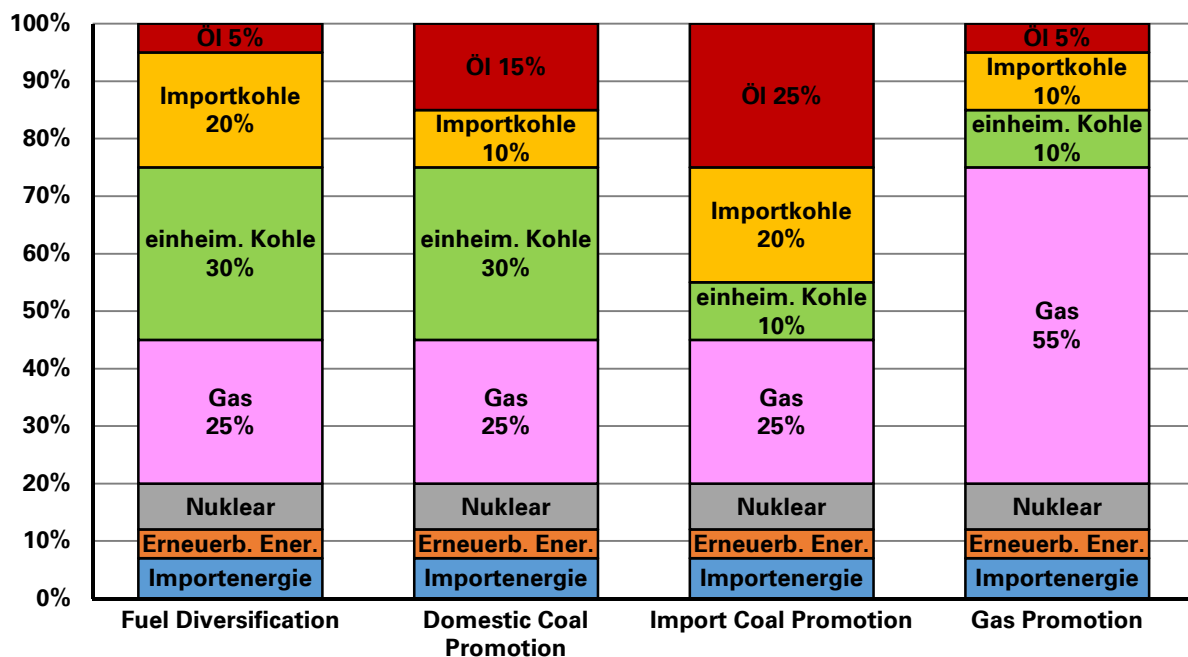


Abbildung 5.2: PSMP Ausbauszenarien [vgl. TEP 2010]

Das Fuel Diversification Szenario des PSMP wird von der Regierung Bangladeschs als der optimale Plan für die Entwicklung der Energieressourcen bis 2030 angesehen und soll die Versorgung mit Primärenergie durch eine Vielfalt von Energieträgern sicherstellen. Somit wird die Abhängigkeit von einem einzelnen, übermächtigen Energieträger, wie z.B. Gas reduziert [TEP 2010].

Um dieses Szenario zu ermöglichen, muss die Kohlegewinnung innerhalb von Bangladesch drastisch durch eine Erhöhung der Abbaumenge und das Erschließen neuer Minen gefördert

werden. Weil die landeseigenen Reserven nicht schnell genug erschlossen werden können, muss zudem auch der Import von Kohle angekurbelt werden. Der Bedarf an einheimischem Gas, importierten Ölprodukten, dem Energieimport aus Indien, Nepal und Myanmar und der Nutzung der Nuklearenergie besteht zusätzlich. Der nukleare Anteil beträgt 4.000 MW, was vier Reaktoren entspricht [TEP 2010].

In Abbildung 5.3 ist die Entwicklung der zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten im Zeitraum von 2016 bis 2030 aufgezeichnet. Gut zu erkennen ist, dass der Abbau einheimischer Kohle erst ab dem Jahr 2019 beginnt. Zuvor ist der bereits angesprochene Import von Kohle notwendig. Die Gasversorgung, welche einen Anteil von 25% an der Gesamtenergieversorgung sicherstellen können muss, soll weiter hochgefahren werden. Sollten die einheimischen Reserven nicht ausreichen, soll als Backup-Lösung LNG über noch zu bauende Häfen importiert werden. Der Import elektrischer Energie soll im Jahr 2023 mit 3.000 MW auf 100% hochgefahren sein [TEP 2010].

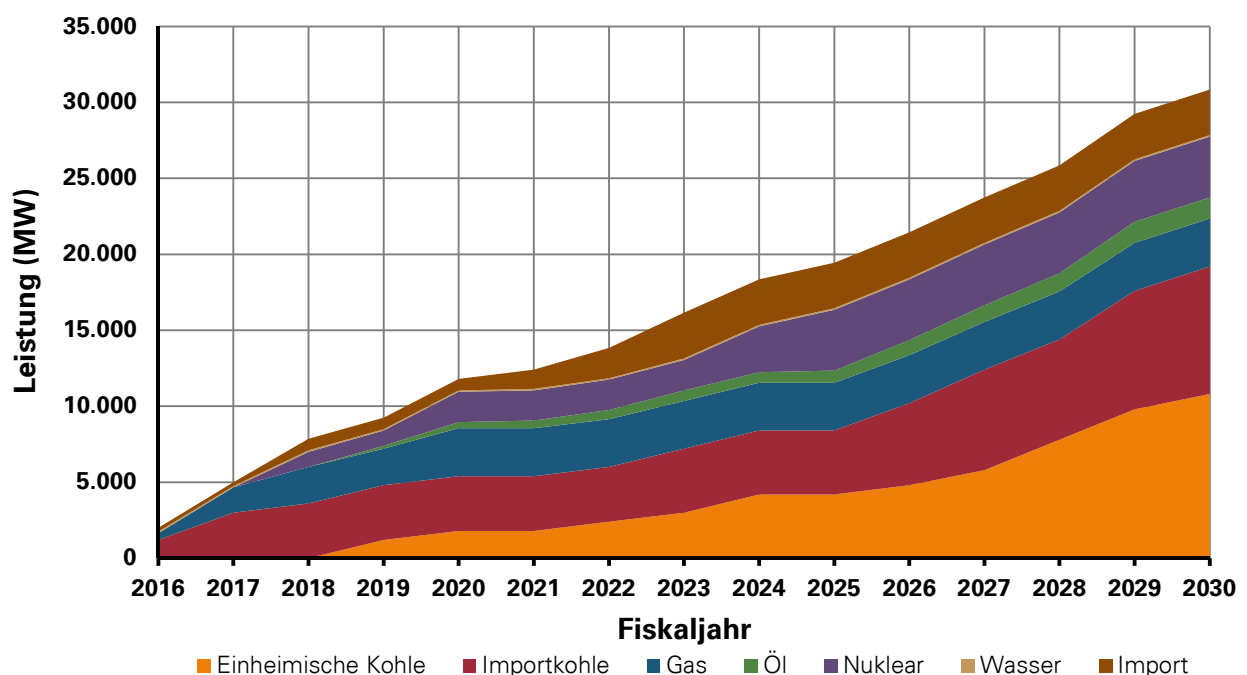


Abbildung 5.3: Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten (PSMP Fuel Diversification Scenario)

[vgl. TEP 2010]

Das Fuel Diversification Szenario bietet die besten Rahmenbedingungen für ein stabiles Wirtschaftswachstum bei maximaler Energiesicherheit. Grund für das beste Wirtschaftswachstum, im Vergleich zu den anderen Szenarien, ist die Nutzung von sehr vielen einheimischen Energieträgern. Diese sollen das Land weniger abhängig von hohen

Rohstoffpreisen auf dem Weltmarkt machen. Die Energiesicherheit stimuliert das Wirtschaftswachstum ebenfalls, da die Produktion in Zukunft u. a. nicht mehr regelmäßig durch Stromausfälle unterbrochen wird. Dies geht jedoch zu Lasten der Umwelt. Von allen vier Plänen im PSMP hat diese Ausbauvariante die schlechteste Umweltbilanz. Grund hierfür ist, dass 50% der elektrischen Energie aus Kohle erzeugt werden soll. Diese Form der Energieerzeugung stößt sehr viele Treibhausgase aus und ist deshalb am schlechtesten für die Umwelt [TEP 2010].

5.2.2 100% Photovoltaik

Als nächste Ausbauvariante soll ein 100%-Photovoltaik-Szenario untersucht werden. Auf der in Abschnitt 4.4 ermittelten Freifläche von 2.509 km² könnte man bei einem Flächennutzungsgrad von 1:1,4 theoretisch 1,349 Milliarden Solarmodule vom Typ Bosch Solar Modul c-Si M 48 mit 200 Wp unterbringen. Dies entspräche einer installierten Leistung von etwa 270 GWp.

Bei einer Strahlungsenergie H_G von 1.800 kWh/(m²a), der Performance Ratio PR von 0,67 (vgl. Abschnitt 4.7), der Bestrahlungsstärke unter STC-Bedingungen E_{STC} von 1000 W/m² und der Leistung bei STC P_{STC} von 200 Wp auf die Anzahl von 1,349 Milliarden Solarmodulen bezogen, wird nachfolgend mit dem in Abbildung 5.4 veranschaulichten Berechnungsschema aus [MER 2013] der theoretisch mögliche Ertrag für netzgebundene PV-Kraftwerke ermittelt.

Diese Berechnung erfolgt für ein Worst-Case-Szenario für eine Anlage, die nicht optimal ausgerichtet ist. Daher wird für H_G nicht der optimal zu erreichende Wert wie in Abschnitt 4.7 eingesetzt, sondern der für einen weiten Bereich der Ausrichtung noch zu erreichende Wert H_G von 1.800 kWh/(m²a).

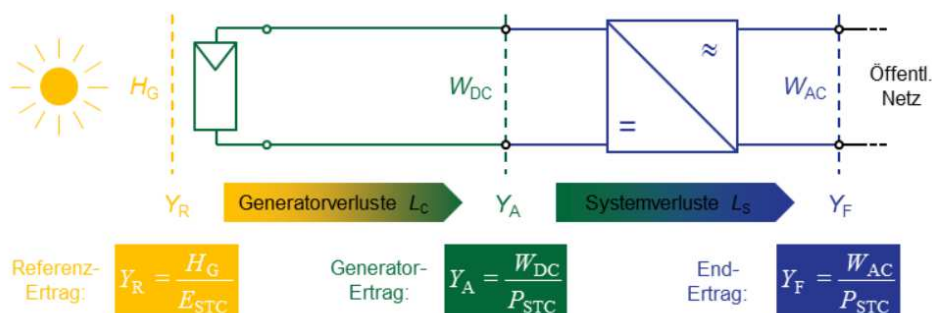


Abbildung 5.4: Berechnungsschema für spezifische Erträge einer PV-Anlage

[MER 2013]

Über die Formeln für den Referenz-Ertrag Y_R

$$Y_R = \frac{H_G}{E_{STC}} \quad (\text{Gl. 4.42})$$

den End-Ertrag Y_F

$$Y_F = \frac{W_{AC}}{P_{STC}} \quad (\text{Gl. 5.1})$$

und die Performance Ratio PR

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (\text{Gl. 4.50})$$

kann die Ausgangsenergie der Wechselstromseite W_{AC} mit

$$W_{AC} = PR \cdot \frac{H_G}{E_{STC}} \cdot P_{STC} \quad (\text{Gl. 5.2})$$

berechnet werden.

Mit den zuvor beschriebenen Daten für Bangladesch gilt:

$$W_{AC} = 0,67 \cdot \frac{1.800 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{a}}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \cdot 200 \text{ W}_p \cdot 1,349 \cdot 10^9$$

$$W_{AC} \approx 325 \frac{\text{TWh}}{\text{a}}.$$

Die Berechnung zeigt, dass der theoretisch mögliche Energieertrag von netzgebundenen Photovoltaikanlagen, auch wenn diese nur 1,7% der Fläche des Landes einnehmen, bis weit über das Jahr 2030 hinaus die Energieversorgung des Landes zu 100% sichern könnten. Im Jahr 2030 würden gem. Abschnitt 5.1 ca. 192 TWh elektrische Energie verbraucht, was im 100%-PV-Szenario um weit mehr als 50% übertroffen würde. Errechnet man aus der gelieferten elektrischen Energie von 325 TWh pro Jahr die entsprechenden zu installierende Leistung, dann kommt man auf einen Wert von 37 GW. Setzt man dies wiederum in Relation

zu den installierten 270 GWp, kommt man auf einen Faktor für die Umrechnung von GW in GWp von 7,3. Möchte man also 1 GW PV-Ausgangsleistung erreichen, muss man PV-Module mit einer Gesamtleistung von 7,3 GWp installieren.

In Abschnitt 4.4 wurden neben den verfügbaren Freiflächen für PV-Großkraftwerke noch die Dächer angesprochen. Da es nur sehr schwer möglich ist, die Eignung von Dachflächen für die Installation von PV-Modulen abzuschätzen, soll hier ein anderer Ansatz gewählt werden. Die durchschnittliche Haushaltsgröße in Bangladesch beträgt 4,5 Personen pro Haushalt. Bei 154 Millionen Einwohnern wären es statistisch gesehen also 34,2 Millionen Haushalte. Ca. 79% der Bengalen wohnen auf dem Land, was dann also 27 Millionen ländliche Haushalte wären. Nimmt man jetzt an, dass jede Familie ein eigenes kleines Haus besitzt und dreiviertel aller Häuser für die Photovoltaik geeignet sind, käme man auf 20,3 Millionen Dächer. Würde auf jedes dieser Dächer ein SHS mit 100 Wp installiert, ergäbe das 2 GWp. Bei einem SHS wird der in der PR enthaltene Wechselrichterwirkungsgrad durch den Ladereglerwirkungsgrad ersetzt, welcher im Regelfall etwas höher ist als der des Wechselrichters. Die Berechnung kann dann in Analogie zu (Gl. 5.2) vorgenommen werden [HÄB 2010].

Für die Ausgangsenergie des SHS W_{SHS} gilt somit:

$$W_{SHS} = PR_{SHS} \cdot \frac{H_G}{E_{STC}} \cdot P_{STC} \cdot \quad (Gl. 5.3)$$

Mit den zuvor beschriebenen Daten und einer wiederum gem. 4.7 angenommenen PR_{SHS} gilt:

$$W_{SSH} = 0,67 \cdot \frac{1.800 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{a}}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \cdot 100 \text{ W}_p \cdot 20,3 \cdot 10^6 ,$$

$$W_{SHS} \approx 2,45 \frac{\text{TWh}}{\text{a}} .$$

Dieser kleine Energiebetrag würde für den vom Stromnetz unabhängigen Energiebedarf direkt den Verbrauchern in den ländlichen Haushalten zur Verfügung stehen, dabei das Stromnetz entlasten und entspräche gut 1,2% des Energieverbrauchs im Jahr 2030.

Das größte Problem bei der ausschließlichen Nutzung von PV-Anlagen zur Stromerzeugung ist die notwendige Speicherung des Stroms. Da die Sonne nur ca. die Hälfte des Tages

scheint, müsste der Strombedarf für die andere Hälfte des Tages aus Speichern gedeckt werden, welche tagsüber durch die PV-Module aufgeladen werden. Mit bisher vorhandenen Technologien lässt sich das Problem der Energiespeicherung allerdings noch nicht zufriedenstellend lösen.

Die Nutzung von Speicherbatterien in dem erforderlichen Maß ist zu raum- und wartungsintensiv, viel zu teuer wegen der Erstbeschaffung und dem regelmäßig notwendigen Ersatz der Akkumulatoren und stellt zudem erhebliche Umweltgefahren durch die in den zu Zeit noch hauptsächlich genutzten Blei-Akkus enthaltenen Giftstoffe und Schwermetalle dar. Der Bau von Pumpspeicherkraftwerken ist in Bangladesch auf Grund der sehr beengten Platzverhältnisse und fehlender Erhebungen keine Option.

Druckluftspeicherkraftwerke wären eine weitere Möglichkeit der Energiespeicherung. Hier wird Druckluft mittels elektrischer Pumpen in unterirdische Kavernen gepresst. Bei Bedarf wird durch die komprimierte Luft eine Gasturbine zur Erzeugung elektrischer Energie angetrieben. Durch Verluste bei der Speicherung liegt der Gesamtwirkungsgrad dieses Verfahrens bei nur 55%. Die Aufheizung des Gases durch das Verdichten bei der Speicherung ist hierfür der Hauptgrund. Neuere Verfahren sollen den Wirkungsgrad auf 70% erhöhen, indem die entstehende Kompressionswärme in einem separaten Wärmespeicher zwischengespeichert wird. Ein Problem beim Druckluftspeicherkraftwerk ist im dichtbesiedelten und in weiten Teilen des Landes häufig überschwemmten Bangladesch definitiv die Auswahl von geeigneten Standorten. Hier müsste eine Studie die Potentiale aufzeigen [MER 2013].

Auch das Prinzip „Power to Gas“ ist bisher noch Zukunftsmusik. Die eine Option, nämlich die Elektrolyse von Wasser und die anschließende Speicherung in Form von Wasserstoff ist bisher noch nicht marktreif und somit für das Entwicklungsland auch noch kein Weg zur Lösung des Speicherproblems. Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur würde enorm viel Geld und auch Zeit verschlingen, so dass Wasserstoff als Energieträger der Zukunft leider bis auf weiteres nur eine Zukunftsvision bleiben wird.

Eine andere Möglichkeit der Nutzung des durch Elektrolyse gewonnenen Wasserstoffs stellt die Umwandlung von Wasserstoff und CO₂ in Methan dar. Der große Vorteil dieser Technologie ist neben der Tatsache, dass das klimaschädliche CO₂ wiederverwendet wird, dass Methan ohne Einschränkungen in die bereits vorhandenen Erdgasnetze eingespeist werden kann. Wasserstoff dagegen kann nur in geringer Konzentration in die Gasnetze eingespeist werden. Dieses Verfahren befindet sich auch noch in einem sehr frühen Stadium der Erforschung und ist damit noch weit von einer Realisierbarkeit im großen Stil entfernt [QUA 2011].

Das kleine und schlecht ausgebaute Stromnetz bietet kaum eine Möglichkeit zur kurzfristigen Speicherung von Energie im Netz, wie dies in Industrieländern durchaus möglich und üblich ist. Zudem ist es fraglich, ob ein Stromnetz überhaupt mit den derzeit auf dem Markt erhältlichen Technologien die durch regenerative Energien sehr stark variierenden Energiemengen ohne Schäden puffern kann, wenn ausschließlich aus diesen Quellen eingespeist wird.

Ein weiteres Problem bei der Nutzung von Photovoltaik ist, dass die Zeiträume des maximalen Energiebedarfs und die Zeiten der maximalen Erträge in ungünstiger Weise alternieren. Besonders problematisch ist dies im Monsun. Häufig auftretende Schwachlichtverhältnisse und hohe Temperaturen mindern die Solarzellenleistung während dieser Zeit und gefährden damit die Sicherstellung der Energieversorgung mit 100%-Solarstrom, trotz sehr günstiger Ertragsprognosen.

Das 100%-PV-Modell basiert auf rein theoretischen Überlegungen und dient alleine der prinzipiellen Potentialabschätzung. Es zeigt aber eindrucksvoll, dass die Photovoltaik in Bangladesch einen substantziellen Beitrag zur Energieversorgung leisten kann. Die Größe des Beitrags ist abhängig von der Möglichkeit, PV-Anlagen in ein Verbundnetz zu integrieren bzw. von der zukünftigen Entwicklung der Speichertechnologien. Hier sei auf die bereits weit fortgeschrittene Entwicklung von modernen Lithium-Ionen-Akkus, welche sich durch eine hohe Energiedichte, eine gute thermische Stabilität und einen nur sehr gering ausgeprägten Memory-Effekt auszeichnen hingewiesen [QUA 2011].

Die zu erwartenden Erträge können die hier errechneten sogar noch übertreffen. Es wurde mit der Performance Ratio von 0,67 bewusst der schlechteste Wert aus 4.7 vorausgesetzt, welcher, wie dort gezeigt, aber deutlich besser sein kann. Die besten Werte wurden für Bangladesch bewusst nicht angenommen, da es noch keine wirklich verlässlichen Daten zur *PR* gibt und damit gerechnet werden muss, dass neben den bereits als ertragsmindernd beschriebenen Einflüssen von Temperatur, Schwachlicht und Verschmutzung auch die Wartung und Pflege nicht Europäischem Standard unterliegt und damit die *PR* schmälert. Es ist aber trotzdem zu erwarten, dass die *PR* bei den jeweiligen Modulen über 0,67 liegt und damit der Ertrag höher ist als hier errechnet. Führt man sich dann noch vor Augen, dass es sich bei dem für 2030 angenommenen Energiebedarf von 192 TWh um einen aller Wahrscheinlichkeit nach deutlich überschätzten Wert handelt, lässt dies den möglichen Anteil von Photovoltaik bei der Energieversorgung noch größer erscheinen

5.2.3 Mix aus erneuerbarer und nicht erneuerbarer Energie

Eine weitere Variante für die zukünftige Energieversorgung von Bangladesch stellt ein Mix aus möglichst vielen verschiedenen regenerativen Energiequellen dar, welche durch möglichst „saubere“ konventionelle Energien ergänzt werden. So können Klimaschutzziele, Energiekosten, Umweltschutz und Versorgungssicherheit möglichst gewinnbringend vereint werden.

Eine sehr gute Option wäre die Versorgung des Landes mittels PV-, Wind-, Wasser- und Hybridkraftwerken, sowie der in 3.2 vorgestellten und vielleicht bald alltagstauglichen Solar- und Geothermie und der Ozeantechnologien. Das in Mondal beschriebene Windkraft-Potential von 4,6 GW ist sehr konservativ geschätzt. Es kann davon ausgegangen werden, dass mit fortschreitender technischer Entwicklung Windkraftanlagen verfügbar sein werden, welche die geringen Windgeschwindigkeiten in Bangladesch für die Energieumwandlung besser ausnutzen können, als aktuelle Anlagen und damit das Potential der Windkraft wachsen lassen. Zudem ist die Windkraft eine echte Option für Hybridkraftwerke. PV und Windkraft würden sich in Bangladesch sehr gut ergänzen, da im Monsun, wenn die Einstrahlung gering und der Energiehunger groß ist, die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten am größten sind und damit der verminderte Ertrag von PV-Anlagen ausgeglichen werden könnte. Genau umgekehrt ist die Situation im Winter, wenn gute Einstrahlungsdaten geringe Windgeschwindigkeiten kompensieren können [KAB 2012] [MON 2010].

