



Technische Universität Wien

Fakultät Elektrische Energieanlagen und Energiewirtschaft

Energy Economics Group

Diplomarbeit

Einflussparameter auf die Kosten erneuerbarer und neuer Technologien –

Eine internationale Analyse

von

Patrick Schumacher

Autor: PATRICK SCHUMACHER

geboren am: 23.04.1985

Matrikel Nummer der Fachhochschule Aachen, Deutschland: 271230

Matrikel Nummer der Hogeschool Zuyd, Niederlande: 0735930

Studiengang: Deutsch-niederländische
betriebswirtschaftliche Technik

Studienrichtung: Elektrotechnik

Verantwortlicher Hochschullehrer der Fachhochschule Aachen: Prof. Dr.-Ing. MICHAEL TRAUTWEIN

Verantwortlicher Hochschullehrer der Hogeschool Zuyd: Prof. Dhr. LEON MUIJTJENS

Verantwortlicher Hochschullehrer an der TU Wien: Univ. Prof. Dipl.-Ing Dr. techn.
REINHARD HAAS

Betreuende wissenschaftliche Mitarbeiter: Dipl.-Ing. CHRISTIAN PANZER
Dipl.-Ing. Dr. techn. GUSTAV RESCH

ausgegeben am: 14.09.2009

abgegeben am: 15.02.2010

durchgeführt in: Technische Universität Wien, Österreich
Fakultät: Elektrische Energieanlagen und
Energiewirtschaft
Energy Economics Group

Wien, den 11.Februar 2010

Danksagung

Als erstes möchte ich Herrn Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Reinhard Haas und Dhr. Leon Muijtjens danken ohne deren Zustimmung diese Arbeit bei der Energy Economics Group an der Technischen Universität Wien nicht möglich gewesen wäre.

Weiter möchte ich vor allem bei Dipl.-Ing. Christian Panzer und Dipl.-Ing. Dr. techn. Gustav Resch bedanken. Für ihre fachliche und organisatorische Unterstützung bei der Durchführung meiner Diplomarbeit. Aber auch allen Mitarbeitern der Energy Economics Group der TU Wien, bei der ich mich stets wohl gefühlt habe.

Ein großer Dank geht auch an meine Betreuer der FH Aachen, Deutschland Prof. Dr.-Ing. Michael Trautwein und der Hogeschool Zuyd, Niederlande Dhr. Leon Muijtjens für ihre Hilfestellungen und Anregungen.

Zum Schluss möchte ich mich auch bei meiner Familie bedanken, die immer hinter mir stand und mir heute zeigt wie stolz sie sind. Danke.

Abstract

The development of raw material prices which mostly moved only towards one direction before the financial and economic crisis, not only increased prices of common products and industrial goods, but also inherit increasing influence on the development of various energy carriers.

Especially the increase of steel, copper or silicon prices let the investment costs of wind power plants, gas turbine combined cycle plants and photovoltaic systems intensely rise.

A necessary as well as sustainable low-carbon production of energy has the effect that especially is liberated from their niche existence and therefore might a significant role in the European and global energy economic in the future. Therefore it is more important that the currently strong increasing demand of renewable energies will not be stopped by exorbitant high prices of raw materials.

This thesis is an analysis of the increasing impact of strong fluctuating prices of raw materials on specific investment costs of renewable and new energies technologies. It studies the interaction between the investment cost for power plants and the real material prices. The development of new electricity capacity in Europe 2008 has demonstrated that eminently wind power plants, on- and offshore, photovoltaic systems and gas turbine combined cycle plants will continue to be an important part of the future energy mix. Similarly, announced initiatives to expand Concentrated Solar Power CSP in high irradiation regions like in the South of Spain or in certain deserts, let Concentrated Solar Power Technology become the centre of interest.

Based on a cost- and material analysis of these energy technologies, a sensitivity analysis shows the intensity of dependency of volatile raw material prices on specific investment costs. The results of the analysis demonstrate that the investment costs of these energy technologies show strong interactions but are depending on the influencing parameters. Nevertheless, they do not lead to tremendously increased investment costs, as production companies often claim. Hence, the increase of the steel price from 650€₂₀₀₀ in 2004 to 1.200€₂₀₀₀ in 2008 leads to a rise of the ordinary turbine costs of about six percent. Also, the more than 200 percent increased prices of copper influence turbine costs of a wind power plant only by about one to three percent, less than beforehand estimated. The strong demand of wind power plants, gas turbine combined cycle plants or PV-Systems furthermore increased the price of energies carries as well as the gross income of the companies. However some areas, like foundation of offshore wind power plants or crystalline silicon and thin film of cadmium telluride, the steel-, silicon or glass prices have a strong impact on their investment costs. A rising glass price of 50 percent from 2004 to 2007 increased panel price with more than ten percent and investment cost of Concentrate Solar Power plants by about five percent.

The high requirements of steel, glass and concrete for Solar Trough and Solar Tower plants reflected also the high investment costs of more than 10,000 €/kW. The increasing steel and glass prices like in 2004 to 2008 will increase the investment cost again by about ten percent. Adequate investments in new capacities of raw materials or other materials like glass or silicon control increasing material prices.

For the future of sustainable energy portfolio, which should be based mainly on renewable energies, it is most important that enough investments will be made. Especially notable is, that a strong demand on raw materials from emerging countries among all China had increased extremely the price of raw materials. It is merely a matter of time that enough investments in new capacities stabilize the prices of raw materials.

Kurzfassung

Die Entwicklung der Rohstoffpreise, welche vor Ausbruch der Finanz- und Wirtschaftskrise meist stiegen, haben in der Vergangenheit nicht nur gängige Produkte und Industriegüter verteuert, sondern besitzen zunehmend Einfluss auf die Entwicklung unterschiedlicher Energieträger. Insbesondere ließen Preisanstiege von Stahl, Kupfer oder Silizium die Investitionskosten von Windkraftanlagen, Gas- und Dampfkraftwerken oder Photovoltaikmodulen stark ansteigen.