Ein Teil der Grundlast könnte durch Wasserkraftwerke mit einer Leistung von bis zu 4,3 GW erbracht werden, wovon der größte Teil in den Nachbarstaaten Indien, Nepal und Myanmar betrieben werden würde. Aber auch andere Kraftwerkstypen, welche regenerative Energieträger nutzen, könnten in Kooperation genutzt werden. Es muss geprüft werden, ob vielleicht eines der Länder Potential für Speichermöglichkeiten, wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke besitzt. Der Rest der Grundlast muss mangels Alternative in Zukunft trotz allem vorerst durch fossile Energieträger geliefert werden. Eine tragende Rolle dabei wird hierbei aller Wahrscheinlichkeit nach die Kohle spielen müssen, da eine Überwindung der im Land vorherrschenden Gasknappheit derzeit nicht absehbar ist und damit ein Ausbau der Kraftwerkskapazitäten in großem Stil mit diesem sehr sauberen fossilen Energieträger unrealistisch ist.

Biogas sollte direkt als Endenergie zum Kochen und Heizen verwendet und nur im Ausnahmefall zur Gewinnung von elektrischer Energie genutzt werden. Für dieses Szenario werden die 650 MW aus 3.2 angenommen.

Möchte man 20% des Energiebedarfs 2030 (ca. 38 TWh) aus Photovoltaik gewinnen, müsste man unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus 4.7 (Werte für Bosch Solar Modul) knapp 32 GWp PV-Leistung installieren. Grund hierfür ist, dass Elektrizität bei PV-Anlagen nur tagsüber produziert wird und für die Nachtstunden entsprechend zusätzlich zum aktuellen Verbrauch tagsüber Energie gespeichert werden muss, um diese dann bei Dunkelheit wieder abgegeben zu können. Zudem arbeitet die Anlage nur zeitweise unter Volllast, was wiederum den Ertrag schmälert. Die rechnerischen 4,4 GW eines Kraftwerks im Dauerbetrieb müssen mit dem Faktor 7,3 multipliziert werden, um den entsprechenden GWp-Wert zu erhalten. Um dieses Ziel zu erreichen, müssten in den nächsten 16 Jahren jährlich ca. 2 GWp an installierter PV-Leistung hinzukommen. Dieser Ausbauplan ist sehr ambitioniert, aber dennoch realisierbar. In Deutschland konnte eine ähnliche Leistung in weniger als 10 Jahren installiert werden.

In Summe würden somit aus regenerativen Energien ca. 13,9 GW bis 2030, also ca. 63% der benötigten 22 GW für die Energieversorgung sichergestellt.

Um den Energiebedarf auch in für die Stromerzeugung aus regenerativen Energien schlechten Zeiten sicher decken zu können, wäre der Einsatz umweltfreundlicher Gasspitzenlastkraftwerke die bevorzugte Option. Es sollte sich dabei unbedingt um Kombikraftwerke mit dem sog. Gas- und Dampfturbinenprozess (GuD) handeln, welche mit einem Wirkungsgrad von 60% zu den effizientesten Kraftwerkstypen zählen. Der Vorteil dieser Kraftwerke liegt neben dem hohen Wirkungsgrad und der daraus resultierenden Umweltfreundlichkeit in der Möglichkeit des völlig autonomen Betriebs, der extrem schnellen Anfahrzeit von wenigen Minuten vom Stillstand bis Volllast und der Option, das Kraftwerk dort zu bauen, wo sich der Verbrauchsschwerpunkt befindet. Es sollte dringend Abstand von den in Bangladesch derzeit noch hauptsächlich genutzten Kraftwerken mit dem offenen Gasturbinenprozess genommen werden. Der Wirkungsgrad beträgt bei diesem Kraftwerkstyp nur ca. 30 %. In Zukunft sollten neben Neubauten auch ältere Kraftwerke entsprechend zu Kombikraftwerken modernisiert werden, um den Gasverbrauch bezogen auf eine Kilowattstunde produzierter Energie deutlich zu senken. Insgesamt könnte man bei einer zu erwartenden Verdoppelung des Wirkungsgrades bei nahezu gleichbleibendem Gasverbrauch eine Erweiterung der Gaskraftwerkskapazitäten auf insgesamt 12 GW (2014: 6,6 GW)

realisieren, ohne den in Abschnitt 2.3.1 beschriebenen Lieferengpass bei Gas zu erhöhen. Ein zusätzlicher Vorteil hiervon wäre, dass der größte Teil des Brennstoffes auch weiterhin direkt aus dem eigenen Land bezogen werden kann und die weitgehende Unabhängigkeit von Exporten bestehen bleibt.

Die installierte Leistung würde somit schon knapp 26 GW betragen und die errechneten 22 GW notwendiger Leistung übertreffen. Es muss allerdings auch zu Spitzenzeiten genug Leistung zur Verfügung stehen. Der Spitzenbedarf für die Leistung wird im PSMP mit 34 GW angegeben, was die Installation von weiteren Kraftwerken notwendig macht.

Würde man die restlichen benötigten Erzeugungskapazitäten durch Kohlekraftwerke abdecken, bräuchte man rechnerisch bis 2030 nur ca. 8 GW-Leistung mit Kohle als Energieträger zu installieren. Kohlekraftwerke sind nur als Grundlastkraftwerke sinnvoll, da sie lange Regelzeiten haben, was sie als Spitzenlastkraftwerke mit schnellen Leistungsänderungen ungeeignet macht. Dennoch wären die zu installierenden 8 GW Leistung aus Kohle ein gewaltiger Fortschritt gegenüber den fast 20 GW an Kohlekraftwerken gem. PSMP. Der deutlich geringere CO₂-Ausstoß der alternativen Kraftwerkstypen gegenüber den Kohlekraftwerken wäre der große erste Schritt für eine erfolgreiche Klimaschutzpolitik in Bangladesch.

Kurzfristig ist diese Ausbauvariante nicht realisierbar, aber mit langfristiger Planung wäre es eine umweltschonende und auch wirtschaftlich günstige Alternative, weil man von Primärenergieimporten wie Gas, Kohle und Öl in der Energiewirtschaft wieder deutlich unabhängiger werden würde. Der umstrittene Kohleabbau in Bangladesch könnte so in Grenzen gehalten werden und der Einstieg in die Atomenergie wäre im Idealfall gar nicht mehr notwendig. Die volatilen regenerativen Energien und die dagegen schnell und beliebig steuerbaren fossilen Energien, könnten in diesem Szenario einen zuverlässigen Wirkverbund bilden.

5.3 Vergleich der Ausbauvarianten in Bezug auf Kosten

Der in diesem Abschnitt durchgeführte Vergleich der Ausbauvarianten in Bezug auf die Kosten wird rein qualitativ durchgeführt. Eine eingehende Betrachtung wäre sehr umfangreich und würde den Rahmen dieser Diplomarbeit sprengen. In diesem Abschnitt wird daher nur ein grober Leitfaden zu den Grundsätzen der Kostenermittlung für die einzelnen Formen der Energieerzeugung ohne Anspruch auf Vollständigkeit vorgestellt. Daraus erfolgt eine überschlagsmäßige Abschätzung der möglichen anfallenden Kosten für das jeweilige Szenario.

Fuel Diversification Scenario:

Für die Ausbaupläne gemäß dem PSMP Fuel Diversification Szenario ist ein Investitionsvolumen von 4,9 Billionen Taka (etwa 49 Milliarden Euro) notwendig, was sich über die im PSMP dargestellten 20 Jahre auf durchschnittlich 245 Milliarden Taka (2,45 Milliarden Euro) pro Jahr beläuft. Diese Summen schließen die Brennstoffkosten nicht mit ein. Abbildung 5.5 wurde dem PSMP entnommen und zeigt die Kostenentwicklung sowohl jährlich aufgeschlüsselt, als auch kumulativ bis 2030. Die erste Kostenspitze dient der Überwindung der aktuellen Energieknappheit, die zweite für die Überholung bzw. Erneuerung von Kraftwerken mit geringer Laufzeit [TEP 2010].

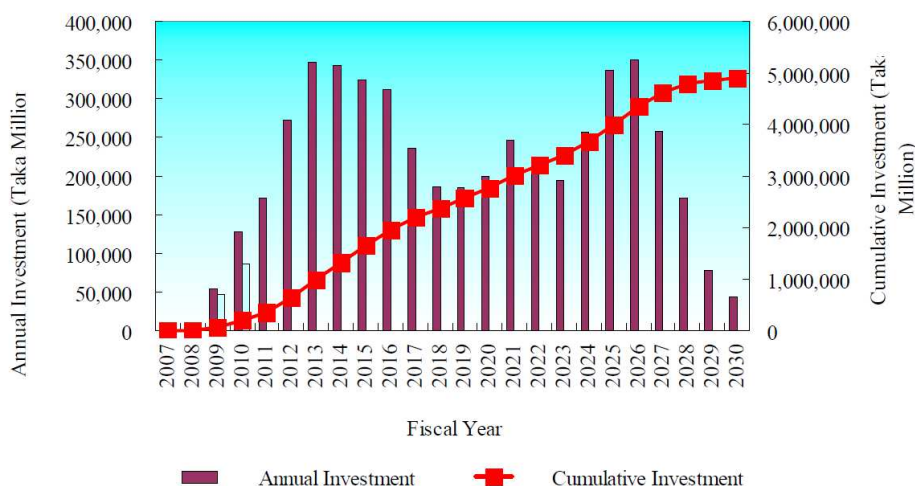


Abbildung 5.5: Addierte Investitionen für das Fuel Diversification Szenario [TEP 2010]

Die Finanzierung der notwendigen Investitionen für die geplanten Kraftwerksprojekte ist bisher nur in Teilen sichergestellt. Die Regierung versucht mit Attraktivitätsprogrammen, wie Steuererleichterungen, Investoren anzulocken, da es nicht möglich ist, den Ausbau nur aus

Haushaltsmitteln zu schultern. Auch eine Überarbeitung des Stromtarifs ist notwendig, um die produzierte Energie nicht unter Wert zu verkaufen. Angestrebt wird für die Zukunft ein Elektrizitätsmarkt, der kostendeckend funktioniert.

Eine Abschätzung der Energiekosten für diese Ausbauvariante ist sehr schwierig. Hierzu müsste man die Stromgestehungskosten (meist angegeben in Euro pro Megawattstunde) für alle Kraftwerkstypen bestimmen und dann in Relation zueinander bringen. Die Stromgestehungskosten setzen sich aus den Investitionskosten, den fixen und variablen Betriebskosten, den Brennstoffkosten und der angestrebten Kapitalverzinsung über die gesamte Betriebszeit eines Kraftwerks zusammen.

Die Brennstoffkosten sind besonders bei Kraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, der entscheidende Kostenfaktor. Die Energierücklaufzeit, also die Zeitdauer, die das Kraftwerk Energie benötigt, um so viel Energie zu erzeugen, wie für die Herstellung bzw. den Bau benötigt wurde, ist bei Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen sehr gering und beträgt nur wenige Monate. Das Investitionsvolumen für konventionelle Kraftwerke ist mit Ausnahme der Kernkraft überschaubar [MER 2013] [STR 2009].

Bei den regenerativen Energien gibt es keine Brennstoffkosten und auch die laufenden Kosten sind mit 1-2% der gesamten Investitionskosten pro Jahr sehr gering. Dafür sind die für den Bau von Kraftwerken notwendigen Investitionen extrem hoch. Dies führt dazu, dass die Energierücklaufzeit entsprechend hoch ist. Für eine PV-Anlage sind zwischen zwei und drei Jahren notwendig, bis sie sich energetisch amortisiert hat. Dieser Fakt schreckt viele Investoren ab und macht den Ausbau der erneuerbaren Energien damit so schwierig [MER 2013] [QUA 2011].

100% Photovoltaik:

Für die rein theoretische Option, 100% der Energie mittels Photovoltaik zu erzeugen, werden nachfolgend die Kosten überschlagsmäßig ermittelt. Wollte man die für 2030 vorhergesagten 192 TWh Energie rein mittels Photovoltaik erzeugen, müsste man, unter Zuhilfenahme der in 4.7 gewonnenen Ergebnisse für das Bosch Solar Modul, 160 GWp PV-Leistung installieren. Mit einem Sicherheitszuschlag von 30% für die Energiegewinnung zur Speicherung und auch für Modulausfälle u. Ä. ergeben sich dann 208 GWp. Der Modulpreis für ein kristallines Siliziummodul beträgt derzeit ca. 1,35 € pro Wp (dieser Preis ist relativ hoch angesetzt).

Gemäß gängigen Preisprognosen könnte der Preis bis 2030 auf 0,91 €/Wp fallen. Dies würde dann ein Investitionsvolumen von 222 Milliarden Euro ergeben und damit um den Faktor 4,5 größer sein, als die Ausbauvariante gem. PSMP. Das ist ein gigantischer Betrag, da hier noch keine Wartungskosten mit eingerechnet sind. Mit den im vorherigen Abschnitt angesprochenen 1-2% des Investitionsvolumens pro Jahr würden die Wartungskosten mit ca. 4 Milliarden Euro pro Jahr zu Buche schlagen. Dennoch gibt es zu den Wartungs- und Instandhaltungskosten, wie zuvor bereits erwähnt, keine laufenden Kosten für Brennstoffe, was diese Ausbauvariante dann wiederum nicht so teuer macht, wie sie auf den ersten Blick erscheint.

Für ein armes Land wie Bangladesch ist dies aber dennoch ein gigantisches Investitionsvolumen, das realistisch betrachtet nicht finanzierbar ist.

Mix aus erneuerbarer und nicht erneuerbarer Energie:

Die Kosten für den Mix aus erneuerbaren und nicht erneuerbaren Energien können aus den vorliegenden Daten nicht sinnvoll bestimmt werden. Besondere Schwierigkeiten macht die Kostenabschätzung für die Importenergie aus noch zu bauenden Wasserkraftwerken. Bilaterale Projekte dieser Größenordnung gibt es bisher noch nicht, daher kann auf keinerlei Erfahrungswerte zurückgegriffen werden. Die Kosten für diese Ausbauvariante sind irgendwo zwischen den Kosten für das Fuel Diversification Szenario und denen für das 100%-Photovoltaik-Szenario angesiedelt. Das Investitionsvolumen für den beschriebenen Ausbau der Photovoltaik auf 32 GWP läge in Analogie zu der vorherigen Berechnung bei etwa 34 Milliarden Euro. Wie zuvor gilt auch hier, dass zwar die Anfangsinvestitionen höher sind, aber die Brennstoffkosten wegen des hohen Anteils an erneuerbaren Energien überschaubarer sind als beim PSMP-Szenario.

5.4 Vergleich der Ausbauvarianten in Bezug auf Klimaschutzziele

Die Bewertung der Ausbauvarianten in Bezug auf Klimaschutzziele wird ebenfalls nur qualitativ durchgeführt und erhebt daher wiederum keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Auch hier würde eine vollständige Diskussion der ökologischen und ökonomischen Faktoren den Rahmen der Arbeit sprengen.

Mit einem Anteil von 40% hat der Energiesektor maßgeblichen Anteil am CO₂-Ausstoß von Bangladesch. Auch die Landwirtschaft und das städtische Müllmanagement tragen in wesentlichem Umfang zur Emission von Treibhausgasen bei. Den Ausstoß dieser in die Atmosphäre zu verringern, ist das Hauptziel beim Erreichen von Klimaschutzzielen.

Die Regierung von Bangladesch hat im Jahr 2009 eine überarbeitete Version des „Bangladesh Climate Change Strategy and Action Plan 2009“ herausgegeben. In diesem Werk wird klargestellt, dass Wachstum und die Verringerung der Armut die wichtigsten Ziele der Regierung sind. Jegliche Aktivitäten, welche den sicheren Zugang zu Nahrungsmitteln, Wasser, Energie oder die Sicherung des Lebensunterhalts gefährden, werden dementsprechend unterbunden. Mit anderen Worten heißt das, dass Bangladeschs Beitrag zum Klimaschutz nur so groß ist, wie es unter Erhaltung der Energiesicherheit und des Wachstums möglich ist. Bangladesch hat zwar das Kyoto-Protokoll ratifiziert, ist jedoch kein sog. Annex-1 Land und ist somit nicht explizit verpflichtet, Treibhausgase einzusparen. Bangladeschs Anteil am weltweit ausgestoßenen CO₂ ist winzig. Er liegt bei unter 0,2% des weltweiten Gesamtvolumens, und betrug bei einem weltweiten Mittelwert von 4,5 Tonnen pro Einwohner im Jahr 2011 für Bangladesch nur 0,21 Tonnen pro Einwohner. Deutschland stieß 2011 im Vergleich 2,4% des weltweit emittierten Treibhausgases aus, was 2,4 Tonnen pro Einwohner entspricht [IEA 2013] [MEF 2009].

Mit Blick auf das zukünftige Wachstum und den damit verbundenen unbändigen Energiehunger Bangladeschs ist allerdings zu erwarten, dass sich der Treibhausgasausstoß in nicht allzu ferner Zukunft drastisch erhöhen wird. Das Land hat keine Klimaschutzziele im eigentlichen Sinne. Es wurde nur der Wille erklärt, den Anteil des Landes an den weltweiten Emissionen jetzt und in Zukunft zu verringern, ohne jedoch spezifische Zahlen dafür vorzugeben. Um dieses Ziel zu erreichen wird auf zwei Säulen gesetzt. Die eine ist ein CO₂-armes Wachstum, die andere die Verringerung von Treibhausgasen, wie Methan aus der Landwirtschaft und städtischem Müll [MEF 2009].

Alle gesetzten Klimaziele sind nur mit Hilfe der Industriestaaten zu erreichen. Dabei stellen Technologietransfer und finanzielle Unterstützung von Entwicklungsländern die bevorzugten

Optionen dar. Eine weitere Möglichkeit bietet der Emissionshandel zwischen Staaten, welcher viel zusätzliches Kapital in die Kassen der Entwicklungsländer spülen kann [MEF 2009] [MON 2010].

Das Fuel Diversification Szenario entspricht mit seinem Streben nach Energiesicherheit für ein stabiles Wachstum den Maßgaben des Bangladesh Climate Change Strategy and Action Plan. Der Klimaschutz steht bei dieser Ausbauvariante damit nicht an erster Stelle. Der sehr hohe CO₂-Ausstoß der Kohlekraftwerke, welche 50% der gesamten Energie liefern sollen, ist der entscheidende Faktor für die schlechte Umweltbilanz dieses Szenarios. Bei einem Gesamtenergiebedarf im Jahr 2030 von 192 TWh und einer Emission von rund 1 kg CO₂ pro kWh bei der Kohleverbrennung würden allein durch Kohlekraftwerke 96 Millionen Tonnen des Treibhausgases ausgestoßen werden. Dies würde nahezu der doppelten Menge der im Jahr 2011 emittierten Gesamtmenge CO₂ von Bangladesch entsprechen. Der Ausbau der Kernkraft liefert zwar nahezu CO₂-neutrale Energie, generiert dafür aber, neben den bereits in 3.2 erläuterten Gefahren der Kernkraft, große Mengen Atommüll. Auch die Verbrennung von Ölprodukten in Kraftwerken ist bei einem CO₂-Ausstoß von ca. 0,9 kg/kWh nur wenig umweltfreundlicher als der von Kohle und wirkt sich daher ebenfalls nachteilig auf die CO₂-Bilanz aus. Von den vier Plänen des PSMP wäre das Gas Promotion Szenario aus Sicht des Klimaschutzes die beste Wahl. Gaskraftwerke haben nur eine CO₂-Emission von ca. 0,4 kg/kWh, was weniger als die Hälfte von Kohle und Öl ist. Bei diesem Szenario könnten gegenüber dem Fuel Diversification Szenario bei einem Gasanteil von 55% und einem Kohleanteil von 20% an der Energieerzeugung etwa 35 Millionen Tonnen CO₂ allein im Jahr 2030 eingespart werden, jedoch bietet dieses Szenario nicht die notwendige Versorgungssicherheit für Bangladesch [TEP 2010] [WIK 2014] [WIR 2014].

Die 100%-Photovoltaik-Lösung wäre, wie alle Szenarien die zu 100% auf regenerative Energie Energien setzten, die perfekte Wahl für den Klimaschutz. Es werden keinerlei schädliche Treibhausgase durch die PV-Module während der Energieproduktion freigesetzt. Die Herstellung von Kraftwerken zur Nutzung regenerativer Energie dagegen benötigt natürlich Energie und verursacht damit auch den Ausstoß von Treibhausgasen. Dies ist aber bei allen anderen konventionellen Kraftwerkstypen auch der Fall und soll hier nicht näher betrachtet werden.

Das Recycling von Solarmodulen und weiterer Bestandteile von PV-Anlagen, wie Batterien, entscheidet letztlich über die Umweltfreundlichkeit der PV-Technologie. In Europa wurde durch die Solarindustrie der Verband PV CYCLE gegründet. Dieser nimmt innerhalb Europas

PV-Module zum Recycling kostenlos zurück und schließt so den Rohstoffkreislauf mit Recyclingquoten von bis zu 90%. In Bangladesch wäre ein solches System ebenfalls sehr vorteilhaft. Besonders bei CdTe-Modulen ist eine fachgerechte Entsorgung bzw. Wiederverwendung notwendig, um zu verhindern, dass giftiges Cadmium in die Umwelt gelangen kann. Wie bereits erwähnt, ist dieses Szenario rein theoretischer Natur und entspricht in keiner Weise den Forderungen der Regierung von Bangladesch [MER 2013] [WIK 2014].

Betrachtet man den vorgeschlagenen Mix aus erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Energien, kann man dieser Ausbauvariante ebenfalls eine gute Umweltbilanz bei verbesserter Energiesicherheit attestieren. Windkraftanlagen haben eine Energierücklaufzeit von nur drei bis sechs Monaten. PV-Module dagegen müssen zwei bis drei Jahre betrieben werden, bevor sie die zur Herstellung und Installation verbrauchte Energiemenge selbst erzeugt haben. Auch die Wasserkraft arbeitet sehr schnell im Bereich einer positiven Energiebilanz. Sämtliche regenerative Energien erzeugen elektrischen Strom ohne nennenswerte CO₂-Emission und sind daher klimaneutral. Somit fällt die Klimabilanz im Vergleich zum Fuel Diversification Szenario unter allen Umständen besser aus. In Deutschland wurden im Jahr 2012 durch die Erzeugung von 28 TWh Solarenergie 18,6 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent eingespart. Das entspricht 664 Tausend Tonnen CO₂-Äquivalent pro TWh. Übertragen auf das Mix-Szenario in Bangladesch würden das für die 38 TWh Energieerzeugung aus Photovoltaik ein Einsparungspotential von mehr als 25 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent ermöglichen [MER 2013] [WIR 2014].

Ein gewaltiges Einsparungspotential ist auch bei den Haushalten vorhanden. Allgemein kann man sagen, dass mit jeder aus Diesel erzeugten MWh, die eingespart werden kann, bis zu 1,3 Tonnen weniger CO₂ in die Atmosphäre emittiert wird. Würden Licht anstatt mit Kerosinlampen mit einem SHS erzeugen, könnte jeder Haushalt im Mittel auf 29 Liter Kerosin pro Jahr verzichten und damit 72 kg Kohlendioxid einsparen. Auf 34,2 Millionen Haushalte hochgerechnet wären das bereits 2,5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr. Weiteres Einsparungspotential beim Treibhausgasausstoß wäre vorhanden, wenn anstatt von Feuerholz Biogas zum Kochen genutzt werden würde. Die bessere CO₂-Bilanz von Biogas ist dabei auch ein Faktor, viel entscheidender wäre aber der Rückgang der Abholzung der Wälder. Wälder können riesige Mengen an CO₂ binden und helfen somit den Klimawandel aufzuhalten. Es ist ersichtlich, dass es neben den ganz offensichtlichen Einsparungspotentialen noch viele

kleine Stellschrauben gibt, die in ihrer Gesamtheit einen großen Einfluss auf das Erreichen von Klimazielen haben können [ASA 2004] [HUS 2007].

5.5 Realistische Ausbauvariante

Wie in den beiden vorangegangenen Abschnitten erfolgt auch hier nur die qualitative Darstellung einer realistischen Ausbauvariante. Hier soll lediglich einen Denkanstoß geben werden, wie eine Energieversorgung, die sowohl technische also auch ökonomische und ökologische Randbedingungen mit einbezieht, aussehen könnte.

Eine realistisch erreichbare Ausbauvariante unter Berücksichtigung der Energiesicherheit und der Kosten, wäre das PSMP Fuel Diversification Scenario mit einem erhöhten Anteil an regenerativen Energien. Dafür sollte auf den Einstieg in die Kernenergie verzichtet werden. Würde man auch noch auf die Energiegewinnung aus Ölprodukten verzichten, wären 25% regenerative Energie inklusive des Energieimports bis 2030 denkbar, was gem. 5.2.3 ohne Probleme möglich wäre. Somit könnten auch noch Klimaschutzziele verwirklicht werden. Die Modernisierung und Überholung alter Kraftwerke ist zudem ein wichtiger Meilenstein, um die Energieeffizienz und damit letztendlich auch die Energieerzeugung zu steigern.

Der Schlüssel für eine sichere und kostengünstige Energieversorgung ist zudem der Mix aus netzgebundenen und nicht netzgebundenen Versorgungsquellen. Bei den vorgestellten Ausbauvarianten wurde nur die netzgebundene Versorgung betrachtet. Es ist jedoch zwingend erforderlich und auch mancher Orts unumgänglich, ebenfalls nicht-netzgebundene Energieversorgungssysteme aufzubauen. Besonders Mini-Grid-Systeme mit Hybridkraftwerken haben ein hohes Potential für die Stromerzeugung. In einer Dorfgemeinschaft wäre es sehr gut vorstellbar, dass der Gasbedarf für das Kochen durch eine gemeinschaftlich finanzierte und betriebene Biogasanlage gedeckt würde. Die Versorgung mit elektrischem Strom kann über Wind-PV-Batterie-Hybrid-Kraftwerke mit vielen unterschiedlichen Aufstellungsorten und einer zentralen Verteilerstation realisiert werden. Im Idealfall hält jeder Bewohner bzw. jeder Haushalt einen bestimmten Anteil am Mini-Grid, um einen entsprechend pfleglichen Umgang mit den Anlagen sicherzustellen.

Zur Stützung des Stromnetzes und zur Sicherstellung der Energieversorgung beim Ausfall der Netzversorgung, sind auf Dächern installierte PV-Anlagen sehr gut geeignet. In Analogie zu Deutschland kann entweder Strom ins Netz eingespeist werden oder die Energie direkt für den Eigenbedarf genutzt werden. Mit einem Potential von 2,45 TWh pro Jahr (vgl. 5.2.2) kann

durch die so genutzten Dachflächen ein essentieller Beitrag für die Energieversorgung in Bangladesch geleistet werden. Eine Notstromversorgung über einen Batteriepuffer ist zusätzlich von Vorteil und ist bereits in sehr vielen städtischen Gebäuden implementiert.

Besonders hohes Potential ist zudem für den Einsatz von Solarbewässerungspumpen vorhanden. Der Ersatz von dieselgetriebenen Pumpen durch solargetriebene Modelle würde sowohl große Mengen an teurem Diesel als auch gigantische Mengen CO₂ einsparen. Bewässerungspumpen werden besonders häufig während der Boro-Saison gebraucht. Zu dieser Zeit sind die PV-Erträge am höchsten und damit ist diese Technologie prädestiniert für dieses Einsatzgebiet. Elektrische Pumpen bieten zudem gegenüber Dieselpumpen den Vorteil, dass sie auch in getauchtem Zustand eingesetzt werden können und größere Förderhöhen ermöglichen. Viele Bewässerungspumpen sind in kleinen Hütten untergebracht, auf deren Dach ohne Probleme ein kleines und kostengünstiges SHS installiert werden könnte [HUS 2007].

Um diese Ideen in die Tat umsetzen zu können, müssen von politischer Seite die rechtlichen Rahmenbedingungen klar definiert sein. Auch finanzielle Anreize sind wichtig, da es in einem Entwicklungsland wie Bangladesch grundsätzlich schwierig ist, die extrem hohen Investitionskosten, die insbesondere für den Ausbau regenerativer Energien notwendig sind, aufzubringen. In Industrienationen wie Deutschland ist dies bedeutend einfacher, da hier z.B. durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) eine gewisse Rendite für den Investor gesichert ist. In Bangladesch wäre die Implementierung einer dem EEG ähnlich gearteten staatlichen Unterstützung äußerst schwierig, da das Land nur über sehr eingeschränkte finanzielle Mittel verfügt.

Der Ausbau regenerativer Energien könnte aber beispielsweise durch eine CO₂-Steuer auf alle fossilen Brennstoffe zusätzlich stimuliert werden. Die hierdurch entstehenden Steuereinnahmen könnten direkt wieder für die Förderung regenerativer Energien verwendet werden. Zudem würde die Motivation bei der Einsparung fossiler Brennstoffe damit ebenfalls größer werden, was wiederum die Investitionsbereitschaft in andere Energieformen erhöhen würde [MON 2010].

6 Zusammenfassung

Das Ziel der vorliegenden Diplomarbeit war es, die Rolle, welche die Photovoltaik in der elektrischen Energieversorgung von Bangladesch heute, und in Zukunft spielen kann, aus technischer Sicht und unter ergänzender qualitativer Berücksichtigung ökonomischer und ökologischer Randbedingungen zu ermitteln.

Die Regierung von Bangladesch hat das erklärte Ziel, allen Bürgern den Zugang zu verlässlicher und bezahlbarer elektrischer Energie bis zum Jahr 2021 zu ermöglichen. Bisher sind nur etwa 55% der 154 Millionen Einwohner des Landes an das Stromnetz von Bangladesch angeschlossen. Die Nachfrage nach elektrischer Energie ist grundsätzlich größer als das Energieangebot, was häufig zu Engpässen bei der Energieversorgung bis hin zum kurzzeitigen Zusammenbruch der Stromversorgung führt.

Bangladesch ist ein aufstrebendes Schwellenland mit einem kaum zu stillenden Hunger nach Energie. Für ein angestrebtes Wirtschaftswachstum von 6 bis 9% pro Jahr muss der Energiesektor des Landes konsequent ausgebaut und damit zukunftsfähig gemacht werden. Der Plan der Regierung sieht vor, primär auf fossile Energieträger für die Erzeugung von elektrischem Strom zu setzen. Dafür sollen insbesondere die landeseigenen Gas- und Kohlereserven ausgebeutet werden, welche nach derzeitigen Erkenntnissen in 15 bzw. in 60 Jahre erschöpft sein werden. Auch der Einstieg in die Atomenergie ist geplant. Derzeit werden über 97% der netzgebundenen elektrischen Energie aus nicht regenerativen Energien gewonnen. Die Hauptlast trägt dabei derzeit der Energieträger Gas, mit dem über 75% der Gesamtenergie erzeugt werden. Bei der nicht netzgebundenen Versorgung überwiegen die erneuerbaren Energien mit mehr als 86%. In ländlichen Haushalten, die zum Großteil noch nicht an das Stromnetz angeschlossen sind, werden sogar 97% der benötigten Energie aus regenerativen Energieträgern gewonnen.

Von allen regenerativen Energien wird der Photovoltaik das größte Potential in Bangladesch zugeschrieben. Auch wenn das vom Monsun und von hohen Temperaturen geprägte Klima keine optimalen Bedingungen für die Energiegewinnung aus Sonnenenergie bietet, lassen Werte für die jährliche globale Bestrahlung von bis zu 1.912 kWh/m² pro Jahr für die Hauptstadt Dhaka trotzdem sehr gute Erträge erwarten. Durch die geografische Lage von Bangladesch sind für Dhaka bei der Ausrichtung von Solarmodulen trotz möglicher breitbandiger Abweichung von der Südrichtung mit einem Betrag von 60°, sowohl westlicher, als auch östlicher Deviation, hohe Jahresglobalstrahlungssummen von bis zu 1.800 kWh/m² realisierbar. Je weiter man Richtung Süden kommt, desto weniger Einfluss haben Abweichungen von der Südrichtung bei der Ausrichtung von Photovoltaikmodulen auf die

Jahressumme der Globalstrahlung. Eine Auswertung der Einstrahlungsdaten zeigt, dass es sinnvoll ist, Wechselrichter einzusetzen, die im oberen Leistungsbereich einen möglichst guten Wirkungsgrad besitzen, wobei mit maximalen Bestrahlungsstärken von bis zu 1.100 W/m^2 gerechnet werden muss. Die Nähe zum Äquator und die dadurch hohen Sonnenstände ermöglichen phänomenal gute Flächennutzungsgrade von bis zu 1:1,4. Damit sind auf der in Bangladesch theoretisch für die Installation von Photovoltaikkraftwerken verfügbaren Fläche von 2.509 km^2 , bei einem Wirkungsgrad der Solarmodule von 10%, bis zu $36,7 \text{ GW}$ Leistung erzielbar. Dies entspricht umgerechnet 277 GWp . Häufig auftretende Schwachlichtverhältnisse und ganzjährig hohe Umgebungstemperaturen beeinflussen den Ertrag von Solarmodulen in Bangladesch negativ. Beispielhafte Berechnungen für fünf verschiedene Solarmodule zeigen, dass Dünnschichtmodule mit Erträgen von bis zu 1.398 kWh/kWp in Bangladesch besonders gute Ertragswerte liefern können. Diese sind, im Gegensatz zu Modulen aus kristallinem Silizium, die im schlechtesten betrachteten Fall nur 1.275 kWh/kWp liefern, weniger empfindlich gegenüber den hohen Temperaturen im Land. Vergleicht man die Module dahingehend, wieviel Ertrag man pro m^2 Fläche erzielen kann, dann liefert das betrachtete HIT-Modul den besten Ertrag von 264 kWh/m^2 , wohingegen das schlechteste Dünnschichtmodul nur einen Ertrag von 99 kWh/m^2 liefert. Ein Vergleich mit in Deutschland zu erwartenden Erträgen zeigt, dass bei 33% weniger Jahresglobalstrahlungssumme in Deutschland die Erträge dort um mehr als 20% geringer sind.

Der Energiebedarf Bangladeschs soll in Zukunft stark wachsen und im Jahr 2030 bis zu 192 TWh betragen, wobei man von einer geforderten Spitzenleistung von 34 GW ausgeht. Die Regierung plant, diesen Energiebedarf zu 80% mit fossilen Brennstoffen zu decken. Erneuerbare Energien, Energieimporte und Kernenergie sollen die restlichen 20% liefern. Dieses Szenario ist primär auf Wachstum ausgelegt und trägt dem Klimaschutz kaum Rechnung. Man könnte in Bangladesch auf der beschriebenen Fläche von 2.509 km^2 bis zu 325 TWh Strom pro Jahr aus Photovoltaik erzeugen, was den Energiebedarf 2030 um mehr als das doppelte Decken würde. Szenarien, welche zu 100% auf erneuerbare Energien bauen, sind auf Grund der Volatilität und der damit verbundenen schlechten Regelbarkeit dieser, sowie wegen extrem hoher Investitionskosten, unrealistisch, auch wenn sie vom Klimaschutz aus betrachtet das Optimum darstellen würden. Dennoch bietet Bangladesch das realistische Potential, mehr als 60% der notwendigen Energie im Jahr 2030 aus regenerativen Energien zu gewinnen. Die Investitionskosten wären zwar hierfür höher, als für die Deckung des Energiebedarfs mit konventionellen Energien, aber dafür würde die Umwelt profitieren und es könnten immense Mengen an klimaschädlichem CO_2 eingespart werden.

7 Bewertung und Ausblick

7.1 Bewertung

Die Regierung von Bangladesch beschäftigt sich beim Ausbau des Energiesektors auf Grund der akuten Energieknappheit fast ausschließlich mit Kurzzeitstrategien zur Problemlösung. Eine Entscheidung bezüglich der Energieträger der Zukunft für Bangladesch ist unter anderem deshalb bisher noch nicht gefallen. Dies wird besonders durch die immer wieder aufgeschobene Verabschiedung der Kohlestrategie, aber auch durch den seit Jahrzehnten geplanten, aber bisher noch nicht durchgeführten Einstieg in die Kernkraft deutlich. Die fehlende Koordination bei der Entwicklung von Zukunftsplänen zwischen den einzelnen Regierungsstellen erschwert eine langfristige Planung genauso wie die leider überall im Land gegenwärtige Korruption [TEP 2010] [HAS 2012].

Festzuhalten bleibt, dass die bisher geschmiedeten Pläne weder ausreichen, um die eigenen, in der Renewable Energy Policy vorgegebenen Ziele zu erreichen, noch um wirkliche Fortschritte beim Umstieg zu umweltfreundlicher Energieerzeugung zu erzielen. Ganz im Gegenteil, die Planung, in der Zukunft vermehrt auf Kohle zu setzen, bedeutet eher einen Rückschritt.

Es ist daher dringend notwendig, eine Langzeitstrategie für den Ausbau des Energiesektors zu entwickeln, welche insbesondere auch den Ausbau regenerativer Energien mit in Betracht zieht und eine Alternative zum PSMP darstellt. Eine Kooperation mit den Nachbarstaaten erscheint für die Sicherung der Energieversorgung unerlässlich. Im Rahmen einer Langzeitplanung können Studien zum Potential neuer Energiegewinnungstechniken, wie den angesprochenen Ozeantechnologien oder der Solar- und Geothermie, neue und bisher unbekannte Optionen für die Zukunft der Energieversorgung eröffnen. Aber auch weiterführende Studien zum Potential der bereits in einem frühen Stadium der Nutzung befindlichen Technologien, wie der Photovoltaik und Windenergie, sind für deren weiteren, zielgerichteten Ausbau der Energieversorgung unabdingbar.

Die Entscheidung über einen Einstieg in die Atomkraft sollte nochmals überprüft und gegebenenfalls auch korrigiert werden. Es ist möglich auf den Bau von Atomkraftwerken zugunsten von Investitionen in regenerative Energien zu verzichten. Damit kann allen mit der Kernkraft einhergehenden Gefahren und Problemen, schon bevor sie überhaupt entstehen können, aus dem Wege gegangen werden.

Die geografisch ausgesprochen gute Lage für die Erzeugung von Energie mittels Photovoltaik sollte unter allen Umständen gewinnbringend genutzt werden.

Es ist nur eine Frage der Zeit, bis das Problem der Energiespeicherung gelöst und damit die Nutzung regenerativer Energien zur Deckung des gesamten Energiebedarfs möglich ist. Bis diese neuen Technologien zur Verfügung stehen werden, ist ein Verzicht auf konventionelle Energieträger nicht möglich. Mit guter Planung ist es aber dennoch vorstellbar, dass der Großteil des Energiebedarfs trotz allem aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann.

Die in der Arbeit vorgestellten Prognosen sind unter Einbeziehung von derzeit auf dem Markt verfügbarer Technologien mit eher pessimistischen Annahmen erstellt worden. Mit Blick auf den technischen Fortschritt in der Vergangenheit ist es aber dennoch eine berechtigte Hoffnung, dass die tatsächlich erreichbaren Erträge und Potentiale einzelner Energieträger in der Zukunft deutlich übertroffen werden.

Absichtserklärungen und Richtlinien helfen nichts, wenn sie nicht auch in die Tat umgesetzt werden. Dazu fehlt aber derzeit eindeutig noch der politische Wille in Bangladesch. Es bleibt zu hoffen, dass die Verantwortlichen sich den kommenden Herausforderungen stellen, um die in Bangladesch notwendige Energiewende erfolgreich und umsichtig zu meistern.

7.2 Ausblick

Der Slogan „Save Energy – Save Nation“, geprägt vom Ministry of Power, Energy and Mineral Resources zeigt, dass man sich auf Seiten der Regierung ernsthaft mit dem Thema Energiesicherheit und Umweltschutz auseinandersetzt.

Ein besonders wichtiger Punkt bei allen weiteren Ausbauplänen sollte sein, aus den Fehlern anderer zu lernen und diese nicht im eigenen Land zu begehen. Das Streben nach Wirtschaftswachstum und damit Wohlstandsaufbau ohne Rücksicht auf Umwelt muss sehr kritisch gesehen werden. Diese Forderung erlangt besondere Wichtigkeit, da die vorhergesagte Entwicklung von Bangladeschs Energiesektor dem Chinas in der Vergangenheit folgt.

In der Volksrepublik China zeigen sich die fatalen Folgen von Wachstum um jeden Preis besonders eindrucksvoll. Ein gigantisches Ausmaß an Umweltverschmutzung ist die Konsequenz des beispiellosen Aufstiegs Chinas in nur wenigen Jahren zu einer der größten

Volkswirtschaft der Welt. Um den mit dem Wachstum verknüpften riesigen Energiebedarf des Landes zu decken, setzt China zu 80% auf den Energieträger Kohle. Die sichtbarste Konsequenz dessen, nämlich der Dauersmog in Chinas Großstädten, mit noch nicht absehbaren gesundheitlichen Folgen für die Bevölkerung, scheint ein fast unlösbares Problem auf Jahre hinaus zu werden.

Meldungen über die Vergiftung eines Fünftels der Agrarfläche von China mit Arsen, Nickel und Cadmium, verursacht durch Industrieabfälle und Minen, sind besorgniserregend. Die Rückstände sind schon seit mehreren Jahren in der Erde vorhanden, so dass bereits jetzt von schwerwiegenden gesundheitlichen Folgen für den Menschen auszugehen ist.

Die Auswirkungen einer solchen Entwicklung in Bangladesch wären bei der großen Bevölkerungsdichte des Landes aller Wahrscheinlichkeit nach noch verheerender als in China und würden die Lebensqualität in Bangladesch drastisch reduzieren.

Die Verantwortlichen in Bangladesch sollten ihre Lehren aus den Entwicklungen in der Volksrepublik ziehen und entsprechend weitsichtige Strategien für die Zukunft ihres Landes erarbeiten. Der geplante massive Einsatz von Kohle zur Deckung von gut 50% des Energiebedarfs scheint mit Blick darauf keine gute Strategie zu sein. Die Kosten der Beseitigung von Auswirkungen des Klimawandels und von Umweltschäden durch rein profitorientiertes und nicht nachhaltiges Handeln, können die vermeintlich hohen Erstinvestitionen in saubere Technologien in letzter Konsequenz um ein vielfaches übersteigen. Schon jetzt belaufen sich die Kosten für die Beseitigung der Auswirkungen von Naturkatastrophen in Bangladesch auf 0,5 – 1% des BIP. Dieser Betrag könnte sich in Zukunft vervielfachen, wenn der Klimawandel weiter mit dem derzeitigen Tempo fortschreitet. Eine besonders große Gefahr stellt der nach Ansicht vieler Wissenschaftler durch eine Klimaerwärmung ausgelöste Anstieg des Meeresspiegels dar. Damit besteht die reale Gefahr, dass große Teile der Küstenregionen des nur wenige Meter über dem Meeresspiegel liegenden Landes dauerhaft überschwemmt werden könnten. Ein Anstieg des Meeresspiegels um einen Meter würde eine Landfläche von bis zu 30.000 km² dauerhaft überschwemmen und bis zu 15.000 Menschen würden damit ihre Heimat verlieren. Die Folgen für die Ökonomie sind für ein solches Szenario nur sehr schwer abzusehen und wären aller Wahrscheinlichkeit nach immens [BUT 2004] [MEF 2009].

Vollzieht man aber Wachstum mit Augenmaß, sieht die Zukunft für Bangladesch, was den Wohlstand, die Nachhaltigkeit sowie den Klima- und Umweltschutz angeht, vielversprechend aus.