Eine angestrebte und notwendige kohlenstoffarme als auch nachhaltige Energieerzeugung bewirkt, dass besonders erneuerbare Energieträger sich von ihrem Nischendasein entfernen und eine bedeutsame Rolle in der künftigen europäischen und globalen Energiewirtschaft besitzen. Deshalb ist es nur umso wichtiger, dass die derzeit stark wachsende Nachfrage nach regenerativen Energieträgern nicht durch exorbitant hohe Roh- und Baustoffpreise gebremst wird. Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Analyse eines zunehmenden Einflusses von stark volatilen Roh- und Baustoffpreisen auf die spezifischen Investitionskosten von erneuerbarer und neuer Energieträger und untersucht wie hoch die Abhängigkeiten dieser Investitionskosten von den reinen Materialpreisen wirklich sind. Der Kapazitätszubau neuer Kraftwerke in der Europäischen Union im Jahr 2008 hat gezeigt, dass besonders Windkraftanlagen, sei es on- oder offshore, Photovoltaik und konventionelle Gas- und Dampfkraftwerke eine bedeutende Rolle im zukünftigen Energiemix finden. Ebenso haben die angekündigten Initiativen zum Ausbau solarthermischer Kraftwerke in einstrahlungsstarken Gebieten wie Südspanien die konzentrierte Solartechnik in den Mittelpunkt gerückt.

Ausgehend von der Analyse bedeutsamer Kostenbereiche und des Materialbedarfs dieser Energieträger, zeigt eine Sensitivitätsanalyse wie stark eine Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten besteht wenn Roh- und Baustoffkosten steigen oder auch wie derzeit beim Siliziumsektor beobachtet, sinken. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse zeigen, dass die Investitionskosten der untersuchten Energieträger starke Abhängigkeiten vorweisen, jedoch sind diese Abhängigkeiten technologiespezifisch und auch der Einfluss der verschiedenen Faktoren ist sehr unterschiedlich. Generell ist der Einfluss von Rohstoffpreisen nicht so hoch wie oft von Unternehmen dargestellt und hat nicht ausschließlich dadurch zu enormen Anstiegen der spezifischen Anlagenpreisen geführt. So hat der Anstieg des Stahlpreises von 650 €₂₀₀₀ in 2004 auf 1.200 €₂₀₀₀ in 2008 eine Erhöhung der reinen Turbinenkosten von zirka sechs Prozent zur Folge. Auch die über 200 Prozent gestiegenen Kupferpreise beeinflussen die Turbinenkosten mit ein bis drei Prozent weniger stark als oft angenommen. Die starke Nachfrage nach Windkraftanlagen, Gas- und Dampfkraftwerken oder PV-Modulen hat zudem die Preise dieser Energieträger erhöht und zuletzt auch die Gewinne der Unternehmen. Dennoch sind in Bereichen wie des Fundaments von offshore Windkraftanlagen oder auch bei den kristallinen und CadmiumTellurit-Modulen eine äußerst hohe

Einflussnahme der Stahl- bzw. Silizium- und Glaspreise zu erkennen. Ein Anstieg der Glaskosten von 50 Prozent lässt die Modulpreise um bis zu zehn Prozent und die Investitionskosten von solarthermischen Kraftwerken bis zu fünf Prozent steigen. Der hohe Bedarf an Stahl, Glas und Beton für Parabolrinnen- und Solar Turm Kraftwerke spiegelt sich auch in den Investitionskosten von bis zu 10.000 €/kW wieder. Erneut ansteigende Stahl-, Glas- und Betonkosten wie sie zwischen 2004 und 2008 gestiegen sind, würden diese um weitere zehn Prozent erhöhen. Um das zukünftige Energieportfolio größtenteils aus erneuerbaren Energien aufzustellen sind vorrausschauende Investitionen und technologisches Lernen notwendig um den Preisanstiegen durch Rohstoffeinflüsse entgegenzuwirken. Wesentliche Aussagen sind daneben, dass die starke Nachfrage aus China die Rohstoffpreise anhebt und nicht, bis auf wenige Ausnahmen, die schwindenden Reserven dafür verantwortlich sind.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	iii
Abstract	iv
Kurzfassung	vii
Inhaltsverzeichnis.....	viii
Abbildungsverzeichnis.....	xi
Tabellenverzeichnis.....	xiv
1 Einleitung	1
1.1. Ziel- und Methodensetzung.....	2
1.2. Gliederung der Arbeit	3
1.3. Grenzen der Untersuchung.....	5
2 Motivation und Hintergrundfakten	6
2.1. Auswahl erneuerbarer und neuer Energieträger	9
2.2. Historische Entwicklung ausgewählter Rohstoffe	11
2.2.1. Realer Stahlpreis	13
2.2.2. Kupfer-, Zink und Aluminiumpreis	14
2.2.3. Industrieller Strompreis.....	15
2.2.4. Multi-kristallines Silizium und Tellurium	16
2.2.5. Ausgewählte Baustoff Indizes	18
2.3. Zusammenfassende Betrachtung	19
3 Systemanalyse der Energietechnologien.....	20
3.1. Photovoltaik.....	20
3.1.1. Derzeitiger bedeutender Technologiestand	20
3.1.2. Kostenanalyse	22
3.1.2.1. Multi-kristalline Silizium Module.....	24
3.1.2.2. Cadmium Tellurit-Dünnschichtmodule	26
3.1.3. Materialanalyse	28
3.1.4. Auswahl relevanter Parameter.....	30

3.2.	Solarthermische Kraftwerke	32
3.2.1.	Derzeitiger bedeutender Technologiestand.....	32
3.2.2.	Kostenanalyse.....	33
3.2.2.1.	Parabolrinnen-Kraftwerk.....	34
3.2.2.2.	Solar Turm Kraftwerk	35
3.2.3.	Materialanalyse	38
3.2.3.1.	Parabolrinnen-Kraftwerk.....	38
3.2.3.2.	Solar Turm Kraftwerk	39
3.2.4.	Auswahl relevanter Parameter.....	41
3.3.	Windkraftanlagen	42
3.3.1.	Derzeitiger bedeutender Technologiestand.....	42
3.3.2.	Kostenanalyse.....	43
3.3.3.	Materialanalyse	46
3.3.4.	Auswahl relevanter Parameter.....	47
3.4.	Gas-und Dampfkraftwerke	48
3.4.1.	Derzeitiger bedeutender Technologiestand.....	48
3.4.2.	Kostenanalyse.....	50
3.4.3.	Materialanalyse	52
3.4.4.	Auswahl relevanter Parameter.....	52
4	Sensitivitätsanalyse	53
4.1.	Photovoltaik.....	54
4.1.1.	Einfluss des Silizium- und Tellurpreises.....	54
4.1.2.	Einfluss des industriellen Strompreises.....	56
4.1.3.	Einfluss des Glaspreises.....	57
4.1.4.	Einfluss des Kupfer- und Aluminiumpreises.....	58
4.1.5.	Einfluss des Stahlpreises.....	60
4.1.6.	Zusammenfassende Systembetrachtung	61
4.2.	Solarthermische Kraftwerke	64
4.2.1.	Einfluss des Stahlpreises.....	64
4.2.2.	Einfluss des Glaspreises.....	65
4.2.3.	Einfluss des Betonpreises	66
4.2.4.	Zusammenfassende Systembetrachtung	68
4.3.	Windkraftanlagen	70