Anhang

A1 Tabellen zu Abschnitt 2

- A1 Tabelle zu Abbildung 2.2: Leistung & Lastabwurf Oktober 2012 bis September 2013** [vgl. PDB 2013-2]
und Tabelle zu Abbildung 2.9: Leistungsbedarf von Oktober 2012 bis September 2013 [vgl. PDB 2013-2]

	geforderte Leistung (MW)	abgegebene Leistung (MW)	Lastabwurf (MW)
Okt 12	5.332	4.898	435
Nov 12	4.738	4.474	264
Dez 12	4.604	4.232	373
Jan 13	4.666	4.223	443
Feb 13	4.915	4.830	88
Mär 13	5.403	5.296	107
Apr 13	5.555	5.432	123
Mai 13	5.312	5.272	39
Jun 13	5.632	5.548	84
Jul 13	6.049	5.863	187
Aug 13	5.666	5.447	219
Sep 13	5.895	5.439	456

A1 Tabelle zu Abbildung 2.6: Primärenergieverbrauch von 1990 bis 2011 [vgl. IEA 1990 – IEA 2011]

Jahr	Kohle	Öl	Gas	Wasser	Biomasse	Total
1990	281	1.791	3.724	76	6.863	12.736
1991	90	1.685	3.835	72	6.875	12.556
1992	84	1.871	4.237	68	6.991	13.253
1993	31	2.078	4.808	52	7.020	13.989
1994	29	2.166	5.145	73	7.198	14.611
1995	321	2.838	5.489	32	7.217	15.897
1996	176	2.898	5.891	64	6.962	15.991
1997	323	3.335	5.791	62	7.194	16.705
1998	93	3.673	6.258	74	7.306	17.404
1999	46	3.237	6.823	72	7.469	17.645
2000	330	3.214	7.374	64	7.609	18.591
2001	350	3.783	8.258	85	7.747	20.223
2002	365	3.755	8.687	64	7.883	20.756
2003	384	3.905	9.345	64	8.015	21.713
2004	408	3.856	10.087	64	8.139	22.554
2005	449	4.300	10.800	64	8.254	23.868
2006	560	4.005	12.344	64	8.358	25.332
2007	756	4.177	13.176	64	8.452	26.626
2008	820	4.349	14.082	82	8.541	27.873
2009	862	4.279	15.321	36	8.632	29.131
2010	904	4.570	16.490	63	8.730	30.756
2011	912	4.858	16.614	75	8.836	31.294

A1 Abbildung 2.7: Pro-Kopf-Energieerzeugung und –verbrauch von 1977 bis 2013

[vgl. PDB 2013-1]

Fiskaljahr	Pro-Kopf-Erzeugung (kWh)	Pro-Kopf-Verbrauch (kWh)
1977	19,80	12,39
1978	22,85	14,39
1979	24,78	16,13
1980	26,85	16,04
1981	29,73	19,43
1982	33,04	22,07
1983	36,48	25,49
1984	41,25	28,12
1985	46,16	28,96
1986	48,00	33,07
1987	54,19	33,81
1988	62,02	35,77
1989	65,91	43,49
1990	70,02	42,6
1991	74,77	44,04
1992	79,32	53,7
1993	80,01	60,02
1994	84,19	64,08
1995	92,06	71,32
1996	96,79	75,88
1997	99,03	78,9
1998	101,83	80,44
1999	112,89	88,69
2000	119,71	95,85
2001	123,14	106,08
2002	136,02	113,8
2003	138,36	122,43
2004	149,94	133,11
2005	155,78	139,68
2006	164,73	150,22
2007	164,75	149,97
2008	174,45	158,2
2009	183,26	165,32
2010	200,32	170,27
2011	211,86	180,08
2012	231,86	197,72
2013	248,89	213,15

A1 Tabelle zu Abbildung 2.8: Kraftwerkskapazitäten 1975 bis 2013 [vgl. PDB 2013-1]

Fiskaljahr	Installierte Leistung (MW)	Vorhandene Leistung (MW)	Max. Leistungsbedarf (MW)	Lastabwurf (MW)
1975	667	490	266	0
1976	766	606	301	0
1977	767	571	342	0
1978	752	557	396	0
1979	718	571	437	0
1980	822	625	462	0
1981	813	707	545	0
1982	857	712	604	0
1983	919	810	709	0
1984	1.121	998	761	0
1985	1.141	1.018	887	0
1986	1.171	1.016	883	0
1987	1.607	1.442	1.084	0
1988	2.146	1.859	1.317	200
1989	2.365	1.936	1.393	170
1990	2.352	1.834	1.509	180
1991	2.350	1.719	1.640	340
1992	2.398	1.724	1.672	550
1993	2.608	1.918	1.823	480
1994	2.608	1.881	1.875	540
1995	2.908	2.133	1.970	537
1996	2.908	2.105	2.087	545
1997	2.908	2.148	2.114	674
1998	3.091	2.320	2.136	711
1999	3.603	2.850	2.449	774
2000	3.711	2.665	2.665	536
2001	4.005	3.033	3.033	663
2002	4.230	3.218	3.218	367
2003	4.680	3.428	3.428	468
2004	4.680	3.592	3.592	694
2005	4.995	3.721	3.721	770
2006	5.245	3.782	3.782	1.312
2007	5.202	3.718	3.718	1.345
2008	5.201	4.130	4.130	1.049
2009	5.719	5.166	4.162	1.269
2010	5.823	5.271	4.606	1.459
2011	7.264	6.639	4.890	1.335
2012	8.716	8.100	6.066	1.058
2013	9.151	8.537	6.434	1.048

**A1 Tabelle zu Abbildung 2.11: Leistung netzgebundener Versorgungsquellen
Februar 2014 [vgl. PDB 2014-2]**

	Installierte Leistung (MW)	Verfügbare Leistung (MW)
Gas	6.615	6.218
Kohle	250	200
Öl	1.963	1.926
Diesel	683	661
Wasser	230	220
Import	500	500
Gesamt	10.241	9.725

**A1 Tabelle zu Abbildung 2.13: Prozentualer Anteil verschiedener Energiequellen von
2008 bis 2013**

[vgl. PDB 2008] [vgl. PDB 2009] [vgl. PDB 2010] [vgl. PDB 2011] [vgl. PDB 2012] [vgl. PDB 2013-1]

Fiskaljahr	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Gas	86,25%	88,44%	88,52%	80,99%	78,11%	77,08%
Kohle	4,27%	4,02%	3,75%	2,64%	2,65%	3,17%
Öl	4,49%	3,89%	3,19%	6,04%	12,44%	15,26%
Diesel	1,09%	2,03%	1,89%	7,37%	4,49%	2,04%
Wasser	3,91%	1,62%	2,65%	2,96%	2,33%	2,45%

**A1 Tabelle zu Abbildung 2.14: Erzeugte Energie nach Energiequellen von 2008 bis
2013 in GWh**

[vgl. PDB 2008] [vgl. PDB 2009] [vgl. PDB 2010] [vgl. PDB 2011] [vgl. PDB 2012] [vgl. PDB 2013-1]

Fiskaljahr	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Gas	20.968	22.661	24.316	23.879	26.085	28.119
Kohle	1.038	1.031	729	780	883	1.156
Öl	1.091	996	877	1.780	4.154	5.568
Diesel	264	521	517	2.174	1.498	745
Wasser	950	414	729	872	777	894

A1 Tabelle zu Abbildung 2.17: Energieverbrauch und Ausgaben für Energie nach Energiequelle [vgl. ASA 2004]

	Feuerholz	Ernterückstände	Dung	Blätter	Petroleum	Elektr. (Netz)	Elektr. (autark)	Andere
Energieverbrauch	44%	21%	17%	15%	2%	1%	0%	0%
Ausgaben für Energie	38%	13%	14%	9%	12%	10%	3%	1%

A1 Tabelle zu Abbildung 2.19: Zusammenfassung der Aufteilung der Versorgungsquellen

[vgl. ASA 2004] [vgl. GS 2014-1] [vgl. GS 2014-2] [vgl. IDC 2014-2] [vgl. IEA 2011] [vgl. KAB 2012] [vgl. PDB 2014-3] [vgl. REB 2014]

	nicht erneuerbar	erneuerbar
Primärenergie	71,5%	28,5%
netzgebunden	97,5%	2,5%
nicht netzgebunden	13,7%	86,3%
ländliche HH	3,0%	97,0%

A2 Statistische Reichweite für einheimisches Gas

Um die Statistische Reichweite bis zur Erschöpfung der Vorräte des einheimischen Gases zu berechnen, wurde die Geometrische Reihe verwendet.

$$a + aq + aq^2 + \dots + aq^{n-1} = \sum_{k=1}^n aq^{k-1} = \frac{a(q^n - 1)}{q - 1} \text{ für } q \neq 1$$

$$\sum_{k=1}^n (aq^{k-1} - a) = \frac{a(q^n - 1)}{q - 1}$$

$$n = \log_q \left(\frac{\sum_{k=1}^n (aq^{k-1} - a)(q - 1)}{a} + 1 \right)$$

Als Eingangsdaten dienen als Anfangswert a der Gasverbrauch im FJ 2012 mit $21,3 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, als Quotient q der jährliche Anstieg des Gasverbrauchs von angenommenen 7%, also $q = 1,07$ und als Gesamtsumme dient die noch vermutete Restgasmenge von $578 \cdot 10^9 \text{ m}^3$.

$$a = 21,2 \cdot 10^9 \text{ m}^3; q = 1,07; \sum_{k=1}^n aq^{k-1} = 578 \cdot 10^9 \text{ m}^3$$

$$n = \log_{1,07} \left(\frac{(578 \cdot 10^9 \text{ m}^3 - 21,2 \cdot 10^9 \text{ m}^3) \cdot (1,07 - 1)}{21,2 \cdot 10^9 \text{ m}^3} + 1 \right)$$

$$\underline{n = 15,42}$$

Das Endergebnis ist eine statistische Reichweite von 15,42 Jahren, bis die Gasreserven von Bangladesch aufgebraucht sind.

A3 Tabelle zu Abbildung 3.4: Mittlere Windgeschwindigkeit in 25m Höhe in m/s [KAB 2012]

Station	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Cox's Bazar	2,34	1,95	2,48	1,84	3,97	4,64	4,8	4,31	3,69	3,74	2,93	1,78
Kutubdia	3,67	3,29	3,53	3,11	4,89	5,9	6,17	5,34	3,6	4,02	3,23	3,38
Teknaf	2,12	1,9	2,26	1,65	3,09	3,26	4,33	4,03	3,47	3,3	2,29	1,44
Kuakata	3,18	3,37	4,84	4,93	6,28	7,31	7,34	4,54	3,77	2,18	1,98	3,35

A4 Tabellen zu Abschnitt 4

A4 Tabelle zu Abbildung 4.1: Temperatur, Sonnenstunden und Regentage in Bangladesch [vgl. NAS 2014] [vgl. WXD 2014-1]
und zu Abbildung 4.2: Durchschnittstemperatur, Niederschlagsmenge, relative Luftfeuchtigkeit und Bedeckung in Bangladesch [vgl. ITE 2014] [vgl. NAS 2014] [vgl. WXD 2014-1]

	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	ø
Max. Temp. (°C)	25,4	28,1	32,5	33,7	32,9	32,1	31,4	31,6	31,6	31,6	29,6	26,4	30,6
Min. Temp. (°C)	12,7	15,5	20,4	23,6	24,5	26,1	26,2	26,3	25,9	23,8	19,2	14,1	21,4
Durchschnittstemp. (°C)	19,1	21,8	26,5	28,7	28,7	29,1	28,8	29,0	28,8	27,7	24,4	20,3	26,1
Sonnenstunden/Tag	7,1	8,0	8,3	7,9	7,1	4,7	4,2	4,5	5,1	7,4	7,9	7,8	6,7
Regentage	2	3	6	10	18	21	24	22	18	10	3	2	11,6
rel. Luftfeuchtigkeit (%)	53,7	49,2	52,3	69,5	78,0	84,4	86,3	85,7	84,6	80,1	72,7	60,9	71,6
Niederschlag (mm/Tag)	0,30	0,92	2,13	4,44	8,51	13,7	14,3	11,0	10,0	5,38	1,25	0,28	6,06
monatl. Tagesbedeckung (%)	23,9	25,2	30,9	46,0	59,0	77,4	83,0	80,5	74,4	47,5	28,9	20,1	49,9

A4 Tabelle zu Abbildung 4.3: Sonnenbahndiagramm für Dhaka [vgl. SPA 2014]

Datum	Uhrzeit	Sonnenhöhe γ_s (°)	Sonnenazimut α_s (°)	Datum	Uhrzeit	Sonnenhöhe γ_s (°)	Sonnenazimut α_s (°)
21.01.	0:00	-85,7	328,9	21.07.	0:00	-45,7	358,4
21.01.	1:00	-77,7	74,9	21.07.	1:00	-43,7	18,0
21.01.	2:00	-64,1	87,2	21.07.	2:00	-37,6	34,7
21.01.	3:00	-50,4	93,1	21.07.	3:00	-28,5	47,5
21.01.	4:00	-36,7	97,9	21.07.	4:00	-17,6	57,2
21.01.	5:00	-23,2	102,6	21.07.	5:00	-5,6	64,6
21.01.	6:00	-10,0	107,5	21.07.	6:00	7,2	70,7
21.01.	7:00	3,1	113,3	21.07.	7:00	20,3	75,8
21.01.	8:00	15,2	120,3	21.07.	8:00	33,7	80,4
21.01.	9:00	26,5	129,4	21.07.	9:00	47,3	84,9
21.01.	10:00	36,2	141,4	21.07.	10:00	61,0	90,2
21.01.	11:00	43,2	157,3	21.07.	11:00	74,7	99,0
21.01.	12:00	46,3	176,7	21.07.	12:00	86,6	160,9
21.01.	13:00	44,7	196,8	21.07.	13:00	76,8	258,4
21.01.	14:00	38,8	214,0	21.07.	14:00	63,2	268,7
21.01.	15:00	29,8	227,2	21.07.	15:00	49,4	274,2
21.01.	16:00	19,0	237,1	21.07.	16:00	35,8	278,8
21.01.	17:00	7,1	244,7	21.07.	17:00	22,4	283,4
21.01.	18:00	-5,8	250,8	21.07.	18:00	9,2	288,4
21.01.	19:00	-18,9	256,0	21.07.	19:00	-3,7	294,2
21.01.	20:00	-32,4	260,8	21.07.	20:00	-15,9	301,4
21.01.	21:00	-46,0	265,5	21.07.	21:00	-27,0	310,6
21.01.	22:00	-59,7	271,0	21.07.	22:00	-36,4	322,9
21.01.	23:00	-73,4	280,2	21.07.	23:00	-43,2	339,0
21.02.	0:00	-76,7	347,0	21.08.	0:00	-54,0	359,3
21.02.	1:00	-72,7	43,4	21.08.	1:00	-51,3	23,2
21.02.	2:00	-61,2	67,8	21.08.	2:00	-43,8	42,0
21.02.	3:00	-48,0	79,4	21.08.	3:00	-33,5	55,3
21.02.	4:00	-34,4	86,9	21.08.	4:00	-21,6	65,0
21.02.	5:00	-20,7	92,9	21.08.	5:00	-8,8	72,4
21.02.	6:00	-7,0	98,6	21.08.	6:00	4,7	78,6
21.02.	7:00	6,6	104,7	21.08.	7:00	18,1	84,3
21.02.	8:00	19,6	111,7	21.08.	8:00	31,8	90,1
21.02.	9:00	31,9	120,7	21.08.	9:00	45,5	96,8
21.02.	10:00	42,9	133,0	21.08.	10:00	59,0	106,5
21.02.	11:00	51,5	150,8	21.08.	11:00	71,4	125,7
21.02.	12:00	55,6	174,8	21.08.	12:00	78,4	178,1
21.02.	13:00	53,8	200,2	21.08.	13:00	71,9	232,6
21.02.	14:00	46,8	220,7	21.08.	14:00	59,6	252,8
21.02.	15:00	36,6	235,0	21.08.	15:00	46,2	262,7
21.02.	16:00	24,7	245,1	21.08.	16:00	32,5	269,5
21.02.	17:00	11,9	252,8	21.08.	17:00	18,8	275,3
21.02.	18:00	-1,5	259,2	21.08.	18:00	5,3	280,9
21.02.	19:00	-15,1	265,0	21.08.	19:00	-8,2	287,0
21.02.	20:00	-28,8	270,9	21.08.	20:00	-21,0	294,4
21.02.	21:00	-42,5	277,7	21.08.	21:00	-33,1	303,8
21.02.	22:00	-55,9	287,2	21.08.	22:00	-43,6	317,0
21.02.	23:00	-68,3	304,8	21.08.	23:00	-51,3	335,5
21.03.	0:00	-66,2	356,4	21.09.	0:00	-65,3	5,0
21.03.	1:00	-62,9	30,9	21.09.	1:00	-60,3	36,4
21.03.	2:00	-53,5	53,5	21.09.	2:00	-50,3	56,2
21.03.	3:00	-41,5	67,0	21.09.	3:00	-38,1	68,6
21.03.	4:00	-28,5	76,1	21.09.	4:00	-25,0	77,1
21.03.	5:00	-15,0	83,1	21.09.	5:00	-11,5	84,0
21.03.	6:00	-1,3	89,3	21.09.	6:00	2,5	90,1
21.03.	7:00	12,5	95,4	21.09.	7:00	16,0	96,3

21.03.	8:00	26,1	102,2	21.09.	8:00	29,5	103,4
21.03.	9:00	39,2	110,8	21.09.	9:00	42,6	112,5
21.03.	10:00	51,5	123,1	21.09.	10:00	54,5	126,3
21.03.	11:00	61,6	143,6	21.09.	11:00	63,9	149,6
21.03.	12:00	66,5	176,5	21.09.	12:00	66,9	185,4
21.03.	13:00	63,1	211,3	21.09.	13:00	61,6	218,3
21.03.	14:00	53,7	233,9	21.09.	14:00	51,3	238,2
21.03.	15:00	41,7	247,4	21.09.	15:00	38,9	250,3
21.03.	16:00	28,6	256,5	21.09.	16:00	25,7	258,6
21.03.	17:00	15,2	263,5	21.09.	17:00	12,1	265,3
21.03.	18:00	1,7	269,7	21.09.	18:00	-1,7	271,4
21.03.	19:00	-12,3	275,9	21.09.	19:00	-15,4	277,6
21.03.	20:00	-25,9	282,7	21.09.	20:00	-28,9	284,8
21.03.	21:00	-39,0	291,4	21.09.	21:00	-41,8	294,1
21.03.	22:00	-51,2	303,9	21.09.	22:00	-53,7	308,0
21.03.	23:00	-61,1	324,3	21.09.	23:00	-62,7	331,0
21.04.	0:00	-54,6	1,2	21.10.	0:00	-76,2	17,6
21.04.	1:00	-51,4	25,1	21.10.	1:00	-67,4	57,5
21.04.	2:00	-43,6	43,6	21.10.	2:00	-54,9	73,9
21.04.	3:00	-33,0	56,7	21.10.	3:00	-41,4	83,1
21.04.	4:00	-20,9	66,1	21.10.	4:00	-27,7	89,7
21.04.	5:00	-8,0	73,4	21.10.	5:00	-14,0	95,6
21.04.	6:00	5,5	79,5	21.10.	6:00	0,1	101,4
21.04.	7:00	19,0	85,1	21.10.	7:00	12,9	107,8
21.04.	8:00	32,7	91,0	21.10.	8:00	25,6	115,7
21.04.	9:00	46,4	97,9	21.10.	9:00	37,4	126,1
21.04.	10:00	59,8	108,0	21.10.	10:00	47,4	140,9
21.04.	11:00	72,0	128,7	21.10.	11:00	54,1	161,8
21.04.	12:00	78,1	183,4	21.10.	12:00	55,4	187,3
21.04.	13:00	70,9	234,3	21.10.	13:00	50,8	210,8
21.04.	14:00	58,5	253,3	21.10.	14:00	42,0	228,1
21.04.	15:00	45,1	263,0	21.10.	15:00	30,9	240,1
21.04.	16:00	31,4	269,8	21.10.	16:00	18,5	248,9
21.04.	17:00	17,7	275,5	21.10.	17:00	5,5	255,8
21.04.	18:00	4,3	281,2	21.10.	18:00	-8,2	261,8
21.04.	19:00	-9,2	287,5	21.10.	19:00	-21,8	267,5
21.04.	20:00	-22,0	294,9	21.10.	20:00	-35,6	273,6
21.04.	21:00	-33,9	304,6	21.10.	21:00	-49,2	281,2
21.04.	22:00	-44,3	318,1	21.10.	22:00	-62,3	293,3
21.04.	23:00	-51,7	337,1	21.10.	23:00	-73,6	319,7
21.05.	0:00	-46,2	1,7	21.11.	0:00	-84,6	44,1
21.05.	1:00	-43,4	21,3	21.11.	1:00	-71,9	81,1
21.05.	2:00	-36,6	37,4	21.11.	2:00	-58,3	89,6
21.05.	3:00	-27,1	49,7	21.11.	3:00	-44,6	95,0
21.05.	4:00	-16,0	58,9	21.11.	4:00	-30,9	99,7
21.05.	5:00	-3,8	66,1	21.11.	5:00	-17,5	104,5
21.05.	6:00	9,1	71,9	21.11.	6:00	-4,4	109,8
21.05.	7:00	22,3	76,9	21.11.	7:00	8,3	116,0
21.05.	8:00	35,8	81,5	21.11.	8:00	20,2	123,8
21.05.	9:00	49,4	86,2	21.11.	9:00	30,9	134,0
21.05.	10:00	63,2	92,0	21.11.	10:00	39,6	147,6
21.05.	11:00	76,8	102,9	21.11.	11:00	45,1	165,2
21.05.	12:00	86,3	198,6	21.11.	12:00	46,2	185,4
21.05.	13:00	74,5	260,0	21.11.	13:00	42,6	204,5
21.05.	14:00	60,9	269,2	21.11.	14:00	35,3	220,0
21.05.	15:00	47,1	274,7	21.11.	15:00	25,4	231,7
21.05.	16:00	33,5	279,3	21.11.	16:00	14,0	240,5
21.05.	17:00	20,1	284,0	21.11.	17:00	1,9	247,4
21.05.	18:00	7,0	289,1	21.11.	18:00	-11,3	253,0
21.05.	19:00	-5,8	295,1	21.11.	19:00	-24,6	257,9
21.05.	20:00	-17,9	302,6	21.11.	20:00	-38,2	262,6
21.05.	21:00	-28,8	312,3	21.11.	21:00	-51,8	267,4

21.05.	22:00	-37,9	325,1	21.11.	22:00	-65,6	273,7
21.05.	23:00	-44,0	341,9	21.11.	23:00	-79,1	287,7
21.06.	0:00	-42,9	0,0	21.12.	0:00	-89,0	73,0
21.06.	1:00	-40,7	18,2	21.12.	1:00	-75,4	92,1
21.06.	2:00	-34,6	33,9	21.12.	2:00	-61,7	95,8
21.06.	3:00	-25,7	46,1	21.12.	3:00	-48,0	99,3
21.06.	4:00	-15,1	55,4	21.12.	4:00	-34,6	103,0
21.06.	5:00	-3,3	62,6	21.12.	5:00	-21,3	107,1
21.06.	6:00	9,3	68,4	21.12.	6:00	-8,4	112,0
21.06.	7:00	22,2	73,1	21.12.	7:00	4,2	117,8
21.06.	8:00	35,5	77,3	21.12.	8:00	15,8	125,1
21.06.	9:00	48,9	81,0	21.12.	9:00	26,4	134,6
21.06.	10:00	62,5	84,4	21.12.	10:00	35,1	147,0
21.06.	11:00	76,2	88,1	21.12.	11:00	40,9	162,8
21.06.	12:00	89,7	176,2	21.12.	12:00	42,9	181,2
21.06.	13:00	76,3	271,9	21.12.	13:00	40,4	199,3
21.06.	14:00	62,6	275,6	21.12.	14:00	34,1	214,7
21.06.	15:00	49,0	279,0	21.12.	15:00	25,2	226,7
21.06.	16:00	35,5	282,7	21.12.	16:00	14,4	235,9
21.06.	17:00	22,2	286,9	21.12.	17:00	2,8	243,0
21.06.	18:00	9,3	291,6	21.12.	18:00	-10,0	248,7
21.06.	19:00	-3,3	297,4	21.12.	19:00	-23,0	253,4
21.06.	20:00	-15,1	304,6	21.12.	20:00	-36,2	257,5
21.06.	21:00	-25,7	313,9	21.12.	21:00	-49,7	261,2
21.06.	22:00	-34,6	326,1	21.12.	22:00	-63,4	264,6
21.06.	23:00	-40,6	341,7	21.12.	23:00	-77,1	268,4

A4 Tabelle zu Abbildung 4.6: Verlauf der Tagessummen der direkten und diffusen Bestrahlungsstärke in Dhaka [vgl. NRE 2007] [vgl. SPA 2014]
und Tabelle zu Abbildung 4.8: Verlauf der Tagessummen der globalen Bestrahlungsstärke in Dhaka [vgl. NRE 2007] [vgl. SPA 2014]

Datum	$H_{dir,hor}$ (kWh/m ²)	$H_{diff,hor}$ (kWh/m ²)	$H_{G,hor}$ (kWh/m ²)	Datum	$H_{dir,hor}$ (kWh/m ²)	$H_{diff,hor}$ (kWh/m ²)	$H_{G,hor}$ (kWh/m ²)
01.01.	2,907	1,214	4,121	01.07.	0,191	2,568	2,759
02.01.	1,389	1,875	3,264	02.07.	0,46	3,458	3,918
03.01.	1,779	1,844	3,623	03.07.	0,317	3,152	3,469
04.01.	2,588	1,495	4,083	04.07.	2,163	3,658	5,821
05.01.	2,402	1,606	4,008	05.07.	1,398	3,429	4,827
06.01.	2,058	1,706	3,764	06.07.	0,926	3,09	4,016
07.01.	3,335	1,05	4,385	07.07.	1,037	2,477	3,514
08.01.	3,429	1,055	4,484	08.07.	2,232	3,579	5,811
09.01.	2,587	1,589	4,176	09.07.	0,121	3,062	3,183
10.01.	1,998	1,873	3,871	10.07.	0,495	3,37	3,865
11.01.	1,853	1,898	3,751	11.07.	0,092	2,248	2,34
12.01.	3,401	1,027	4,428	12.07.	0,546	2,637	3,183
13.01.	1,496	2,294	3,79	13.07.	0,339	2,875	3,214
14.01.	3,029	1,391	4,42	14.07.	2,561	3,212	5,773
15.01.	2,557	1,692	4,249	15.07.	0,727	3,634	4,361
16.01.	2,15	1,957	4,107	16.07.	2,507	3,202	5,709
17.01.	2,658	1,676	4,334	17.07.	0,861	3,748	4,609
18.01.	2,689	1,668	4,357	18.07.	0,258	2,874	3,132
19.01.	1,82	2,217	4,037	19.07.	1,291	3,4	4,691
20.01.	3,165	1,398	4,563	20.07.	0,108	2,83	2,938
21.01.	3,534	1,134	4,668	21.07.	1,362	3,399	4,761
22.01.	2,934	1,468	4,402	22.07.	1,495	3,559	5,054
23.01.	1,337	2,262	3,599	23.07.	0,814	2,919	3,733
24.01.	3,443	1,22	4,663	24.07.	3,54	2,809	6,349
25.01.	3,86	1,013	4,873	25.07.	3,145	3,01	6,155
26.01.	3,125	1,427	4,552	26.07.	2,288	3,279	5,567
27.01.	2,774	1,684	4,458	27.07.	1,323	3,315	4,638
28.01.	1,769	1,946	3,715	28.07.	1,172	3,332	4,504
29.01.	1,818	2,024	3,842	29.07.	2,387	3,716	6,103
30.01.	2,386	2,123	4,509	30.07.	2,364	2,698	5,062
31.01.	3,576	1,296	4,872	31.07.	2,65	3,131	5,781
01.02.	2,614	2,031	4,645	01.08.	0,475	2,836	3,311
02.02.	2,769	1,871	4,64	02.08.	0,751	3,308	4,059
03.02.	2,381	1,823	4,204	03.08.	1,654	3,734	5,388
04.02.	2,129	2,395	4,524	04.08.	3,666	2,607	6,273
05.02.	4,035	1,204	5,239	05.08.	1,834	3,521	5,355
06.02.	1,47	2,586	4,056	06.08.	2,588	3,034	5,622
07.02.	3,096	1,768	4,864	07.08.	1,998	3,789	5,787
08.02.	3,37	1,739	5,109	08.08.	2,058	2,628	4,686
09.02.	3,166	1,895	5,061	09.08.	1,08	2,984	4,064
10.02.	2,226	2,516	4,742	10.08.	1,336	3,421	4,757
11.02.	1,966	2,694	4,66	11.08.	0,115	2,87	2,985
12.02.	2,7	2,071	4,771	12.08.	0,549	2,604	3,153
13.02.	2,432	2,462	4,894	13.08.	0,228	3,01	3,238
14.02.	1,892	2,74	4,632	14.08.	0,571	2,724	3,295
15.02.	3,149	2,002	5,151	15.08.	1,098	3,733	4,831
16.02.	3,333	1,937	5,27	16.08.	1,191	2,886	4,077
17.02.	2,846	2,181	5,027	17.08.	2,498	3,079	5,577
18.02.	1,964	2,526	4,49	18.08.	2,774	2,763	5,537
19.02.	1,013	2,89	3,903	19.08.	2,977	2,634	5,611
20.02.	2,873	2,289	5,162	20.08.	1,517	3,446	4,963

21.02.	3,991	1,678	5,669	21.08.	3,015	2,784	5,799
22.02.	3,774	1,802	5,576	22.08.	2,008	3,304	5,312
23.02.	1,785	2,841	4,626	23.08.	2,046	2,733	4,779
24.02.	4,602	1,282	5,884	24.08.	2,951	2,637	5,588
25.02.	1,934	3,123	5,057	25.08.	2,858	2,431	5,289
26.02.	3,649	2,009	5,658	26.08.	1,596	3,392	4,988
27.02.	3,793	1,878	5,671	27.08.	4,536	2,12	6,656
28.02.	3,125	2,371	5,496	28.08.	1,143	3,236	4,379
01.03.	3,118	2,48	5,598	29.08.	1,422	3,271	4,693
02.03.	3,778	2,037	5,815	30.08.	0,137	2,087	2,224
03.03.	1,497	3,137	4,634	31.08.	1,059	3,309	4,368
04.03.	4,699	1,42	6,119	01.09.	1,636	3,108	4,744
05.03.	3,828	1,86	5,688	02.09.	1,306	3,255	4,561
06.03.	4,423	1,542	5,965	03.09.	1,632	3,26	4,892
07.03.	4,365	1,861	6,226	04.09.	0,751	3,513	4,264
08.03.	4,2	1,884	6,084	05.09.	2,939	2,724	5,663
09.03.	1,988	3,04	5,028	06.09.	2,069	2,943	5,012
10.03.	1,534	3,157	4,691	07.09.	1,966	2,693	4,659
11.03.	3,492	2,09	5,582	08.09.	2,072	2,824	4,896
12.03.	4,243	1,718	5,961	09.09.	1,817	2,795	4,612
13.03.	2,71	2,83	5,54	10.09.	2,125	2,908	5,033
14.03.	3,443	2,481	5,924	11.09.	1,997	2,615	4,612
15.03.	2,627	3,107	5,734	12.09.	3,346	2,361	5,707
16.03.	2,921	2,583	5,504	13.09.	3,116	2,53	5,646
17.03.	4,657	1,607	6,264	14.09.	1,481	2,703	4,184
18.03.	1,811	3,785	5,596	15.09.	2,796	2,897	5,693
19.03.	4,231	2,161	6,392	16.09.	0,602	2,969	3,571
20.03.	3,561	2,715	6,276	17.09.	2,183	2,878	5,061
21.03.	3,143	3,029	6,172	18.09.	0,097	2,107	2,204
22.03.	4,284	2,205	6,489	19.09.	0,45	2,741	3,191
23.03.	1,861	2,484	4,345	20.09.	0,76	2,861	3,621
24.03.	1,08	2,823	3,903	21.09.	1,123	2,56	3,683
25.03.	1,292	3,004	4,296	22.09.	2,046	2,783	4,829
26.03.	1,622	3,153	4,775	23.09.	1,322	2,688	4,01
27.03.	0,572	3,36	3,932	24.09.	2,584	2,909	5,493
28.03.	1,913	3,844	5,757	25.09.	1,941	2,456	4,397
29.03.	0,654	2,925	3,579	26.09.	2,079	2,828	4,907
30.03.	3,824	2,495	6,319	27.09.	3,744	1,776	5,52
31.03.	2,305	3,491	5,796	28.09.	2,423	2,738	5,161
01.04.	3,116	2,995	6,111	29.09.	4,317	1,577	5,894
02.04.	2,242	3,557	5,799	30.09.	4,018	1,804	5,822
03.04.	3,24	2,553	5,793	01.10.	1,128	2,915	4,043
04.04.	3,028	3,285	6,313	02.10.	0,185	1,833	2,018
05.04.	3,75	2,747	6,497	03.10.	0,837	3,247	4,084
06.04.	3,721	2,858	6,579	04.10.	3,032	2,228	5,26
07.04.	2,54	3,481	6,021	05.10.	1,857	2,954	4,811
08.04.	2,267	3,564	5,831	06.10.	2,435	2,165	4,6
09.04.	1,624	3,502	5,126	07.10.	3,2	1,901	5,101
10.04.	4,004	2,429	6,433	08.10.	3,965	1,365	5,33
11.04.	3,21	3,12	6,33	09.10.	4,808	1,131	5,939
12.04.	2,086	3,468	5,554	10.10.	5,129	0,857	5,986
13.04.	2,021	3,776	5,797	11.10.	2,879	2,463	5,342
14.04.	2,218	3,007	5,225	12.10.	3,524	1,598	5,122
15.04.	3,507	2,761	6,268	13.10.	1,925	2,469	4,394
16.04.	5,356	1,81	7,166	14.10.	2,677	2,153	4,83
17.04.	3,301	3,003	6,304	15.10.	1,566	2,905	4,471
18.04.	4,501	2,333	6,834	16.10.	2,687	2,328	5,015
19.04.	2,323	3,261	5,584	17.10.	2,547	2,24	4,787
20.04.	3,87	2,778	6,648	18.10.	0,353	1,59	1,943
21.04.	3,267	3,389	6,656	19.10.	0,059	1,594	1,653
22.04.	2,213	4,054	6,267	20.10.	0,918	2,836	3,754
23.04.	2,914	3,22	6,134	21.10.	3,292	1,794	5,086

24.04.	1,064	3,212	4,276	22.10.	2,668	1,927	4,595
25.04.	0,669	3,568	4,237	23.10.	3,483	1,686	5,169
26.04.	2,637	2,83	5,467	24.10.	3,709	1,54	5,249
27.04.	1,262	3,327	4,589	25.10.	3,258	1,692	4,95
28.04.	0,374	1,867	2,241	26.10.	3,72	1,455	5,175
29.04.	3,515	3,204	6,719	27.10.	4,676	0,838	5,514
30.04.	2,925	3,093	6,018	28.10.	4,029	1,157	5,186
01.05.	2,012	3,828	5,84	29.10.	4,751	0,751	5,502
02.05.	0,835	3,099	3,934	30.10.	2,986	1,879	4,865
03.05.	3,489	3,028	6,517	31.10.	2,944	1,727	4,671
04.05.	0,872	4,456	5,328	01.11.	4,019	1,155	5,174
05.05.	1,985	3,952	5,937	02.11.	4,448	0,843	5,291
06.05.	0,31	2,69	3	03.11.	4,149	0,893	5,042
07.05.	3,718	3,076	6,794	04.11.	3,086	1,667	4,753
08.05.	3,654	2,92	6,574	05.11.	3,328	1,593	4,921
09.05.	2,723	3,416	6,139	06.11.	3,545	1,187	4,732
10.05.	3,321	3,21	6,531	07.11.	3,761	1,256	5,017
11.05.	2,842	3,328	6,17	08.11.	3,159	1,56	4,719
12.05.	1,41	3,63	5,04	09.11.	1,936	1,855	3,791
13.05.	1,803	3,634	5,437	10.11.	1,346	1,979	3,325
14.05.	2,144	3,555	5,699	11.11.	1,103	2,43	3,533
15.05.	1,161	4,736	5,897	12.11.	2,947	1,494	4,441
16.05.	3,453	3,454	6,907	13.11.	0,679	1,888	2,567
17.05.	3,381	2,843	6,224	14.11.	2,331	1,958	4,289
18.05.	3,52	3,24	6,76	15.11.	3,318	1,226	4,544
19.05.	2,374	3,461	5,835	16.11.	1,488	2,285	3,773
20.05.	2,405	4,062	6,467	17.11.	1,501	2,168	3,669
21.05.	2,301	3,083	5,384	18.11.	2,825	1,481	4,306
22.05.	2,061	3,753	5,814	19.11.	1,14	2,293	3,433
23.05.	0,463	4,357	4,82	20.11.	0,504	2,048	2,552
24.05.	0,832	2,92	3,752	21.11.	2,902	1,332	4,234
25.05.	0,761	3,115	3,876	22.11.	3,777	0,957	4,734
26.05.	1,17	4,226	5,396	23.11.	3,983	0,735	4,718
27.05.	1,316	2,943	4,259	24.11.	2,904	1,39	4,294
28.05.	1,683	3,583	5,266	25.11.	2,963	1,284	4,247
29.05.	1,857	3,265	5,122	26.11.	2,456	1,677	4,133
30.05.	1,644	3,784	5,428	27.11.	2,322	1,719	4,041
31.05.	1,967	3,726	5,693	28.11.	2,473	1,68	4,153
01.06.	1,511	3,534	5,045	29.11.	1,664	1,711	3,375
02.06.	0,923	2,87	3,793	30.11.	1,653	2,05	3,703
03.06.	0,234	2,856	3,09	01.12.	1,768	1,849	3,617
04.06.	1,094	3,721	4,815	02.12.	1,608	1,796	3,404
05.06.	2,035	3,289	5,324	03.12.	0,877	2,083	2,96
06.06.	2,881	3,335	6,216	04.12.	1,3	2,156	3,456
07.06.	1,658	3,916	5,574	05.12.	2,252	1,671	3,923
08.06.	1,505	3,925	5,43	06.12.	1,794	1,868	3,662
09.06.	2,339	3,956	6,295	07.12.	3,159	1,115	4,274
10.06.	3,679	3,051	6,73	08.12.	2,771	1,313	4,084
11.06.	1,971	3,157	5,128	09.12.	3,116	1,115	4,231
12.06.	1,529	3,036	4,565	10.12.	3,388	1,007	4,395
13.06.	0,187	2,874	3,061	11.12.	3,633	0,829	4,462
14.06.	0,085	2,846	2,931	12.12.	2,387	1,589	3,976
15.06.	0,034	2,767	2,801	13.12.	2,616	1,419	4,035
16.06.	1,539	3,658	5,197	14.12.	1,959	1,694	3,653
17.06.	0,292	3,347	3,639	15.12.	3,642	0,768	4,41
18.06.	2,277	3,91	6,187	16.12.	2,707	1,314	4,021
19.06.	4,417	2,568	6,985	17.12.	3,362	0,991	4,353
20.06.	2,017	3,925	5,942	18.12.	3,449	0,9	4,349
21.06.	1,605	3,564	5,169	19.12.	2,148	1,686	3,834
22.06.	1,452	2,633	4,085	20.12.	2,281	1,456	3,737
23.06.	0,635	3,576	4,211	21.12.	2,392	1,495	3,887
24.06.	1,714	3,53	5,244	22.12.	2,888	1,302	4,19

25.06.	1,429	3,295	4,724	23.12.	2,305	1,579	3,884
26.06.	2,626	2,956	5,582	24.12.	2,834	1,242	4,076
27.06.	2,239	3,515	5,754	25.12.	2,944	1,17	4,114
28.06.	1,996	3,189	5,185	26.12.	2,861	1,133	3,994
29.06.	2,426	3,116	5,542	27.12.	2,45	1,411	3,861
30.06.	1,32	2,995	4,315	28.12.	2,169	1,659	3,828
				29.12.	3,602	0,825	4,427
				30.12.	3,574	0,878	4,452
				31.12.	1,878	1,84	3,718

A4 Tabelle zu Abbildung 4.7: Stunden-Strahlungssummen in Dhaka am 21. Juni und 21. Dezember [vgl. NRE 2007] [vgl. SPA 2014]

Datum	Uhrzeit	$E_{dir,hor}$ (Wh/m ²)	$E_{diff,hor}$ (Wh/m ²)	Datum	Uhrzeit	$E_{dir,hor}$ (Wh/m ²)	$E_{diff,hor}$ (Wh/m ²)
21.06.	0:00	0	0	21.12.	0:00	0	0
21.06.	1:00	0	0	21.12.	1:00	0	0
21.06.	2:00	0	0	21.12.	2:00	0	0
21.06.	3:00	0	0	21.12.	3:00	0	0
21.06.	4:00	0	0	21.12.	4:00	0	0
21.06.	5:00	1	19	21.12.	5:00	0	0
21.06.	6:00	28	92	21.12.	6:00	1	3
21.06.	7:00	25	189	21.12.	7:00	15	61
21.06.	8:00	43	301	21.12.	8:00	160	126
21.06.	9:00	136	325	21.12.	9:00	135	215
21.06.	10:00	86	412	21.12.	10:00	352	191
21.06.	11:00	241	506	21.12.	11:00	420	196
21.06.	12:00	161	418	21.12.	12:00	500	200
21.06.	13:00	204	507	21.12.	13:00	334	202
21.06.	14:00	283	315	21.12.	14:00	307	141
21.06.	15:00	257	247	21.12.	15:00	139	106
21.06.	16:00	87	130	21.12.	16:00	29	53
21.06.	17:00	52	82	21.12.	17:00	0	1
21.06.	18:00	1	21	21.12.	18:00	0	0
21.06.	19:00	0	0	21.12.	19:00	0	0
21.06.	20:00	0	0	21.12.	20:00	0	0
21.06.	21:00	0	0	21.12.	21:00	0	0
21.06.	22:00	0	0	21.12.	22:00	0	0
21.06.	23:00	0	0	21.12.	23:00	0	0

A4 Tabelle zu Abbildung 4.16: Energie und Häufigkeit verschiedener Einstrahlungsklassen einer Anlage mit 25° Neigung und 0° Azimut nach Süden für Dhaka [vgl. NREL 2007] [vgl. SPA 2014]

Einstrahlungsklasse	0-50	50-100	100-150	150-200	200-250	250-300
H_G in Wh/m²	9.491	31.170	28.531	38.544	57.281	66.108
Anteil Stundenwerte	0,5%	1,6%	1,5%	2,0%	3,0%	3,5%
Häufigkeit	14,1%	8,8%	4,9%	4,7%	5,4%	5,1%
Einstrahlungsklasse	300-350	350-400	400-450	450-500	500-550	550-600
H_G in Wh/m²	62.339	77.301	96.334	108.971	108.475	117.341
Anteil Stundenwerte	3,3%	4,0%	5,0%	5,7%	5,7%	6,1%
Häufigkeit	4,1%	4,4%	4,8%	4,9%	4,4%	4,3%
Einstrahlungsklasse	600-650	650-700	700-750	750-800	800-850	850-900
H_G in Wh/m²	115.707	160.119	152.823	143.248	136.795	161.626
Anteil Stundenwerte	6,1%	8,4%	8,0%	7,5%	7,2%	8,5%
Häufigkeit	3,9%	5,0%	4,5%	3,9%	3,5%	3,9%
Einstrahlungsklasse	900-950	950-1000	1000-1050	1050-1100		
H_G in Wh/m²	124.462	91.279	24.361	0		
Anteil Stundenwerte	6,5%	4,8%	1,3%	0,0%		
Häufigkeit	2,9%	2,0%	0,5%	0,0%		

A4 Tabelle zu Abbildung 4.16: Energie und Häufigkeit verschiedener Einstrahlungsklassen einer Anlage mit 25° Neigung und 0° Azimut nach Süden für Cox's Bazar [vgl. NREL 2007] [vgl. SPA 2014]

Einstrahlungsklasse	0-50	50-100	100-150	150-200	200-250	250-300
H_G in Wh/m²	10.279	26.464	29.901	43.891	64.952	61.989
Anteil Stundenwerte	0,5%	1,3%	1,5%	2,2%	3,3%	3,1%
Häufigkeit	13,9%	7,8%	5,1%	5,3%	6,1%	4,8%
Einstrahlungsklasse	300-350	350-400	400-450	450-500	500-550	550-600
H_G in Wh/m²	50.899	66.542	100.608	101.073	102.440	84.452
Anteil Stundenwerte	2,6%	3,4%	5,1%	5,1%	5,2%	4,3%
Häufigkeit	3,3%	3,8%	5,0%	4,5%	4,2%	3,1%
Einstrahlungsklasse	600-650	650-700	700-750	750-800	800-850	850-900
H_G in Wh/m²	113.433	138.934	149.827	142.496	154.922	179.476
Anteil Stundenwerte	5,7%	7,0%	7,6%	7,2%	7,8%	9,1%
Häufigkeit	3,9%	4,4%	4,4%	3,9%	4,0%	4,4%
Einstrahlungsklasse	900-950	950-1000	1000-1050	1050-1100		
H_G in Wh/m²	169.105	130.189	54.972	2.169		
Anteil Stundenwerte	8,5%	6,6%	2,8%	0,1%		
Häufigkeit	3,9%	2,9%	1,1%	0,0%		

A5 Eingangs- und Ausgabedaten für die Anwendung des SPA-Algorithmus für Dhaka [vgl. SPA 2014]

MIDC SPA Calculator

Compute the solar position from universal time
and location using NREL's [Solar Position Algorithm \(SPA\)](#).