4.3.1. Einfluss des Stahlpreises.....	70
4.3.2. Einfluss des Kupferpreises.....	72
4.3.3. Einfluss des Zinkpreises.....	73
4.3.4. Einfluss des Beton- und Stahlpreises beim Fundament.....	74
4.3.5. Zusammenfassende Systembetrachtung.....	75
4.4. Gas- und Dampfkraftanlagen.....	77
4.4.1. Einfluss des Stahlpreises.....	77
4.4.2. Einfluss des Kupferpreises.....	78
4.4.3. Einfluss des Betonpreises.....	79
4.4.4. Zusammenfassende Systembetrachtung.....	80
5 Ergebnisse der wissenschaftlichen Analyse.....	81
6 Schlussfolgerung und Ausblick.....	88
Literaturverzeichnis.....	94

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: ENTWICKLUNG DES GLOBALEN PRIMÄRENERGIEVERBRAUCHS VON 1980 BIS 2008, BP 2009	6
ABBILDUNG 2: ANTEILE DER ENERGIETRÄGER AM PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH, IEAA 2009.....	7
ABBILDUNG 3: ENTWICKLUNG DER GLOBALEN BRUTTOSTROMPRODUKTION VON 1990 BIS 2008, BP 2009.....	8
ABBILDUNG 4: ANTEILE DER GLOBALEN BRUTTOSTROMPRODUKTION IN 2008, IEAA 2009	8
ABBILDUNG 5: NEU INSTALLIERTE KAPAZITÄTEN AN KRAFTWERKEN IN DER EU-27 IM JAHR 2008, EWA 2009..	10
ABBILDUNG 6: ENTWICKLUNG DES DURCHSCHNITTLICHEN MONATLICHEN ÖLPREIS, IMF 2009.....	11
ABBILDUNG 7: ROHSTOFF PREIS INDIZES DER WICHTIGSTEN METALLE, INDUSTRIEGÜTER UND DER PRIMÄRENERGIEN, IMF 2009	12
ABBILDUNG 8: ENTWICKLUNG DES GLOBALEN REALEN STAHLPREISES VON 1999 BIS 2009, CRU GROUP 2009, MEPS 2009.....	13
ABBILDUNG 9: ENTWICKLUNG DES GLOBALEN KUPFER-,ZINK- UND ALUMINIUMPREISES, IMF 2009	14
ABBILDUNG 10: ENTWICKLUNG DES INDUSTRIESTROMPREISES VON 2001 BIS 2007 IN DER EU-27, EUROSTAT 2007, 2009.....	15
ABBILDUNG 11: ENTWICKLUNG DES ROHSILIZIUM- UND TELLURIUMPREISES, PHOTON INTERNATIONAL 2009, ASIF 2009, USGS 2009	16
ABBILDUNG 12: BAUSTOFFE PREIS INDIZES, STATISTISCHES BUNDESAMT DEUTSCHLAND 2009.....	18
ABBILDUNG 13: ENTWICKLUNG DER GLOBALEN KUMULIERTEN PV-LEISTUNG, EPIAA 2009.....	20
ABBILDUNG 14: MARKTANTEILE PHOTOVOLTAIK, EPIA 2008	21
ABBILDUNG 15: ENTWICKLUNG DES DURCHSCHNITTLICHEN SYSTEMPREISES, IEA PVPS ET AL. 2009	22
ABBILDUNG 16: ENTWICKLUNG DER MODULPREISE IN DEUTSCHLAND VON 1992 BIS 2009, IEA PVPS 2009, PHOTON 2009	23
ABBILDUNG 17: KOSTENSTRUKTUR EINER MITTLEREN PV-DACHANLAGE IN DEUTSCHLAND, KREWITT, ET AL. 2005.....	23
ABBILDUNG 18: KOSTENSTRUKTUR VON KRISTALLINEN- UND DÜNNSCICHT FREIFLÄCHENANLAGEN, PHOTOVOLTAIK 2007	24
ABBILDUNG 19: ANTEILE MODULKOSTEN BEI M-SI, CRYSTAL CLEAR 2009	25
ABBILDUNG 20: ANTEIL MODULKOSTEN CDTE, ZWEIBEL 1999	27
ABBILDUNG 21: ENTWICKLUNG DER KUMULIERTEN LEISTUNG VON SOLARTHERMISCHEN KRAFTWERKEN VON 1985 BIS 2009, GREENPEACE 2009.....	32
ABBILDUNG 22: ANTEIL DER KOSTEN EINES PARABOLRINNEN-KRAFTWERKS, PITZ-PAAL ET AL. 2003.....	34
ABBILDUNG 23: KOSTENAUFTEILUNG DES SOLARFELD EINES PARABOLRINNEN-KRAFTWERKS, QUELLE: PITZ- PAAL, 2003	35
ABBILDUNG 24: ANTEILE DER KOSTEN EINES SOLAR TURM KRAFTWERKS, PITZ-PAAL, ET AL., 2003.....	36
ABBILDUNG 25: KOSTENAUFTEILUNG DES SOLARFELD EINES SOLAR TURM KRAFTWERKS, PITZ-PAAL ET AL., 2003.....	37
ABBILDUNG 26: HAUPTMATERIALIEN EINES PARABOLRINNEN-KRAFTWERKS DES TYPUS ANDASOL, VIEBAHN, ET AL. 2008.....	38
ABBILDUNG 27: MATERIALANALYSE EINES SOLAR TURM KRAFTWERKS DES TYPUS SOLAR TRES, VIEBAHN, ET AL., 2008.....	39
ABBILDUNG 28: ENTWICKLUNG DER GLOBALE KUMULIERTE WINDLEISTUNG VON 1996 BIS 2008, GWEC 2009	42
ABBILDUNG 29: ENTWICKLUNG DER SPEZIFISCHEN INVESTITIONSKOSTEN IN EURO ₂₀₀₆ VON WKA TURBINEN VON 1989 BIS 2006 IN DÄNEMARK, KROHN, ET AL. 2009.....	43
ABBILDUNG 30: ANTEIL KOSTEN ON-UND OFFSHORE, KROHN, ET AL. 2009.....	44
ABBILDUNG 31: KOSTENAUFTEILUNG EINER 5MW TURBINE, QUELLE: KROHN, ET AL., 2009	45
ABBILDUNG 32: MATERIALBILANZ EINER 2MW TURBINE, ELSAM ENGINEERING A/S, 2004	46