Required input values:

Enter start date:
Year: 2014 Month: January Day: 1

Enter end date:
Year: 2014 Month: December Day: 31

Enter output time interval:
Interval: 30 Units: Second Minute

Enter site location information:

23.7667 Observer latitude (negative south of equator) [degrees]
90.3833 Observer longitude (negative west of Greenwich) [degrees]
6 Observer time zone (negative west of Greenwich) [hours]
9 Observer elevation [meters]
1012 Annual average local pressure [millibars]
25.2 Annual average local temperature [degrees Celsius]

0.0 [AUT1](#) = Universal Time (UT) - Coordinated Universal Time (UTC) [seconds]
64.797 [AT](#) = Terrestrial Time (TT) - Universal Time (UT) [seconds]

Optional input values:

180 Surface azimuth rotation (measured from south to projection
of surface normal on horizontal plane, negative west) [degrees]
0 Surface slope (measured from the horizontal plane) [degrees]
0.5667 Atmospheric refraction at sunrise and sunset [degrees]

Check desired final output values:

Topocentric zenith angle [degrees]
 Topocentric azimuth angle (eastward from north) [0 to 360 degrees]

```

Date,Time,Topocentric zenith angle,Top. azimuth angle (eastward from N)
1/1/2014,0:00:00,179.181195,332.283091
1/1/2014,0:30:00,173.459557,85.034994
1/1/2014,1:00:00,166.604895,89.808877
1/1/2014,1:30:00,159.745324,92.392180
1/1/2014,2:00:00,152.896563,94.475209
1/1/2014,2:30:00,146.066142,96.393661
1/1/2014,3:00:00,139.260814,98.267262
1/1/2014,3:30:00,132.487762,100.156471
1/1/2014,4:00:00,125.755110,102.101347
1/1/2014,4:30:00,119.072339,104.134830
1/1/2014,5:00:00,112.450752,106.288552
1/1/2014,5:30:00,105.904064,108.596082
1/1/2014,6:00:00,99.449151,111.095268
1/1/2014,6:30:00,93.107051,113.830314
1/1/2014,7:00:00,86.691832,116.853862
1/1/2014,7:30:00,80.781568,120.229105
1/1/2014,8:00:00,75.003065,124.031705
1/1/2014,8:30:00,69.478346,128.350871
1/1/2014,9:00:00,64.290878,133.288165
1/1/2014,9:30:00,59.535621,138.951408
1/1/2014,10:00:00,55.327627,145.439552
1/1/2014,10:30:00,51.802606,152.813887
1/1/2014,11:00:00,49.109296,161.054740
1/1/2014,11:30:00,47.390670,170.015253
1/1/2014,12:00:00,46.754889,179.402120
1/1/2014,12:30:00,47.245889,188.816372

```

A5 Eingangs- und Ausgabedaten für die Anwendung des SPA-Algorithmus für Cox's Bazar [vgl. SPA 2014]

MIDC SPA Calculator

Compute the solar position from universal time
and location using NREL's [Solar Position Algorithm \(SPA\)](#).

Required input values:

Enter start date:
Year: 2014 Month: January Day: 1

Enter end date:
Year: 2014 Month: December Day: 31

Enter output time interval:
Interval: 30 Units: Second Minute

Enter site location information:

21.4333: Observer latitude (negative south of equator) [degrees]
91.9666: Observer longitude (negative west of Greenwich) [degrees]
6: Observer time zone (negative west of Greenwich) [hours]
4: Observer elevation [meters]
1012: Annual average local pressure [millibars]
25.2: Annual average local temperature [degrees Celsius]

0.0: $\Delta UT1$ = Universal Time (UT) - Coordinated Universal Time (UTC) [seconds]
64.797: ΔT = Terrestrial Time (TT) - Universal Time (UT) [seconds]

Optional input values:

180: Surface azimuth rotation (measured from south to projection
of surface normal on horizontal plane, negative west) [degrees]
0: Surface slope (measured from the horizontal plane) [degrees]
0.5667: Atmospheric refraction at sunrise and sunset [degrees]

Check desired final output values:

Topocentric zenith angle [degrees]
 Topocentric azimuth angle (eastward from north) [0 to 360 degrees]

```
Date,Time,Topocentric zenith angle,Top. azimuth angle (eastward from N)
1/1/2014,0:00:00,178.061728,146.269350
1/1/2014,0:30:00,171.820117,102.943755
1/1/2014,1:00:00,164.960205,99.157079
1/1/2014,1:30:00,158.063390,98.658988
1/1/2014,2:00:00,151.167541,99.122502
1/1/2014,2:30:00,144.285372,100.022709
1/1/2014,3:00:00,137.425291,101.183788
1/1/2014,3:30:00,130.595037,102.537421
1/1/2014,4:00:00,123.802854,104.058731
1/1/2014,4:30:00,117.058152,105.744596
1/1/2014,5:00:00,110.372080,107.605341
1/1/2014,5:30:00,103.758173,109.661591
1/1/2014,6:00:00,97.233175,111.943507
1/1/2014,6:30:00,90.232712,114.491344
1/1/2014,7:00:00,84.396440,117.356883
1/1/2014,7:30:00,78.357739,120.605433
1/1/2014,8:00:00,72.491359,124.318024
1/1/2014,8:30:00,66.887240,128.592956
1/1/2014,9:00:00,61.628838,133.544977
1/1/2014,9:30:00,56.817345,139.298664
1/1/2014,10:00:00,52.578486,145.970412
1/1/2014,10:30:00,49.062787,153.632292
1/1/2014,11:00:00,46.436068,162.256069
1/1/2014,11:30:00,44.855615,171.653928
1/1/2014,12:00:00,44.433674,181.459340
1/1/2014,12:30:00,45.202828,191.192266
```

A6 Beispiel für die Berechnung gem. Abschnitt 4.3 für Dhaka

Date	Time	θhor(°)	θhor(rad)	γS (°)	γS(rad)	αS (°)	αS(rad)	Edir,hor	Ediff,hor	EG,hor	γE (25°)	αE (0°)	κ	
											0,43633	0	1,041	
											Edir,gen	Ediff,gen	ε	Δ
1.1	0:30	173,46	3,03	-83,46	-1,46	85,04	1,48	0	0	0	0	0	0,00	0,00
1.1	1:30	159,75	2,79	-69,75	-1,22	92,39	1,61	0	0	0	0	0	0,00	0,00
1.1	2:30	146,07	2,55	-56,07	-0,98	96,39	1,68	0	0	0	0	0	0,00	0,00
1.1	3:30	132,49	2,31	-42,49	-0,74	100,16	1,75	0	0	0	0	0	0,00	0,00
1.1	4:30	119,07	2,08	-29,07	-0,51	104,13	1,82	0	0	0	0	0	0,00	0,00
1.1	5:30	105,90	1,85	-15,90	-0,28	108,60	1,90	0	0	0	0	0	0,00	0,00
1.1	6:30	93,11	1,63	-3,11	-0,05	113,83	1,99	0	2	2	0	2	1,00	-0,03
1.1	7:30	80,78	1,41	9,22	0,16	120,23	2,10	39	50	89	86	65	2,24	0,23
1.1	8:30	69,48	1,21	20,52	0,36	128,35	2,24	178	97	275	286	121	2,83	0,20
1.1	9:30	59,54	1,04	30,46	0,53	138,95	2,43	332	129	461	481	161	3,34	0,19
1.1	10:30	51,80	0,90	38,20	0,67	152,81	2,67	378	203	581	523	241	2,70	0,24
1.1	11:30	47,39	0,83	42,61	0,74	170,02	2,97	464	164	628	630	207	3,63	0,18
1.1	12:30	47,25	0,82	42,75	0,75	188,82	3,30	498	143	641	676	184	4,24	0,15
1.1	13:30	51,40	0,90	38,60	0,67	206,20	3,60	450	142	592	622	183	3,90	0,17
1.1	14:30	58,96	1,03	31,04	0,54	220,29	3,84	328	134	462	473	172	3,22	0,19
1.1	15:30	68,79	1,20	21,21	0,37	231,08	4,03	200	95	295	318	125	3,08	0,19
1.1	16:30	80,03	1,40	9,97	0,17	239,34	4,18	39	52	91	83	72	2,13	0,22
1.1	17:30	92,30	1,61	-2,30	-0,04	245,84	4,29	1	3	4	-3	3	-0,55	-0,05
1.1	18:30	105,07	1,83	-15,07	-0,26	251,14	4,38	0	0	0	0	0	0,00	0,00
1.1	19:30	118,22	2,06	-28,22	-0,49	255,66	4,46	0	0	0	0	0	0,00	0,00
1.1	20:30	131,62	2,30	-41,62	-0,73	259,68	4,53	0	0	0	0	0	0,00	0,00
1.1	21:30	145,20	2,53	-55,20	-0,96	263,48	4,60	0	0	0	0	0	0,00	0,00
1.1	22:30	158,87	2,77	-68,87	-1,20	267,53	4,67	0	0	0	0	0	0,00	0,00
1.1	23:30	172,59	3,01	-82,59	-1,44	274,63	4,79	0	0	0	0	0	0,00	0,00

											αE (0°)		αE (180°)				
F1	F11	F12	F13	F21	F22	F23	F2	a	b	Erefl,gen	θgen(rad)	EG,gen	Edir,gen	θgen(rad)	a	Ediff,gen	EG,gen
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,09	0	2,70	0	0	2,68	0,00	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,09	0	2,58	0	0	2,60	0,00	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,09	0	2,38	0	0	2,46	0,00	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,09	0	2,16	0	0	2,30	0,00	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,09	0	1,93	0	0	2,13	0,00	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,09	0	1,69	0	0	1,96	0,00	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0,09	0,09	0	1,45	2	0	1,79	0,00	2	2
0,273	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001	0,121	0,32	0,16	1	1,21	152	-16	1,64	0,00	37	38
0,381	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056	0,189	0,54	0,35	2	0,97	409	37	1,50	0,07	73	111
0,473	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056	0,192	0,71	0,51	3	0,75	645	121	1,38	0,18	98	222
0,451	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001	0,115	0,84	0,62	4	0,54	768	162	1,30	0,26	155	321
0,571	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056	0,188	0,91	0,68	4	0,40	841	211	1,26	0,31	123	338
0,601	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056	0,207	0,92	0,68	5	0,40	865	226	1,26	0,31	106	337
0,555	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056	0,201	0,87	0,62	4	0,53	808	194	1,30	0,27	106	304
0,472	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056	0,188	0,76	0,52	3	0,73	648	122	1,38	0,19	102	226
0,399	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056	0,196	0,60	0,36	2	0,96	445	44	1,49	0,08	71	117
0,281	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001	0,125	0,40	0,17	1	1,19	156	-12	1,63	0,00	38	39
0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0,17	0,09	0	1,43	3	5	1,78	0,00	3	8
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,09	0	1,67	0	0	1,95	0,00	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,09	0	1,91	0	0	2,12	0,00	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,09	0	2,15	0	0	2,29	0,00	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,09	0	2,37	0	0	2,45	0,00	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,09	0	2,57	0	0	2,59	0,00	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,09	0	2,70	0	0	2,68	0,00	0	0

A8 Tabelle zu Abbildung 4.11: Jahresglobalstrahlungssumme in kWh/m² für Cox's Bazar in Abhängigkeit von Azimut und Neigung [vgl. NRE 2007] [vgl. SPA 2014]

Azimut	Neigungswinkel γ_e in °																		
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
-180° Nord	1.811	1.754	1.687	1.610	1.525	1.431	1.331	1.225	1.117	1.010	920	840	768	701	641	587	540	500	467
-175°	1.811	1.754	1.687	1.611	1.525	1.432	1.332	1.227	1.119	1.013	922	842	770	702	642	589	540	500	468
-170°	1.811	1.755	1.688	1.612	1.528	1.435	1.336	1.232	1.126	1.021	929	848	774	708	647	594	547	507	475
-165°	1.811	1.756	1.690	1.616	1.532	1.441	1.344	1.242	1.138	1.036	940	858	784	717	657	603	556	516	486
-160°	1.811	1.757	1.693	1.620	1.539	1.450	1.355	1.256	1.156	1.055	960	875	800	733	672	618	571	532	501
-155°	1.811	1.759	1.697	1.626	1.547	1.461	1.369	1.274	1.175	1.079	987	901	824	754	693	639	592	552	519
-150°	1.811	1.762	1.702	1.634	1.557	1.474	1.386	1.293	1.200	1.107	1.018	934	856	786	723	667	619	578	542
-145°	1.811	1.764	1.707	1.642	1.569	1.489	1.405	1.316	1.227	1.138	1.052	969	891	821	757	701	650	606	568
-140°	1.811	1.767	1.714	1.652	1.582	1.506	1.426	1.341	1.255	1.169	1.086	1.006	931	860	796	738	686	640	598
-135°	1.811	1.771	1.721	1.663	1.596	1.525	1.447	1.366	1.284	1.203	1.123	1.046	970	901	836	777	723	673	629
-130°	1.811	1.774	1.728	1.674	1.612	1.544	1.469	1.394	1.316	1.237	1.160	1.085	1.012	943	879	818	762	711	663
-125°	1.811	1.778	1.736	1.686	1.628	1.565	1.494	1.422	1.347	1.273	1.199	1.126	1.055	986	922	860	802	749	698
-120°	1.811	1.783	1.745	1.699	1.645	1.585	1.520	1.451	1.381	1.309	1.238	1.167	1.097	1.030	964	903	843	786	734
-115°	1.811	1.787	1.754	1.712	1.663	1.607	1.545	1.481	1.415	1.346	1.277	1.208	1.140	1.073	1.007	944	884	826	769
-110°	1.811	1.792	1.763	1.726	1.680	1.629	1.572	1.511	1.448	1.383	1.316	1.250	1.182	1.115	1.050	985	923	864	805
-105°	1.811	1.796	1.772	1.740	1.699	1.651	1.598	1.541	1.482	1.420	1.355	1.290	1.224	1.156	1.091	1.026	961	900	839
-100°	1.811	1.801	1.782	1.755	1.718	1.674	1.625	1.572	1.515	1.456	1.393	1.329	1.264	1.196	1.131	1.065	999	935	873
-95°	1.811	1.806	1.792	1.769	1.736	1.697	1.652	1.602	1.548	1.492	1.433	1.369	1.303	1.235	1.169	1.102	1.033	970	904
-90° Ost	1.811	1.811	1.802	1.784	1.754	1.720	1.679	1.632	1.580	1.526	1.466	1.404	1.340	1.272	1.206	1.137	1.067	1.001	935
-85°	1.811	1.816	1.811	1.798	1.773	1.742	1.705	1.661	1.613	1.559	1.501	1.440	1.376	1.308	1.240	1.172	1.099	1.030	962
-80°	1.811	1.821	1.821	1.812	1.792	1.765	1.732	1.690	1.643	1.592	1.534	1.474	1.411	1.342	1.272	1.203	1.129	1.057	986
-75°	1.811	1.826	1.830	1.826	1.810	1.787	1.756	1.717	1.673	1.624	1.567	1.505	1.444	1.374	1.302	1.231	1.157	1.082	1.009
-70°	1.811	1.831	1.840	1.840	1.827	1.808	1.781	1.745	1.700	1.654	1.598	1.536	1.473	1.405	1.331	1.258	1.181	1.105	1.029
-65°	1.811	1.835	1.849	1.853	1.844	1.828	1.804	1.771	1.729	1.682	1.628	1.566	1.502	1.432	1.358	1.283	1.204	1.124	1.046
-60°	1.811	1.839	1.857	1.865	1.860	1.847	1.826	1.796	1.755	1.709	1.656	1.595	1.528	1.458	1.382	1.305	1.225	1.142	1.060
-55°	1.811	1.844	1.866	1.877	1.875	1.865	1.847	1.819	1.781	1.735	1.682	1.622	1.554	1.482	1.405	1.325	1.242	1.158	1.073
-50°	1.811	1.848	1.873	1.888	1.890	1.883	1.866	1.841	1.805	1.759	1.707	1.646	1.578	1.505	1.427	1.344	1.258	1.170	1.083
-45°	1.811	1.851	1.880	1.899	1.904	1.899	1.884	1.861	1.827	1.782	1.729	1.669	1.600	1.526	1.445	1.361	1.273	1.183	1.092
-40°	1.811	1.854	1.887	1.908	1.916	1.915	1.901	1.879	1.846	1.803	1.750	1.690	1.621	1.545	1.463	1.375	1.285	1.192	1.098
-35°	1.811	1.857	1.893	1.917	1.928	1.928	1.918	1.896	1.865	1.822	1.770	1.709	1.639	1.562	1.479	1.389	1.296	1.200	1.103
-30°	1.811	1.860	1.898	1.924	1.940	1.941	1.932	1.912	1.881	1.840	1.788	1.727	1.657	1.578	1.493	1.402	1.306	1.207	1.107
-25°	1.811	1.862	1.902	1.931	1.948	1.951	1.944	1.925	1.895	1.855	1.804	1.742	1.672	1.593	1.506	1.413	1.315	1.213	1.111
-20°	1.811	1.864	1.906	1.936	1.955	1.961	1.954	1.937	1.908	1.868	1.817	1.756	1.685	1.605	1.517	1.423	1.322	1.218	1.113
-15°	1.811	1.866	1.909	1.941	1.961	1.969	1.962	1.946	1.918	1.879	1.828	1.767	1.696	1.615	1.526	1.430	1.328	1.222	1.114
-10°	1.811	1.867	1.911	1.944	1.965	1.974	1.971	1.953	1.926	1.887	1.836	1.775	1.704	1.623	1.533	1.436	1.332	1.224	1.114
-5°	1.811	1.867	1.913	1.946	1.968	1.977	1.974	1.960	1.932	1.892	1.842	1.781	1.710	1.629	1.538	1.440	1.335	1.226	1.116
0° Süd	1.811	1.868	1.913	1.947	1.969	1.979	1.975	1.961	1.934	1.894	1.845	1.784	1.712	1.630	1.540	1.441	1.336	1.226	1.116
5°	1.811	1.868	1.913	1.947	1.968	1.977	1.974	1.959	1.933	1.894	1.845	1.784	1.711	1.630	1.540	1.442	1.337	1.227	1.117
10°	1.811	1.867	1.912	1.944	1.965	1.974	1.971	1.956	1.929	1.890	1.840	1.779	1.708	1.627	1.537	1.440	1.336	1.227	1.118
15°	1.811	1.866	1.909	1.941	1.961	1.969	1.965	1.949	1.922	1.883	1.832	1.771	1.700	1.620	1.531	1.435	1.332	1.225	1.117
20°	1.811	1.865	1.906	1.937	1.955	1.962	1.957	1.941	1.912	1.872	1.822	1.761	1.690	1.610	1.522	1.427	1.326	1.222	1.116
25°	1.811	1.863	1.903	1.931	1.948	1.954	1.948	1.930	1.900	1.860	1.809	1.748	1.677	1.598	1.511	1.418	1.319	1.217	1.113
30°	1.811	1.861	1.898	1.925	1.940	1.944	1.937	1.917	1.887	1.846	1.795	1.734	1.664	1.585	1.499	1.408	1.311	1.212	1.111
35°	1.811	1.859	1.893	1.918	1.931	1.933	1.924	1.903	1.871	1.830	1.778	1.718	1.648	1.570	1.486	1.396	1.302	1.206	1.108
40°	1.811	1.855	1.888	1.910	1.920	1.921	1.909	1.886	1.854	1.812	1.759	1.697	1.630	1.554	1.472	1.384	1.293	1.199	1.104
45°	1.811	1.852	1.882	1.900	1.909	1.906	1.892	1.868	1.835	1.792	1.739	1.679	1.610	1.535	1.454	1.368	1.280	1.189	1.098
50°	1.811	1.848	1.875	1.890	1.896	1.891	1.874	1.849	1.814	1.769	1.716	1.656	1.588	1.514	1.436	1.353	1.267	1.179	1.090
55°	1.811	1.844	1.867	1.879	1.882	1.873	1.854	1.827	1.791	1.744	1.691	1.632	1.564	1.492	1.416	1.335	1.250	1.165	1.080
60°	1.811	1.840	1.859	1.868	1.867	1.855	1.834	1.805	1.767	1.719	1.667	1.607	1.539	1.469	1.394	1.313	1.233	1.150	1.068
65°	1.811	1.836	1.851	1.856	1.851	1.836	1.812	1.781	1.740	1.692	1.639	1.579	1.512	1.442	1.368	1.291	1.214	1.133	1.053
70°	1.811	1.832	1.842	1.843	1.834	1.815	1.789	1.756	1.713	1.664	1.611	1.549	1.483	1.415	1.343	1.267	1.192	1.113	1.036
75°	1.811	1.827	1.833	1.830	1.817	1.795	1.766	1.729	1.684	1.635	1.580	1.517	1.453	1.387	1.314	1.241	1.167	1.092	1.017
80°	1.811	1.822	1.824	1.816	1.800	1.773	1.741	1.702	1.654	1.605	1.547	1.485	1.422	1.355	1.283	1.212	1.141	1.066	995
85°	1.811	1.818	1.814	1.802	1.780	1.751	1.715	1.673	1.624	1.571	1.513	1.451	1.389	1.321	1.250	1.182	1.112	1.038	970
90° West	1.811	1.813	1.805	1.788	1.762	1.729	1.689	1.644	1.593	1.537	1.479	1.416	1.353	1.285	1.216	1.150	1.079	1.009	944
95°	1.811	1.808	1.795	1.773	1.743	1.706	1.663	1.614	1.561	1.502	1.443	1.379	1.315	1.248	1.181	1.114	1.046	978	915
100°	1.811	1.803	1.785	1.759	1.724	1.683	1.636	1.584	1.527	1.467	1.406	1.341	1.276	1.210	1.142	1.077	1.010	945	882
105°	1.811	1.798	1.776	1.745	1.705	1.659	1.608	1.553	1.493	1.431	1.368	1.302	1.236	1.170	1.102	1.038	973	909	849
110°	1.811	1.793	1.766	1.731	1.686	1.636	1.581	1.522	1.459	1.395	1.328	1.262	1.195	1.127	1.062	998	934	873	815
115°	1.811	1.789	1.757	1.717	1.668	1.614	1.555	1.491	1.426	1.358	1.289	1.221	1.152	1.085	1.020	956	894	835	779
120°	1.811	1.784	1.748	1.703	1.650	1.592	1.528	1.461	1.392	1.321	1.249	1.180	1.109						

A9 Tabelle zu Abbildung 4.12: Monatliche Globalstrahlungssumme in kWh/m² für Dhaka bei unterschiedlichen Neigungen und einem Azimut von 0° Ost

[vgl. NRE 2007] [vgl. SPA 2014]

Neigung	0°	10°	15°	20°	25°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Jan	130	149	157	165	171	176	182	184	181	173	161	145
Feb	139	153	158	163	166	168	170	167	160	149	134	116
Mar	170	180	183	185	186	186	182	174	161	145	126	103
Apr	175	178	178	177	175	172	162	150	133	114	93	71
Mai	172	170	168	165	161	156	144	129	112	93	74	55
Jun	149	146	143	140	136	131	120	107	92	76	60	47
Jul	139	137	135	132	129	125	115	103	90	75	60	47
Aug	147	147	146	145	142	139	130	119	105	90	73	56
Sep	142	147	148	148	148	146	141	133	122	108	91	74
Okt	144	157	162	166	169	171	171	167	158	146	130	111
Nov	125	143	150	156	161	165	170	171	167	159	146	130
Dez	123	144	154	162	169	175	182	185	183	177	165	150

A9 Monatliche Globalstrahlungssumme in kWh/m² für Cox's Bazar bei unterschiedlichen Neigungen und einem Azimut von 0° Süd

[vgl. NRE 2007] [vgl. SPA 2014]

Neigung	0°	10°	15°	20°	25°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Jan	145	166	175	184	190	196	203	205	201	192	178	158
Feb	146	161	167	172	175	178	180	177	169	156	140	120
Mar	185	195	198	200	201	200	195	185	170	152	129	104
Apr	188	191	190	189	186	182	171	156	138	116	93	68
Mai	180	177	175	171	166	161	147	130	111	90	68	50
Jun	139	136	134	130	126	122	111	98	83	68	53	43
Jul	125	123	121	118	115	111	102	91	79	66	52	42
Aug	137	137	135	133	131	128	119	108	95	81	65	50
Sep	141	145	146	146	146	144	138	129	117	103	86	68
Okt	155	168	173	177	180	180	180	174	165	151	133	112
Nov	137	155	163	170	176	180	185	185	181	171	157	138
Dez	135	159	169	179	187	193	203	205	203	195	182	165

A10 Tabellen zu Abschnitt 5**A10 Tabelle zu Abbildung 5.1: Zukünftiger elektrischer Energiebedarf**

[vgl. MOF 2012] [vgl. PDB 2013-3] [vgl. TEP 2010]

Fiskaljahr	Vorhersage max. Leistungsbedarf (MW)	erzeugte Energie (GWh)	geplante Installierte Leistung (MW)	genehmigte Projekte (MW)
2010	6.454	33.922	-	-
2011	6.765	35.557	-	-
2012	7.518	39.515	-	-
2013	8.349	43.882	-	-
2014	9.268	48.713	-	10.539
2015	10.283	54.047	-	12.194
2016	11.405	59.945	14.943	14.750
2017	12.644	66.457	16.399	17.032
2018	14.014	73.658	19.249	20.282
2019	15.527	81.610	20.649	-
2020	17.304	90.950	22.509	-
2021	18.838	99.838	23.809	-
2022	20.443	109.239	24.961	-
2023	21.993	118.485	26.954	-
2024	23.581	128.073	28.966	-
2025	25.199	137.965	29.717	-
2026	26.838	148.114	31.388	-
2027	28.487	158.462	33.513	-
2028	30.134	168.943	35.253	-
2029	31.873	180.089	37.263	-
2030	33.708	191.933	38.685	-

**A10 Tabelle zu Abbildung 5.3: Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten (aufsummiert)
(PSMP Fuel Diversification Scenario) [vgj. TEP 2010]**

Fiskal- jahr	Leistung (MW)	Einheim. Kohle	Import- kohle	Gas	Öl	Nuklear	Wasser	Import
2016	11.405	0	1.200	450	0	0	100	250
2017	12.644	0	3.000	1.650	0	0	100	250
2018	14.014	0	3.600	2.400	0	1.000	100	750
2019	15.527	1.200	3.600	2.400	200	1.000	100	750
2020	17.304	1.800	3.600	3.150	400	2.000	100	750
2021	18.838	1.800	3.600	3.150	500	2.000	100	1.250
2022	20.443	2.400	3.600	3.150	600	2.000	100	2.000
2023	21.993	3.000	4.200	3.150	700	2.000	100	3.000
2024	23.581	4.200	4.200	3.150	700	3.000	100	3.000
2025	25.199	4.200	4.200	3.150	800	4.000	100	3.000
2026	26.838	4.800	5.400	3.150	1.000	4.000	100	3.000
2027	28.487	5.800	6.600	3.150	1.100	4.000	100	3.000
2028	30.134	7.800	6.600	3.150	1.200	4.000	100	3.000
2029	31.873	9.800	7.800	3.150	1.400	4.000	100	3.000
2030	33.708	10.800	8.400	3.150	1.400	4.000	100	3.000

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Geografische Lage von Bangladesch [WIK 2009].....	5
Abbildung 2.2: Leistung & Lastabwurf Oktober 2012 bis September 2013	8
Abbildung 2.3: Sektorweiser Gasverbrauch 2011-2012 [vgl. PBA 2012]	11
Abbildung 2.4: Sektorweiser Ölverbrauch 2011.....	12
Abbildung 2.5: Primärenergieverbrauch in Bangladesch 2011	13
Abbildung 2.6: Primärenergieverbrauch von 1990 bis 2011	13
Abbildung 2.7: Pro-Kopf-Energieerzeugung und –verbrauch von 1977 bis 2013	15
Abbildung 2.8: Kraftwerkskapazitäten 1975 bis 2013	16
Abbildung 2.9: Leistungsbedarf von Oktober 2012 bis September 2013	16
Abbildung 2.10: Sektorweiser Stromverbrauch BPDB (netzgebunden) [vgl. PDB 2013-1].....	17
Abbildung 2.11: Leistung netzgebundener Versorgungsquellen Februar 2014	19
Abbildung 2.12: Installierte Leistung Februar 2014	19
Abbildung 2.13: Prozentualer Anteil verschiedener Energiequellen von 2008 bis 2013.....	20
Abbildung 2.14: Erzeugte Energie nach Energiequellen von 2008 bis 2013	21
Abbildung 2.15: Aufbau eines Solar Home Systems [QUA 2011]	22
Abbildung 2.16: Ländlicher Energieverbrauch nach Energiequelle [vgl. ASA 2004].....	27
Abbildung 2.17: Energieverbrauch und Ausgaben für Energie nach Energiequelle	28
Abbildung 2.18: Gründe für den Kauf eines SHS [vgl. WAH 2012].....	28
Abbildung 2.19: Zusammenfassung der Aufteilung der Versorgungsquellen	30
Abbildung 3.1: Einheimische Kohle- und Gasabbaugebiete [TEP 2010]	32
Abbildung 3.2: Elevation über Normal Null in Bangladesch [GEO 2013].....	35
Abbildung 3.3: Leistungsdichte für Windkraft (W/m ²) in 50 m Höhe [GEO 2013].....	36
Abbildung 3.4: Mittlere Windgeschwindigkeit in 25m Höhe [vgl. KAB 2012]	36
Abbildung 3.5: Leistungskurve Enercon E 48 Windkraftanlage [ENE 2013]	37
Abbildung 3.6: Geothermalkarte von Bangladesch [GUH 2010]	38
Abbildung 3.7: Wellen- und Meeresströmungskraftwerk [QUA 2011] [MCT 2007].....	39
Abbildung 3.8: Stromimportplan gem. PSMP [TEP 2010]	42
Abbildung 4.1: Temperatur, Sonnenstunden und Regentage in Bangladesch.....	44
Abbildung 4.2: Durchschnittstemperatur, Niederschlagsmenge, relative Luftfeuchtigkeit und Bedeckung in Bangladesch	45
Abbildung 4.3: Sonnenbahndiagramm für Dhaka	47
Abbildung 4.4: Sonnenlicht beim Gang durch die Atmosphäre [QUA 2011].....	48

Abbildung 4.5: Globale Bestrahlungsstärke in der Horizontalen für Bangladesch [NRE 2004-1]	49
Abbildung 4.6: Verlauf der Tagessummen der direkten und diffusen Bestrahlungsstärke in Dhaka	50
Abbildung 4.7: Stunden-Strahlungssummen in Dhaka am 21. Juni und 21. Dezember	51
Abbildung 4.8: Verlauf der Tagessummen der globalen Bestrahlungsstärke in Dhaka	51
Abbildung 4.9: Bestimmung des Sonneneinfallswinkels auf eine geneigte Ebene [vgl. QUA 2011]	53
Abbildung 4.10: Jahresglobalstrahlungssumme in kWh/m ² für Dhaka in Abhängigkeit von Azimut und Neigung	57
Abbildung 4.11: Jahresglobalstrahlungssumme in kWh/m ² für Cox's Bazar in Abhängigkeit von Azimut und Neigung	58
Abbildung 4.12: Monatliche Globalstrahlungssumme in kWh/m ² für Dhaka bei unterschiedlichen Neigungen und Azimut von 0° Süd	59
Abbildung 4.13: Jährliche Globalstrahlungssumme auf geneigte Flächen [NRE 2004-2]	60
Abbildung 4.14: Geometrische Verhältnisse bei einer aufgeständerten Solaranlage [MER 2013]	63
Abbildung 4.15: Kennlinien unterschiedlicher Wechselrichtertypen gemäß Herstellerangaben [HAH 2012-1]	66
Abbildung 4.16: Energie und Häufigkeit verschiedener Einstrahlungsklassen einer Anlage mit 25° Neigung und 0° Azimut nach Süden für Dhaka (oben) und Cox's Bazar (unten)	68
Abbildung 4.17: Zweidiodenmodell der Solarzelle [QUA 2011]	70
Abbildung 4.18: I-U- und P-U-Kennlinien einer Solarzelle mit MPP [QUA 2011]	71
Abbildung 4.19: Einfluss der Bestrahlungsstärke E auf den Verlauf der I-U-Kennlinie einer Solarzelle [QUA 2011]	73
Abbildung 4.20: Temperaturabhängigkeit der Solarzellenkennlinien [QUA 2011]	75
Abbildung 5.1: Zukünftiger elektrischer Energiebedarf pro Jahr	92
Abbildung 5.2: PSMP Ausbauszenarien [vgl. TEP 2010]	93
Abbildung 5.3: Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten (PSMP Fuel Diversification Scenario) [vgl. TEP 2010]	94
Abbildung 5.4: Berechnungsschema für spezifische Erträge einer PV-Anlage [MER 2013]	95
Abbildung 5.5: Addierte Investitionen für das Fuel Diversification Scenario [TEP 2010]	103

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Primärenergieverbrauch in Bangladesch 2011	12
Tabelle 2.2: Übersicht über Solarleistung.....	23
Tabelle 2.3: Übersicht über Wasser-, Wind- und Hybridleistung	24
Tabelle 2.4: Übersicht über Biogasanlagen	25
Tabelle 3.1: Potential regenerativer Energiequellen und Importstrom.....	42
Tabelle 4.1: Konstanten zur Bestimmung von F_1 und F_2 in Abhängigkeit von ϵ [QUA 2011]..	54
Tabelle 4.2: 22-jähriges Mittel der Albedo-Werte für Bangladesch [vgl. NAS 2014]	55
Tabelle 4.3: Bangla-Wirkungsgrad in Abhängigkeit von Einstrahlungsklassen und deren Häufigkeit	69
Tabelle 4.4: Übersicht zu den Daten der Solarmodule	81
Tabelle 4.5: Zusammenfassung von Ertragsdaten der untersuchten PV-Module	87
Tabelle 4.6: Gegenüberstellung einer PV-Anlage in Dhaka und in München für eine Solarzelle aus polykristallinem Silizium	89
Tabelle 4.7: Gegenüberstellung einer PV-Anlage in Dhaka und in München für eine Solarzelle aus amorphem Silizium	90

Literaturverzeichnis

- [ABB 2011] ABB: Trends in global energy efficiency 2011 | Country reports | Germany, 2011;
<http://www.teriin.org/upfiles/pub/papers/ft33.pdf> (17.03.2014, 22:25)
Gespeichert als: T&D Losses Germany.pdf
- [AKB 2013] Akbar, M. S.: A Snapshot on National Nuclear Power Programme, Nuclear Power Infrastructure & 'Rooppur NPP' Project;
In: Energy & Power, Fortnightly Magazine, Vol. 11, Issue 1, June 16-30 2013, S. 89-96;
<http://ep-bd.com/site/> (08.12.2013, 13:18)
Gespeichert als: Energy & Power_Vol11_Iss1.pdf
- [ASA 2004] Asaduzzaman, M.; Barnes, D. F.; Khandker, S. R.: Restoring Balance, Bangladesh's Rural Energy Realities, World Bank Working Paper No. 181, The International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank, Washington, D.C., 2010;
<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/5943> (15.09.2013, 18:29)
Gespeichert als: Restoring Balance Bangladesh Rural Energy Realities.pdf
- [BBS 2010] Government of the People's Republic of Bangladesh, Statistics Division, Ministry of Planning, Bangladesh Bureau of Statistics: Statistical Yearbook of Bangladesh – 2010, Mai 2011;
<http://www.bbs.gov.bd/PageWebMenuContent.aspx?MenuKey=115>
(22.10.2013, 21:41)
Gespeichert als: Statistical Yearbook of Bangladesh_Chap01.pdf
... Statistical Yearbook of Bangladesh_Chap14.pdf
- [BBS 2011] Government of the People's Republic of Bangladesh, Statistics Division, Ministry of Planning, Bangladesh Bureau of Statistics: Population & Housing Census 2011 Preliminary Results, July 2011;
<http://www.bbs.gov.bd/WebTestApplication/userfiles/Image/BBS/PHC2011Preliminary%20Result.pdf> (30.01.2014, 23:05)
Gespeichert als: Population and Housing Census 2011 Prelim.pdf

- [BOS 2014] Bosch Solar Energy AG: Bosch Solar Module c-Si M 48 | EU 40123 Datenblatt, Stand 10/2012;
Gespeichert als: Bosch_Solar_Module_c_Si_M_48_EU40123_de.pdf
- [BUT 2004] Butzengeiger, S.; Horstmann, B.: Meeresspiegelanstieg in Bangladesch und in den Niederlanden. Ein Phänomen, verschiedene Konsequenzen; Germanwatch, 2004;
<http://germanwatch.org/download/klak/fb-ms-d.pdf> (17.06.2014, 22:11)
Gespeichert als: Meeresspiegelanstieg.pdf
- [CIA 2014] Central Intelligence Agency: The World Fact Book: Bangladesh;
<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/bg.html>
(30.04.2014, 18:36)
Gespeichert als: CIA World Fact Book Bangladesch.pdf
- [CHO 2012] Chowdhury, N.-u.-R. et al.: Present Scenario of Renewable Energy in Bangladesh and a Proposed Hybrid System to Minimize Power Crisis in Remote Areas;
In: International Journal of Renewable Energy Research, Vol. 2, No. 2, 2012, S.280-288;
<http://www.ijrer.org/index.php/ijrer/article/view/185> (27.10.2013, 22:14)
Gespeichert als: Present Scenario of RETs and Hybrid Systems.pdf
- [ENE 2013] ENERCON GmbH: Produktübersicht – Für jeden Standort die passende Windenergieanlage, Aurich, Juli 2013;
www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_Produkt_de_web_072013.pdf
(19.03.2014, 23:42)
Gespeichert als: ENERCON Produkte.pdf
- [FIS 2014] First Solar Inc.: First Solar® FS Series 3™ Black PV Module, Januar 2014;
Gespeichert als: PD-5-401-03_Series3Black-4.pdf
- [GEO 2013] National Renewable Energy Laboratory (NREL): Geospatial Toolkit – Bangladesh (Software Stand: Oktober 2013);
http://www.nrel.gov/international/geospatial_toolkits.html

- [GOF 2013] Gofran, M. A.: Biogas Technology: Getting Momentum in Bangladesh;
In: Energy & Power, Fortnightly Magazine, Vol. 11, Issue 1, June 16-30 2013, S.
141-145;
<http://ep-bd.com/site/> (08.12.2013, 13:18)
Gespeichert als: Energy & Power_Vol11_Iss1.pdf
- [GS 2014-1] Grameen Shakti: Biogas;
[http://www.gshakti.org/index.php?option=com_content&view=article&id=60
&Itemid=64](http://www.gshakti.org/index.php?option=com_content&view=article&id=60&Itemid=64) (17.03.2014, 00:18)
Gespeichert als: GS Biogas.pdf
- [GS 2014-2] Grameen Shakti: Improved Cooking Stove Program (ICS);
[http://www.gshakti.org/index.php?option=com_content&view=article&id=59
&Itemid=63](http://www.gshakti.org/index.php?option=com_content&view=article&id=59&Itemid=63) (17.03.2014, 00:17)
Gespeichert als: GS ICS.pdf
- [GS 2014-3] Grameen Shakti: Solar Home System;
[http://www.gshakti.org/index.php?option=com_content&view=article&id=58
&Itemid=62](http://www.gshakti.org/index.php?option=com_content&view=article&id=58&Itemid=62) (17.03.2014, 00:15)
Gespeichert als: GS SHS.pdf
- [GUH 2010] Guha, D. K.; Henkel, H.; Badrul, I.: Geothermal Potential in Bangladesh - Results
from Investigations of Abandoned Deep Wells, Proceedings World Geothermal
Congress 2010, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010;
<http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0172.pdf>
(18.03.2014, 21:42)
Gespeichert als: Geothermal Potential in Bangladesh.pdf
- [HAH 2012-1] Haselhuhn, R.; Geisenberger, W.: Leitfaden Photovoltaische Anlagen – 3.
Bestandteile von PV-Anlagen;
In: Haselhuhn, R.; DGS-Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie
Landesverband Berlin Brandenburg e.V., der Vorstand Wuest, R., Kasper, B.,
Ruppmann, H. [Hrsg.]: Leitfaden Photovoltaische Anlagen, DGS,
Landesverband Berlin Brandenburg e.V., 5. Auflage, Berlin 2012, Kapitel 3

- [HAH 2012-2] Haselhuhn, R.; Vanicek, P.: Leitfaden Photovoltaische Anlagen – 4. Vororttermin, Standortaufnahme und Verschattungsanalyse;
In: Haselhuhn, R.; DGS-Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie Landesverband Berlin Brandenburg e.V., der Vorstand Wuest, R., Kasper, B., Ruppmann, H. [Hrsg.]: Leitfaden Photovoltaische Anlagen, DGS, Landesverband Berlin Brandenburg e.V., 5. Auflage, Berlin 2012, Kapitel 4
- [HAH 2012-3] Haselhuhn, R.: Leitfaden Photovoltaische Anlagen – 5. Planung und Auslegung von netzgekoppelten Anlagen;
In: Haselhuhn, R.; DGS-Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie Landesverband Berlin Brandenburg e.V., der Vorstand Wuest, R., Kasper, B., Ruppmann, H. [Hrsg.]: Leitfaden Photovoltaische Anlagen, DGS, Landesverband Berlin Brandenburg e.V., 5. Auflage, Berlin 2012, Kapitel 5
- [HAS 2012] Hasnat, S. M. I.: Energy (in)Security in Bangladesh: A major concern for sustainable development, Center of International Affairs, Dhaka, Januar 2012;
- [HÄB 2010] Häberlin, H.: Photovoltaik, Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen;
2. wesentlich erweiterte und aktualisierte Auflage, Electrosuisse Verlag, Fehraltorf, 2010
- [HUS 2007] Hussain, M. et al: Final Report of Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA) – Bangladesh, Dhaka, Februar 2007;
<http://en.openei.org/datasets/taxonomy/term/901> (08.10.2013, 21:39)
Gespeichert als: swera_bangladesh_fullreport.pdf
- [IDC 2013] Infrastructure Development Company Limited: Request for expression of interest for Selection of Non-Government Organizations (NGO)/Micro-Finance Institutions (MFIs)/Private Entities for Implementation of IDCOL Solar Home Systems Programme, Dhaka, Juni 2013;
http://www.idcol.org/news_detail.php?id=149 (07.07.2013, 01:07)
Gespeichert als: EOI for IDCOL SHS Programme.pdf
Request for EOI-Jun13_IDCOL SHS.pdf