ABBILDUNG 33: ENTWICKLUNG DES ERDGASVERBAUCHS WELTWEIT UND IN EUROPA & EURASIEN IN BILLIONEN M ³ AUF DER LINKEN SKALA, ENTWICKLUNG DER VORHANDENEN RESERVEN IN TRILLIONEN M ³ AUF DER RECHTEN SKALA, BP 2009	48
ABBILDUNG 34: ENTWICKLUNG DER SPEZIFISCHEN INVESTITIONSKOSTEN VON GUD-KRAFTWERKEN VON 2001 BIS 2009, SEEBREGTS, ET AL. 2009	50
ABBILDUNG 35: AUFTEILUNG DER INVESTITIONSKOSTEN EINES DURCHSCHNITTLICHEN GAS- UND DAMPFKRAFTWERKES, NETL 2007	51
ABBILDUNG 36: ANTEIL DER ROH- UND BAUSTOFFE BETON, STAHL, ETC. AM GESAMTEN MATERIALAUFWAND EINES GAS- UND DAMPFKRAFTWERKS, BRIEM, ET AL. 2004	52
ABBILDUNG 37: SPEZIFISCHER BEDARF IN TONNEN PRO MW FÜR EIN GAS-UND DAMPFKRAFTWERK, BRIEM, ET AL. 2004.....	52
ABBILDUNG 38: SENSITIVITÄTSANALYSE DER MODULPREISE VON MC-SI MODULEN UND CDTE-DÜNNSCICHTMODULEN IN ABHÄNGIGKEIT DER SILIZIUM- UND TELLURIUMKOSTEN	55
ABBILDUNG 39: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SILIZIUMKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER INDUSTRIELLEN STROMKOSTEN.....	56
ABBILDUNG 40: SENSITIVITÄTSANALYSE DER MODULKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER GLASKOSTEN.....	57
ABBILDUNG 41: SENSITIVITÄTSANALYSE DER MODULPREISES IN ABHÄNGIGKEIT DER KUPFERKOSTEN.....	58
ABBILDUNG 42: SENSITIVITÄTSANALYSE DER MODULKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER ALUMINIUMKOSTEN.....	59
ABBILDUNG 43: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER STAHLKOSTEN.....	60
ABBILDUNG 44: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER BETONKOSTEN.....	61
ABBILDUNG 45: ZUSAMMENFASSENDE SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN VON MC-SI-MODULEN IN ABHÄNGIGKEIT VON STAHL-,ALUMINIUM-,KUPFER-,SOLARGLAS, BETON- UND SILIZIUMKOSTEN	62
ABBILDUNG 46: ZUSAMMENFASSENDE SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN VON CDTE MODULEN IN ABHÄNGIGKEIT VON STAHL-, ALUMINIUM-, KUPFER-, SOLARGLAS, BETON- UND TELLURKOSTEN	63
ABBILDUNG 47: SENSITIVITÄTSANALYSE EINES SOLARFELDES IN ABHÄNGIGKEIT DES STAHLPREISES	64
ABBILDUNG 48: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SOLARFELDKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER GLASKOSTEN	66
ABBILDUNG 49: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SOLARFELDKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT DER BETONKOSTEN	67
ABBILDUNG 50: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SOLARFELDKOSTEN EINES PARABOLRINNEN-KRAFTWERKS IN ABHÄNGIGKEIT DES STAHL-, BETON-,KUPFER- UND GLASKOSTEN.....	68
ABBILDUNG 51: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SOLARFELDKOSTEN EINES SOLAR TURM KRAFTWERKS IN ABHÄNGIGKEIT DES STAHL-, BETON-, KUPFER- UND GLASKOSTEN	69
ABBILDUNG 52: SENSITIVITÄTSANALYSE DER TURBINENKOSTEN EINER WINDKRAFTANLAGE IN ABHÄNGIGKEIT DES STAHLKOSTEN	70
ABBILDUNG 53: SENSITIVITÄTSANALYSE DER TURBINENKOSTEN EINER WINDKRAFTANLAGE IN ABHÄNGIGKEIT DES KUPFERKOSTEN	72
ABBILDUNG 54: SENSITIVITÄTSANALYSE DER TURBINENKOSTEN EINER WINDKRAFTANLAGE IN ABHÄNGIGKEIT DES ZINKKOSTEN	73
ABBILDUNG 55: SENSITIVITÄTSANALYSE DER FUNDAMENTKOSTEN EINER WINDKRAFTANLAGE IN ABHÄNGIGKEIT DER BETON- UND STAHLKOSTEN.....	74
ABBILDUNG 56: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN EINER ONSHORE WINDKRAFTANLAGE IN ABHÄNGIGKEIT DER STAHL-, ALUMINIUM-, KUPFER-, ZINK-, UND BETONKOSTEN.....	75
ABBILDUNG 57: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN EINER OFFSHORE WINDKRAFTANLAGE IN ABHÄNGIGKEIT DER STAHL-, ALUMINIUM-, KUPFER-, ZINK-, UND BETONKOSTEN.....	76
ABBILDUNG 58: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN EINES GUD-KRAFTWERKS IN ABHÄNGIGKEIT DER STAHLKOSTEN	77

ABBILDUNG 59: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN EINES GUD-KRAFTWERKS IN ABHÄNGIGKEIT DER KUPFERKOSTEN	78
ABBILDUNG 60: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN EINES GUD-KRAFTWERKS IN ABHÄNGIGKEIT DER BETONKOSTEN	79
ABBILDUNG 61: SENSITIVITÄTSANALYSE DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN EINES GUD-KRAFTWERKS IN ABHÄNGIGKEIT DER STAHL-, KUPFER-, UND BETONKOSTEN	80
ABBILDUNG 62: ANSTIEG DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN DER UNTERSUCHTEN ENERGIETRÄGER UNTER DER ZUNAHME DES STAHLPREISES VON 80 PROZENT IN DEN JAHREN 2004 BIS 2008.....	83
ABBILDUNG 63: ANSTIEG DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN DER UNTERSUCHTEN ENERGIETRÄGER UNTER DER ZUNAHME DES KUPFERPREISES VON 200 PROZENT IN DEN JAHREN 2004 BIS 2008	84
ABBILDUNG 64: ANSTIEG DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN DER UNTERSUCHTEN ENERGIETRÄGER UNTER DER ZUNAHME DES BETONPREISES VON 20 PROZENT	85
ABBILDUNG 65: ANSTIEG DER SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTEN DER UNTERSUCHTEN ENERGIETRÄGER UNTER DER ZUNAHME DES FLACHGLASPREISES VON 50 PROZENT	86
ABBILDUNG 66: ERGEBNISSE DES SPEZIFISCHEN SYSTEMKOSTENANSTIEGS IN ABHÄNGIGKEIT DER STAHL-, KUPFER- UND BETONKOSTEN	87

Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: PROZENTUALE ANTEILE DER HERSTELLUNGSKOSTEN BEI M-SI MODULEN, CRYSTAL CLEAR 2009....	26
TABELLE 2: HAUPTMATERIALIEN ZUR FERTIGUNG EINES M ² MULTIKRISTALLINES- UND CDTE-MODULS, JUNGBLUTH ET AL, 2009	28
TABELLE 3: SPEZIFISCHER BEDARF IN TONNEN PRO MW AN STAHL, ETC., QUELLE: JUNGBLUTH ET AL.,2009 ZWEIBEL, 1999.....	31
TABELLE 4: SPEZIFISCHE INVESTITIONSKOSTEN DER BESTEHENDEN PARABOLRINNEN- UND SOLAR TURM KRAFTWERKE, VIEBAHN, ET AL., 2008, SOLARPACES, 2009	33
TABELLE 5: SPEZIFISCHER BEDARF AN STAHL, BETON, KUPFER UND FLOATGLAS FÜR EIN PARABOLRINNEN- KRAFTWERK MIT 46MW _{EL} , 7.5 H SPEICHER UND SOLAR TURM KRAFTWERK MIT 15 MW _{EL} , 15 H SPEICHER, VIEBAHN, ET AL. 2008	41
TABELLE 6: SPEZIFISCHER BEDARF AN STAHL, BETON, KUPFER UND FLOATGLAS FÜR DAS SOLARFELD EINES PARABOLRINNEN-KRAFTWERKS VON 46MW _{EL} , 7.5 H SPEICHER UND EINES SOLAR TURM KRAFTWERKS MIT 15 MW _{EL} , 15 H SPEICHER, VIEBAHN, ET AL. 2008.....	41
TABELLE 7: SPEZIFISCHEN INVESTITIONSKOSTEN EINER WKA, KROHN, ET AL. 2009.....	45
TABELLE 8: SPEZIFISCHER BEDARF AN ROH- UND BAUSTOFFEN FÜR TURBINE UND FUNDAMENT, ELSAM ENGINNERING A/S 2004.....	47

Kapitel 1

Einleitung

Zum Zeitpunkt der Bearbeitung dieser Arbeit zeigten insbesondere die gescheiterte 15. Weltklimakonferenz in Kopenhagen sowie der Mitte November 2009 veröffentlichte World Energy Outlook der Internationalen Energie Agentur wie sehr die Gesellschaft noch von einer kohlenstoffarmen Energieerzeugung entfernt ist. Trotz des Bekenntnisses zu einem durchschnittlichen Temperaturanstieg von zwei Grad Celsius, ist kein erforderliches Abkommen zustande gekommen. Es zeigt, wie bedeutsam die fossilen Energieträger Öl, Kohle, Erdgas und Uran seit der Industrialisierung für unser Wirtschaftssystem geworden sind und die unnachgiebige Abhängigkeit von diesen Energieträgern. Die unvorhersehbaren und mit hoher Wahrscheinlichkeit katastrophalen Konsequenzen eines größeren Temperaturanstiegs und die zunehmende Abhängigkeit von Rohstoffimporten erreicht dennoch dass einzelne Länder und Regionen versuchen, kleine aber bedeutende Schritte zu einem nachhaltigen Energiesystem zu setzen. Wie auch zur Industrialisierung im 18. Jahrhundert, nimmt die Europäische Union hier eine Vorreiterrolle ein und beschloss am 7. März 2007 das sogenannte 20-20-20 Ziel, welches bis zum Jahr 2020 unter anderem die erneuerbaren Energiequellen in allen 27 EU-Mitgliedstaaten auf durchschnittlich 20 Prozent des Bruttoendenergieverbrauchs erhöhen, die Emissionen um 20 Prozent gegenüber 1990 senken und die Energieeffizienz um 20 Prozent verbessern soll. Durch die in den Mitgliedsländern umgesetzte Richtlinie zeigt sich, dass den regenerativen Energieträgern zukünftig ein hohen Stellenwert beizumessen ist und ihr Wachstum alleine in der EU überproportional weiter wachsen wird, wie es in einzelnen Ländern, beispielsweise Deutschland und Spanien, schon in den vergangenen Jahren der Fall gewesen ist. Das derzeitige starke Wachstum der erneuerbaren Energien wird jedoch zunehmend durch volatile und tendenziell steigende Rohstoffpreise beeinflusst, wie die deutsche Windenergiebranche es Anfang des vergangenen Jahres bei Höchstständen unterschiedlichster Rohstoffe erlebt hat. Effizienzfortschritte und erhöhte Kapazitäten der Windkraftanlagen, die weitgehend zu Kostensenkungen führen, sind nicht nur maßgeblich durch erhöhte Stahl- und Kupferpreise kompensiert worden, sondern waren Grund zu einer Anpassung der Vergütungssätze zum ersten Januar 2009 des deutschen erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG), welche eine Erhöhung der Vergütung aus Windkraftanlagen vorsah.

Die Anpassung der Vergütungssätze für Windkraftanlagen in Deutschland sowie in anderen europäischen Ländern stellt dar, wie bedeutsam die Entwicklung der Rohstoffpreise für die erneuerbaren Energien geworden ist. In der vorliegenden Studienarbeit wird der Einfluss dieser

volatilen Rohstoffpreise auf die Investitionskosten verschiedener erneuerbarer sowie neuer Energieträger untersucht und soll grundsätzlich abbilden, wie sich Investitionskosten moderner Energietechnologien entwickeln können, wenn Rohstoffpreise und Erzeugnisse aus diesen, künftig weiter ansteigen oder durch erhöhtes Angebot, als auch durch verminderter Nachfrage abnehmen.