- [IDC 2014-1] Infrastructure Development Company Limited: About IDCOL;
<http://www.idcol.org/about.php> (06.03.2014, 11:17)
Gespeichert als: IDCOL About.pdf
- [IDC 2014-2] Infrastructure Development Company Limited: Renewable Energy Projects;
<http://www.idcol.org/energyProject.php> (04.03.2014, 23:22)
Gespeichert als: IDCOL_Renewable Energy Projects.pdf
- [IEA 1990] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 1990;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=1990](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=1990) (20.02.2014, 11:11)
Gespeichert als: TPES 1990.pdf
- [IEA 1991] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 1991;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=1991](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=1991) (20.02.2014, 11:11)
Gespeichert als: TPES 1991.pdf
- [IEA 1992] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 1992;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=1992](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=1992) (20.02.2014, 11:10)
Gespeichert als: TPES 1992.pdf
- [IEA 1993] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 1993;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=1993](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=1993) (20.02.2013, 11:10)
Gespeichert als: TPES 1993.pdf
- [IEA 1994] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 1994;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=1994](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=1994) (20.02.2014, 11:10)
Gespeichert als: TPES 1994.pdf

- [IEA 1995] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 1995;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=1995](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=1995) (20.02.2014, 11:09)
Gespeichert als: TPES 1995.pdf
- [IEA 1996] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 1996;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=1996](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=1996) (20.02.2014, 11:09)
Gespeichert als: TPES 1996.pdf
- [IEA 1997] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 1997;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=1997](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=1997) (20.02.2014, 11:08)
Gespeichert als: TPES 1997.pdf
- [IEA 1998] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 1998;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=1998](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=1998) (20.02.2014, 11:08)
Gespeichert als: TPES 1998.pdf
- [IEA 1999] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 1999;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=1999](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=1999) (20.02.2014, 11:08)
Gespeichert als: TPES 1999.pdf
- [IEA 2000] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 2000;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=2000](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=2000) (20.02.2014, 11:07)
Gespeichert als: TPES 2000.pdf
- [IEA 2001] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 2001;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=2001](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=2001) (20.02.2014, 11:07)
Gespeichert als: TPES 2001.pdf

- [IEA 2002] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 2002;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=2002](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=2002) (20.02.2014, 11:06)
Gespeichert als: TPES 2002.pdf
- [IEA 2003] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 2003;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=2003](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=2003) (20.02.2014, 11:06)
Gespeichert als: TPES 2003.pdf
- [IEA 2004] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 2004;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=2004](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=2004) (20.02.2014, 11:06)
Gespeichert als: TPES 2004.pdf
- [IEA 2005] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 2005;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=2005](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=2005) (20.02.2014, 11:05)
Gespeichert als: TPES 2005.pdf
- [IEA 2006] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 2006;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=2006](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=2006) (20.02.2014, 11:05)
Gespeichert als: TPES 2006.pdf
- [IEA 2007] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 2007;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=2007](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=2007) (20.02.2014, 11:05)
Gespeichert als: TPES 2007.pdf
- [IEA 2008] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 2008;
[http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH
&product=Balances&year=2008](http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=2008) (20.02.2014, 11:04)
Gespeichert als: TPES 2008.pdf

- [IEA 2009] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 2009;
<http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=2009> (20.02.2014, 11:04)
Gespeichert als: TPES 2009.pdf
- [IEA 2010] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 2010;
<http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=2010> (20.02.2014, 11:03)
Gespeichert als: TPES 2010.pdf
- [IEA 2011] International Energy Agency: Bangladesh: Balances for 2011;
<http://www.iea.org/statistics/statisticssearch/report/?country=BANGLADESH&product=Balances&year=2011> (20.02.2014, 11:03)
Gespeichert als: TPES 2011.pdf
- [IEA 2013] International Energy Agency: Key World Energy Statistics 2013, 2013;
<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,31287,en.html> (10.10.2013, 16:23)
Gespeichert als: Key World Energy Statistics_2013.pdf
- [ISL 2011] Islam, M. S. et al: Renewable Energy: The Key to Achieving Sustainable Development of Rural Bangladesh;
In: Journal of Chemical Engineering, IEB, Vol. ChE. 26, No. 1, December 2011, S. 9-15;
<http://www.banglajol.info/index.php/JCE/article/view/10175>
(27.10.2013, 20:24)
Gespeichert als: Renewable Energy Key To Sustainable Development.pdf
- [ITE 2014] Iten Online Wetterdaten Bangladesch / Dhaka;
<http://www.iten-online.ch/klima/asien/bangladesch/dhaka.htm>
(13.03.2014, 00:02)
Gespeichert als: ITEN WX Data.pdf

- [KAB 2012] Kabir, H.; Endlicher, W.: Exploitation of Renewable Energy in Bangladesh, Power Supply and Climate Protection Perspectives, 1. Aufl., A H Development Publishing House, Dhaka, Januar 2012;
Gespeichert als: bld_chap1.pdf ... bld_chap8.pdf, bld_ref.pdf
- [KHA 2013] Khan, Z. N.: Award of Grace Marks;
In: Energy & Power, Fortnightly Magazine, Vol. 11, Issue 1, June 16-30 2013, S. 13-19;
<http://ep-bd.com/site/> (08.12.2013, 13:18)
Gespeichert als: Energy & Power_Vol11_Iss1.pdf
- [MAL 2013] Malik, K. et al.: Summary Human Development Report 2013, The Rise of the South: Human Progress in a Diverse World, Summary, United Nations Development Programme, 2013;
<http://hdr.undp.org/en/content/human-development-report-2013>
(09.02.2014, 18:20)
Gespeichert als: HDR 2013.pdf
- [MCT 2007] Fraenkel, P.: Marine Current Turbines: Pioneering the development of zero-head hydro, BHA Annual Conference 2007, Delivering the Next Generation, Marine Current Turbines ^(TM) Ltd., Bristol 2007;
<http://www.british-hydro.org/uploads/1120200721004PM.pdf>
(20.03.2014, 09:43)
Gespeichert als: MCT Zero Head Hydro.pdf
- [MEF 2009] Government of the People's Republic of Bangladesh, Ministry of Environment and Forests: Bangladesh Climate Change Strategy and Action Plan 2009, Dhaka, September 2009;
www.moef.gov.bd/climate_change_strategy2009.pdf (29.04.2014, 19:32)
Gespeichert als: climate_change_strategy2009.pdf

- [MOF 2012] Government of the People's Republic of Bangladesh, Ministry of Finance, Finance Division: Power & Energy Sector Road Map: Second Update, Juni 2012;
http://mof.gov.bd/en/budget/12_13/power/power_energy_en.pdf
(22.03.2014, 11:46)
Gespeichert als: P&E Sector Road Map Second Update.pdf
- [MON 2010] Mondal, A.: Implications of renewable energy technologies in the Bangladesh power sector: Long-term planning strategies, Bonn, Juli 2010;
Gespeichert als: Mondal 2010
- [MER 2013] Mertens, K.: Photovoltaik – Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis 2., neu bearbeitete Auflage, Carl Hanser Verlag, München, 2013
Bilder aus: www.lehrbuch-photovoltaik.de
- [MPE 2000] Government of the People's Republic of Bangladesh, Ministry of Power, Energy & Mineral Resources, Power Division: Vision Statement, Dhaka, Januar 2000;
<http://www.powerdivision.gov.bd/user/brec/59/75> (19.12.2013, 00:48)
Gespeichert als: GOB Vision Statement.pdf
- [MPE 2008] Government of the People's Republic of Bangladesh, Ministry of Power, Energy & Mineral Resources, Power Division: Renewable Energy Policy of Bangladesh, Dhaka, 2008;
<http://www.powerdivision.gov.bd/user/brec/59/75> (15.09.2013, 18:25)
Gespeichert als: Renewable Energy Policy.pdf
- [MPE 2013-1] Government of the People's Republic of Bangladesh, Ministry of Power, Energy & Mineral Resources, Power Division: 500 MW Solar Programme 2012-2016, An initiative to promote renewable energy programme in Bangladesh, Mai 2013;
<http://www.powerdivision.gov.bd/user/brec/59/75> (24.10.2013, 11:42)
Gespeichert als: 500_MW_Solar_Programme.pdf
MPEMR 500 MW Solar Programme.pdf

- [MPE 2013-2] Government of the People's Republic of Bangladesh, Ministry of Power, Energy & Mineral Resources, Power Division: Action Plan for Energy Efficiency & Conservation, September 2013;
<http://www.powerdivision.gov.bd/user/brec/59/75> (28.01.2014, 16:18)
Gespeichert als: Action_Plan_for_Energy.pdf
- [MPE 2013-3] Ministry of Power, Energy & Mineral Resources, Power Division:
Renewable Energy in Bangladesh;
<http://www.powerdivision.gov.bd/user/brec/49/90> (09.10.2013, 22:39)
Gespeichert als: MPEMR Renewable Energy in Bangladesh.pdf
- [MPE 2013-4] Ministry of Power, Energy & Mineral Resources, Power Division:
System Loss;
<http://www.powerdivision.gov.bd/user/brec/47/87> (27.11.2013, 11:36)
Gespeichert als: MPEMR System Loss.pdf
- [MPE 2014-1] Ministry of Power, Energy & Mineral Resources, Power Division:
Generation Plan;
<http://www.powerdivision.gov.bd/user/brec/112/58> (19.02.2014, 14:01)
Gespeichert als: MPEMR Generation Plan.pdf
- [MPE 2014-2] Ministry of Power, Energy & Mineral Resources, Power Division:
Power Sector Structure;
<http://www.powerdivision.gov.bd/user/brec/39/53> (16.03.2014, 21:45)
Gespeichert als: MPEMR Sector Structure.pdf
- [NAS 2014] National Aeronautics and Space Administration: NASA Surface meteorology and Solar Energy – Available Tables;
<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/> (27.02.2014, 13:16)
Gespeichert als: NASA Tabellen Bangladesch komplett.pdf
- [NRE 2004-1] National Renewable Energy Laboratory (NREL): Bangladesh - Annual Global Horizontal Solar Radiation, 2004;
<http://en.openei.org/wiki/File:NREL-bangl-glo-ann.jpg> (14.04.2014, 00:35)
Gespeichert als: NREL-bangl-glo-ann.jpg

- [NRE 2004-2] National Renewable Energy Laboratory (NREL): Bangladesh - Annual Flat Plate Tilted at Latitude Solar Radiation, 2004;
<http://en.openei.org/wiki/File:NREL-bangl-tilt-ann.jpg> (14.04.2014, 00:23)
Gespeichert als: NREL-bangl-tilt-ann.jpg
- [NRE 2007] National Renewable Energy Laboratory (NREL): Solar: hourly solar (direct normal (DNI), global horizontal (GHI), and diffuse) data for select Bangladesh stations from NREL;
<http://en.openei.org/datasets/node/507> (28.03.2014, 01:00)
Gespeichert als: BanglHR_147.zip | Solar and TMY BanglHR_147.pdf
- [PBA 2012] Petrobangla, Bangladesh Oil, Gas and Mineral Corporation: Annual Report 2012, Dhaka;
<http://www.petrobangla.org.bd/#> (27.10.2013, 21:42)
Gespeichert als: annualreport2012pb.pdf
- [PDB 2008] Bangladesh Power Development Board: Annual Report 2007-2008;
http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com_content&view=article&id=75&Itemid=81 (10.10.2013, 22:38)
Gespeichert als: BPDB Annual Report 07_08.pdf
- [PDB 2009] Bangladesh Power Development Board: Annual Report 2008-2009;
http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com_content&view=article&id=75&Itemid=81 (10.10.2013, 22:34)
Gespeichert als: BPDB Annual Report 08_09.pdf
- [PDB 2010] Bangladesh Power Development Board: Annual Report 2009-2010;
http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com_content&view=article&id=75&Itemid=81 (10.10.2013, 22:27)
Gespeichert als: BPDB Annual Report 09_10.pdf
- [PDB 2011] Bangladesh Power Development Board: Annual Report 2010-2011;
http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com_content&view=article&id=75&Itemid=81 (10.10.2013, 22:28)
Gespeichert als: BPDB Annual Report 10_11.pdf

- [PDB 2012] Bangladesh Power Development Board: Annual Report 2011-2012;
http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com_content&view=article&id=75&Itemid=81 (10.10.2013, 22:31)
Gespeichert als: BPDB Annual Report 11_12.pdf
- [PDB 2013-1] Bangladesh Power Development Board: Annual Report 2012-2013;
http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com_content&view=article&id=75&Itemid=81 (11.02.2014, 12:50)
Gespeichert als: BPDB Annual Report 12_13.pdf
- [PDB 2013-2] Bangladesh Power Development Board: Area wise Demand and Load-shed (Peak Hour), Demand and Load-shed 01/10/2012 to 01/10/2013 (All);
http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com_content&view=article&id=152&Itemid=100 (13.03.2013, 01:09)
Gespeichert als: BPDB Demand & Load-Shed Okt12-Sep13.pdf
- [PDB 2013-3] Bangladesh Power Development Board: Power Generation Project From 2013 to 2017, Januar 2013;
http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com_content&view=article&id=31&Itemid=127 (10.10.2013, 22:47)
Gespeichert als: Power Generation Project 13_17.pdf
- [PDB 2014-1] Bangladesh Power Development Board: Area wise Demand and Load-shed (Peak Hour), Demand and Load-shed 01/10/2013 to 23/02/2014 (All);
http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com_content&view=article&id=152&Itemid=100 (23.02.2014, 23:28)
Gespeichert als: BPDB Demand & Load-Shed Okt 13 Feb 13.pdf
- [PDB 2014-2] Bangladesh Power Development Board: Power Generation Units (Fuel Type Wise) February 2014;
http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com_content&view=article&id=150&Itemid=16 (25.02.2014, 22:30)
Gespeichert als: BPDB Power Generation Feb 2014.pdf

- [PDB 2014-3] Bangladesh Power Development Board: Development of Renewable Energy Technologies by BPDB;
http://www.bpdb.gov.bd/bpdb/index.php?option=com_content&view=article&id=26&Itemid=24 (04.03.2014, 23:35)
Gespeichert als: Development of RET by BPDB.pdf
- [PER 1986] Perez, R.; et al: An Anisotropic Hourly Diffuse Radiation Model for Sloping Surfaces: Description, Performance Evaluation, Site Dependency Evaluation;
In: Solar Energy, Vol. 36, No. 6, 1986, S. 481-497;
<http://www.asrc.cestm.albany.edu/perez/directory/ResourceAssessment.html>
(13.06.2014, 13:16)
Gespeichert als: Perez 1986.pdf
- [PER 1987] Perez, R. et al: A new Simplified Version of the Perez Diffuse Model for Tilted Surfaces;
In: Solar Energy Vol. 39, No. 3, 1987, S. 221-231;
<http://www.asrc.cestm.albany.edu/perez/directory/ResourceAssessment.html>
(27.03.2014, 23:40)
Gespeichert als: Perez 1987.pdf
- [PER 1990] Perez, R. et al: Modeling Daylight Availability and Irradiance Components from Direct and Global Irradiance;
In: Solar Energy Vol. 44, No. 5, 1990, S. 271-289;
<http://aesl.hanyang.ac.kr/class/aes805/paper/a01-21.pdf> (27.03.2014, 23:54)
Gespeichert als: Perez 1990.pdf
- [QUA 2011] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung – Simulation;
7., aktualisierte Auflage, Hanser Verlag, München, 2011;
- [RAF 2013] Rahimafrooz (Bangladesh) Ltd.: Solar Interview at Intersolar Europe 2013;
http://www.pv-tech.org/industry_watch_videos/rahimafrooz_solar_interview_at_intersolar_europe_2013 (11.03.2014, 21:40)
Video URL:
http://www.youtube.com/watch?feature=player_embedded&v=9CZnTL9yzac

- [REB 2014] Rural Electrification Board: Renewable Energy Program;
<http://www.reb.gov.bd/index.php/powgen/renewen> (11.03.2014, 23:44)
Gespeichert als: REB_About RET 190114.pdf
- [ROY 2011] Roy, R.; Shil, S. K.; Uddin, M. A.: Prospect of Marine RETs in Bangladesh, Department of Mechanical Engineering, BUET, National Seminar and Exhibition on Renewable Energy, 3-5 April 2010, Dhaka;
<http://www.slashdocs.com/wy/prospect-of-marine-rets-in-bangladesg-final-submis.html> (19.03.2014, 20:55)
- [SAN 2012] Panasonic Eco Solutions Energy Management Europe, SANYO Component Europe GmbH: HIT® Photovoltaikmodul N240 N235, Stand 11/2012;
Gespeichert als: VBHN2xxSE10_DE.pdf
- [SAY 2013] Sayeed, S. K.: Nuclear Energy for Bangladesh: Bane or Boon?
In: Energy & Power, Fortnightly Magazine, Vol. 11, Issue 1, June 16-30 2013, S. 97-100;
<http://ep-bd.com/site/> (08.12.2013, 13:18)
Gespeichert als: Energy & Power_Vol11_Iss1.pdf
- [SOT 2009] SCHOTT Solar AG: SCHOTT ASI™-Dünnschicht-Solarmodul;
Gespeichert als: schott-asi-95-97-100-103-de.pdf
- [SPA 2014] National Renewable Energy Laboratory (NREL): MIDC SPA Calculator;
<http://www.nrel.gov/midc/solpos/spa.html> (19.06.2014, 23:40)
Gespeichert als: SPA Entry Data Dhaka.pdf / SPA Data Dhaka.pdf
SPA Entry Data Coxs Bazar.pdf / SPA Data Coxs Bazar.pdf
- [STR 2009] Strauß, K.: Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen;
6., aktualisierte Auflage, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2009, Kapitel 14;
- [SUT 2013] SUNTECH: STP255-20Wd, STP250-20/Wd, STP245-20/Wd, SPT240-20Wd, 2013;
Gespeichert als: STP240-255_20Wd(poly).pdf

- [TAM 2013] Tamim, M.: A Case for Coal, Let Good Sense Prevail;
In: Energy & Power, Fortnightly Magazine, Vol. 11, Issue 1, June 16-30 2013, S.
21-23;
<http://ep-bd.com/site/> (08.12.2013, 13:18)
Gespeichert als: Energy & Power_Vol11_Iss1.pdf
- [TEP 2010] TEPCO: Power System Master Plan 2010;
<http://www.powerdivision.gov.bd/user/brec/40/55> (27.11.2013, 11:55)
Gespeichert als: PSMP2010.pdf | MPEMR Power System Master Plan.pdf
- [VAU 2010] Vaughn, B.: Bangladesh: Political and Strategic Developments and U.S.
Interests, Congressional Research Service, April 2010;
- [WAH 2012] Wahi R. R-H.; Ahsan, N. U.: Feasibility Study of Solar Home System in Rural
Areas of Bangladesh: Prospect, Progress and Challenges, Proceedings of the
Global Engineering, Science and Technology Conference 2012, Dhaka, 2012;
<http://www.gistconpro.com/809-Rabbani.pdf> (27.10.2013, 20:40)
Gespeichert als: Feasibility Study SHS in Rural Bangladesh.pdf
- [WIK 2009] Geografische Lage von Bangladesch;
http://en.wikipedia.org/wiki/File:Map_Bangladesh_RoadRail.png
(26.02.2014, 01:40)
Gespeichert als: Map_Bangladesh_RoadRail.png
- [WIK 2014] Kraftwerke;
<http://de.wikipedia.org/wiki/Kraftwerk> (19.06.2014, 00:07)
Gespeichert als: Kraftwerk Wikipedia.pef
- [WIL 2007] Wilson, D.; Stupnytska, A.: Goldman Sachs, Global Economics Paper No: 153,
The N-11: More Than an Acronym, März 2007;
<http://www.chicagobooth.edu/alumni/clubs/pakistan/docs/next11dream-march%20%2707-goldmansachs.pdf> (30.01.2014, 23:52)
Gespeichert als: Next Eleven Goldman Sachs.pdf

- [WIR 2014] Wirth, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE, Freiburg, Mai 2014;
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien-und-positionspapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland>
(16.06.2014, 02:23)
Gespeichert als: 140528 Fakten zur PV.pdf
- [WNA 2013] World Nuclear Association: Nuclear Power in Bangladesh, November 2013;
<http://www.world-nuclear.net/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Bangladesh/>
(22.03.2014, 16:29)
Gespeichert als: World Nuclear Association NPP Roopur.pdf
- [WXD 2014-1] Dhaka, Bangladesh, Monthly - All Weather Averages (Weatherbase);
<http://www.weatherbase.com/weather/weather.php3?s=32914&cityname=Dhaka-Dhaka-Bangladesh&units=metric> (22.04.2014, 00:13)
Gespeichert als: Klimadaten Dhaka.pdf
- [WXD 2014-2] Munich, Bangladesh, Monthly - All Weather Averages (Weatherbase);
<http://www.weatherbase.com/weather/weather.php3?s=66801&cityname=Munich-Bavaria-Germany&units=metric> (28.04.2014, 22:40)
Gespeichert als: Klimadaten München.pdf

Danksagung

Mein besonderer Dank gilt meiner Familie und meinem Lebensgefährten für die Unterstützung während meines gesamten Fernstudiums. Ohne den Rückenhalt meiner Familie und meines Lebensgefährten hätte ich die durch Beruf und Studium auftretende Doppelbelastung, über einen Zeitraum von fast sieben Jahren, nicht bewältigen können.

Besonders mein Lebensgefährte musste zusätzlich zu meinen beruflich bedingten, monatelangen Abwesenheiten auch noch während der Präsenzphasen des Fernstudiums und auch während der Arbeitsphasen Zuhause auf mich verzichten.

Ich danke ausdrücklich Herrn Professor Dr. Bernhard und Herrn Professor Dr. Zakaria für die Idee zu dieser Diplomarbeit und die tatkräftige Unterstützung bei der Bearbeitung der Themenstellung.

Bei der Fachhochschule-Anhalt und bei allen Dozenten möchte ich mich für die Ausbildung bedanken, die es mir ermöglicht hat, diese Diplomarbeit zu erstellen.