1.1. Ziel- und Methodensetzung

Zur Zielsetzung sind wesentlich die Investitionskosten als auch der Materialbedarf der untersuchenden Technologien bedeutend. Besonders, die Darstellung sowie die Beschreibung ausschlaggebender Roh- und Baustoffe, welche die Investitionskosten der Energietechnologien beeinflussen könnten sind zu einer weiteren Sensitivitätsanalyse belangreich. Die Entwicklung dieser meist stark volatilen Rohstoffpreise ist ebenso eine Zielsetzung wie die unterschiedlichen spezifischen Investitionskosten der untersuchten Energieträger. Insbesondere um den Einfluss der Rohstoffpreise auf schon gewesene Preiserhöhungen zu untersuchen ist die Entwicklung der Investitionskosten belangreich. So kann explizit dargestellt werden inwiefern ein Anstieg der Rohstoffpreise auf die Entwicklung der Investitionskosten Einfluss genommen hat oder diese von anderen Parametern ebenfalls stark beeinflusst wurden.

Der methodische Ansatz baut auf eine ausführliche Internet- und Literaturrecherche, welche Hauptbestandteil der Kostenuntersuchung bestehender Energieträger sowie deren Materialbedarf ist. Die Studienarbeit baut insbesondere auf Forschungsberichte und Studien bedeutender Forschungsinstitute, wie des Deutschen Luft und Raumfahrtzentrums, des National Renewable Energy Laboratory der USA, die Fraunhofer Gesellschaft, EcoInvent Center der ETH Zürich sowie Aussagen aus Unternehmen in der Industrie.

So wie in der Einleitung beschrieben, werden regenerative Energieträger, insbesondere in der Europäischen Union, aber auch weltweit, stärker denn je forciert und sind für ein zukünftiges nachhaltiges Energiesystem unerlässlich. Aus diesem Grund wird die solare Stromerzeugung, sei es direkt durch den photoelektrischen Effekt oder indirekt durch die konzentrierte solarthermische Stromerzeugung sowie die Windenergie auf Land (onshore) als auch auf See (offshore) untersucht. Auch durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energieformen nimmt die Bedeutung eines Gaskraftwerks, trotz generell steigender Gaspreise, immer mehr zu. Weitgehend begründet durch ihre kurzen Anfahrtszeiten und ihre Regelbarkeit, welche als Grund- oder Spitzenlast gefahren werden können, sind moderne und mit hohen Wirkungsgraden verfügbare Gas- und

Dampfkraftwerke selbst langfristig, eine der bedeutsamsten Energieträger und Anlass zur weiteren Untersuchung auf ihre Investitionskosten.

Zusammenfassend werden folgende Energieträger in dieser Studie analysiert:

- Photovoltaik in Dünnschicht und auf kristalliner Basis;
- Solarthermische Kraftwerke als Parabolrinnen sowie als Solar Turm ausgeführt;
- Windkraft, on- und offshore;
- Gas- und Dampfkraftwerk

1.2. Gliederung der Arbeit

Eine ausführliche Einleitung zum globalen Energiebedarf beginnt im **Kapitel 2 Hintergrundbeschreibung**, in der die Entwicklung des globalen Primärenergiebedarfs von 1980 bis 2008 abgebildet und in ihren Energieträgern aufgegliedert wird. Da sich die vorliegende Arbeit ausschließlich mit der Analyse von Energieträgern zur Stromerzeugung befasst, wird ebenso die globale Entwicklung des Bruttostrombedarfs sowie den dazu relevanten Energieträgern dargestellt. Ferner werden die Motive zur Auswahl der relevanten erneuerbaren und neuen Energieträger beschrieben, welche derzeit und insbesondere zukünftig, eine erhöhte Bedeutung in der europäischen als auch zur globalen Stromproduktion besitzen.

Eine Aufstellung und Diskussion der Kostenbestandteile geben eine Vorselektion der relevanten Einflussfaktoren, die wesentlich die Investitionskosten unterschiedlicher erneuerbarer und neuer Energieträger beeinflussen können. Ausgehend von diesen einflussreichsten Parametern lassen die zur Untersuchung benötigten volatilen Rohstoff-, Energie- und Materialpreisentwicklungen abbilden, welche im Abschnitt **Auswahl ausgewählter Rohstoffe im Kapitel 2** aufgezeigt werden. Die hier dargestellten Preisentwicklungen als Indizes oder realer Preiseentwicklungen dargestellt, zeigen anschaulich, wie stark ein zu geringes Angebot bei wachsender Nachfrage oder eine Verknappung der Rohstoffe die Preise steigen lässt. Materialien oder auch chemische Elemente welche hauptsächlich für einzelne Anwendungen wie beispielsweise in der Photovoltaikindustrie verwendet werden, werden ebenso dargestellt, wie Massenrohstoffe Kupfer, Aluminium oder Stahl. Die durch hohen Energieaufwand gewonnenen Baustoffe wie Zement und Glas werden in den vielfältigsten Anwendungen verwendet und werden aus diesem Grund ebenfalls in dieser Arbeit abgebildet.

In **Kapitel 3 Systemanalyse der Energietechnologien** werden die verschiedenen Energieträger zunächst auf ihre Kostenbestandteile untersucht und wenn nötig, in den unterschiedlichen Materialkosten aufgegliedert. Durch eine weitere Materialanalyse der erneuerbaren und neuen Energieträger, werden ebenso die Roh- und Baustoffe analysiert, welche Hauptbestandteil zum Bau eines Kraftwerkes sind und durch ihren hohen Kostenbestand, die spezifischen Investitionskosten beeinflussen. In der anschließenden zusammenfassenden Betrachtung werden schließlich die Parameter aufgegliedert, welche erhöhte Investitionskosten der Energieträger verursachen und andererseits, durch die Materialanalyse einen sehr hohen Bedarf aufweisen.

Steigende oder auch fallende Rohstoff- oder Materialpreise können so im **Kapitel 4 Sensitivitätsanalyse** auf diesen Kostenbereich untersucht werden und geben schlussendlich Aufschluss inwiefern sich die spezifischen Investitionskosten verändern.

Hauptsächlich werden die Kostenbereiche untersucht, welche unter anderem Hauptbestandteil der gesamten Systemkosten sind und durch Variation der relativen Materialkosten sich entscheidend beeinflussen lassen. Ausgehend von diesen Hauptkostenbereichen eines Energieträgers wird die Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten von den unterschiedlichen volatilen Roh- und Baustoffen analysiert und folgend diskutiert. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse wird in **Kapitel 5 Ergebnis der wissenschaftlichen Analyse** dargestellt. Die Roh- und Baustoffe, welche einen Einfluss auf sämtliche Energieträger besitzen, lassen sich dadurch vergleichen. Weiteres zeigen sie auf, welche Energieträger die stärkste Abhängigkeit von steigenden oder auch fallenden Roh- und Baustoffpreisen aufweisen.

Zum Schluss werden in **Kapitel 6 Schlussfolgerung und Ausblick**, die Ergebnisse ausführlich diskutiert und mit den bestehenden Anstiegen in der Vergangenheit der untersuchten Energieträger verglichen. Bedeutend ist die Aussage wie stark die Rohstoffpreisentwicklung von 2004 bis Mitte 2008 die untersuchten Energieträger wirklich beeinflusst haben oder der Anstieg der spezifischen Investitionskosten von anderen Parametern mehr beeinflusst wird. Außerdem wird ein Ausblick der Rohstoff-, Energie-, und Materialpreise beschrieben, als auch in wie weit Preisrisiken für diese untersuchten Technologien bestehen.

1.3. Grenzen der Untersuchung

Grenzen der Untersuchung liegen hauptsächlich an nicht vorhandenen bzw. nicht öffentlich verbreiteten Daten, da Kostenstrukturen und Materialbedarf aus Vertraulichkeit nicht weitergegeben werden dürfen. Nur veröffentlichte Forschungsstudien konnten so für die Recherche gesammelt werden wodurch nicht immer die (100%ige) Industrienähe gewährleistet ist. Desweiteren liegen Grenzen im zeitlichen Aufwand der Arbeit wodurch nicht alle neuen regenerativen und konventionellen Energieträger untersucht werden konnten, sondern nur selektiv gewählte.

Kapitel 2

Motivation und Hintergrundfakten

Wie Abb. 1 zeigt, liegt der weltweite Energieverbrauch, gegenwärtig als Folge eines stetigen Wachstums, fast doppelt so hoch wie zu Beginn der 70er Jahre. Ein jährliches Wachstum um 1,8 Prozent ließ den Energieverbrauch innerhalb von 30 Jahren von 6.630 Mtoe (Millionen Tonnen Rohöl-Äquivalent Einheiten) im Jahr 1980 auf 11.300 Mtoe im Jahr 2008 steigen und verdeutlicht die immer höhere Abhängigkeit unseres Wirtschaftens von diesen Energieträgern. Eine Entkopplung des Wirtschaftswachstums vom Energieverbrauch ist nicht in Sicht, zumal Schwellenländer und ebenso Entwicklungsländer einen Lebensstandard anstreben, welcher dem der Industrieländern entspricht und somit besonders deren Energienachfrage weiter wachsen wird (BP, 2009).

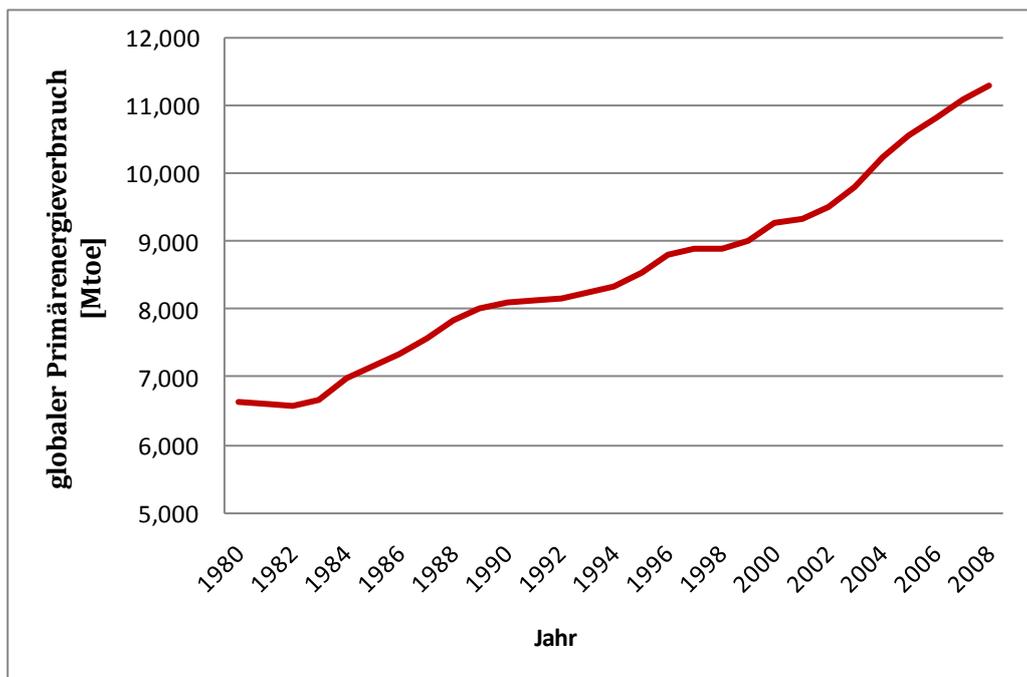


Abbildung 1: Entwicklung des globalen Primärenergieverbrauchs von 1980 bis 2008, BP 2009

Voraussichtlich wird zwar der weltweite Energieverbrauch 2009 infolge der Finanz- und Wirtschaftskrise geringfügig sinken, doch schon zu Ende des Jahres 2009 zeigt sich deutlich, dass die Krise keine lange Pause im globalen Energieverbrauch geschaffen hat. Wachstumsraten, insbesondere von Schwellenländern wie China und Indien liegen heutzutage im gleichen Maße wie vor Ausbruch der Finanz- und Wirtschaftskrise. So gehen alle vorliegenden globalen Szenarien von einem weiteren Anstieg des weltweiten Energieverbrauchs in den kommenden Jahren aus. Nach Schätzungen der Internationalen Energie Agentur wird der globale Energiebedarf bis zum Jahr 2030 auf 16.800 Mtoe steigen, was einem Anstieg von zirka 40 Prozent entspricht – also jährlich 1,5

Prozent, wenn keine wirksamen Gegenmaßnahmen ergriffen werden. Die wichtigsten globalen Energieträger am Weltenergieverbrauch von 2008 sind Öl (34%), Kohle (26%) und Gas (21%). Die erneuerbaren Energien decken knapp 13 Prozent und die Kernenergie rund 6 Prozent des globalen Primärenergieverbrauchs (IEAa, 2009).

Erneuerbare Energien wie die traditionelle Biomasseverbrennung und Großwasserkraftwerke, die den größten Anteil der regenerativen Energien am Primärenergieverbrauch (PEV) aufweisen, haben ihre Bedeutung eher im ökonomischen statt im ökologischen Sinne und sind demnach weniger zwecks ihrer nachhaltige Energieformen installiert worden wie dies der Fall heutzutage bei neuen regenerativen Energieträger ist. Wie Abb. 2 verdeutlicht stammen lediglich 0,7 Prozent des PEV aus neuen regenerativen Energieträgern wie Wind, Sonne, Geothermik, Bioenergie sowie Wellen- und Gezeitenkraftwerke.

Ausschlaggebend ist, wenn traditionelle Biomasse und Wasserkraft hinzugezogen werden, dass der Anteil der erneuerbaren Energiebereitstellung am globalen Primärenergieverbrauch bereits seit den achtziger Jahren in der Regel immer knapp unter der 13 Prozent-Marke liegt (Böhme, et al., 2009). Dies bedeutet, dass der Anstieg des gesamten Primärenergieverbrauchs in gleichen Schritten erfolgte wie der Zuwachs der erneuerbaren Energiebereitstellung, jedoch keinen zusätzlichen Anteil an erneuerbaren Energien erzielt werden konnten.

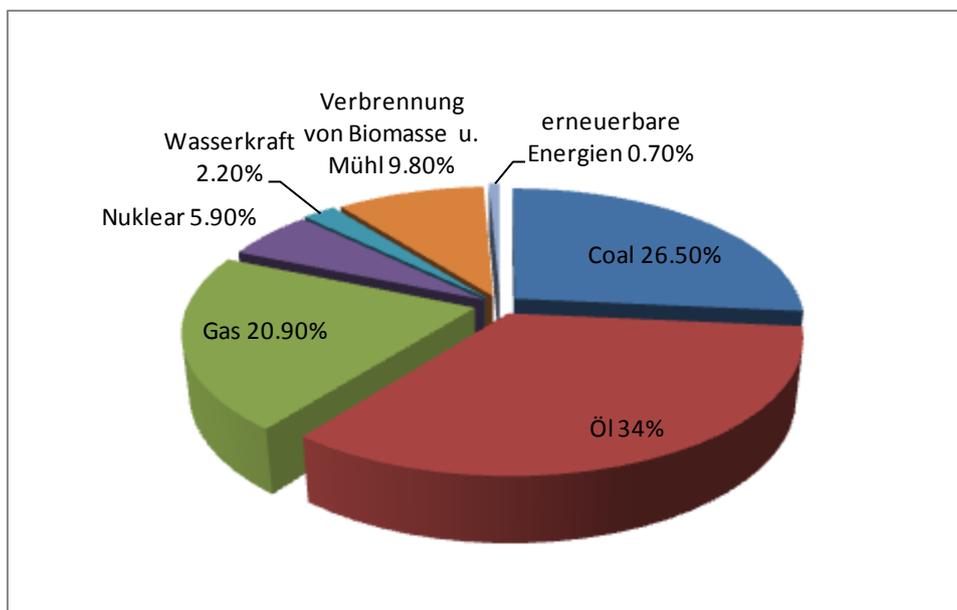


Abbildung 2: Anteile der Energieträger am Primärenergieverbrauch, IEAa 2009

Der höchste Wachstumsanteil zur Energiebereitstellung liegt in der Stromerzeugung, wie Abb. 3 darstellt. Im Jahr 2008 lag die globale Bruttostromerzeugung bei 20.201 TWh im Gegensatz zu 11.865 TWh in 1990, welche einer jährlichen Wachstumsrate von 2,8 Prozent entspricht. Dieser wird unter den

momentanen Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2030 um bis zu 2,4 bis 2,5 Prozent steigen und möglicherweise auf mehr als 31.800 TWh expandieren (IEAb, 2009; EIA , 2009).

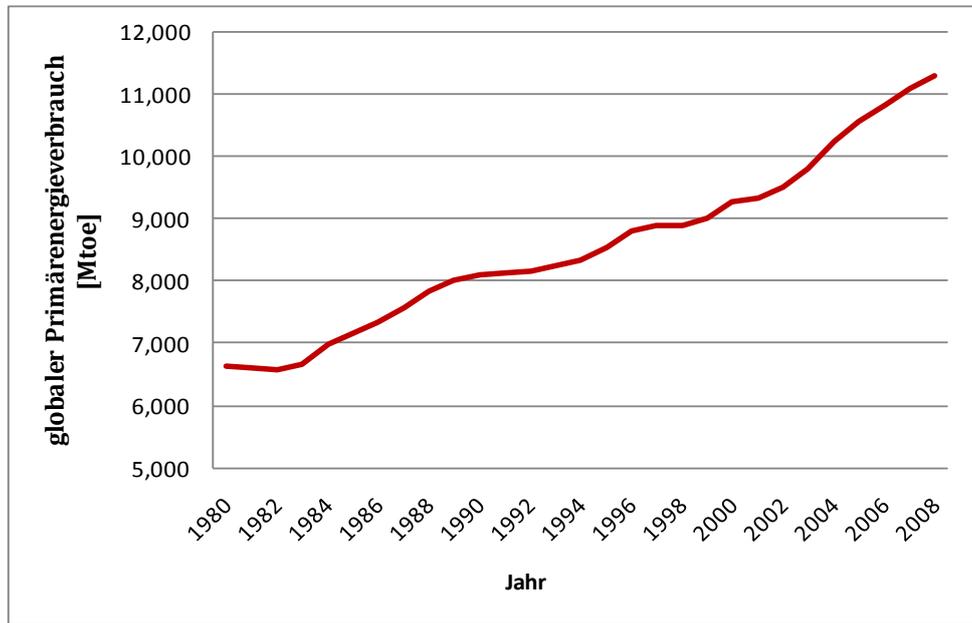


Abbildung 3: Entwicklung der globalen Bruttostromproduktion von 1990 bis 2008, BP 2009

An der globalen Bruttostromproduktion besitzen die erneuerbaren Energien derzeit einen Anteil etwas über 18 Prozent, wobei der größte Teil von der Wasserkraft (15%) bereit gestellt wird (IEAa, 2009). Die übrigen 2,6 Prozent, teilen sich hauptsächlich Wind-, Solar- und Biomassekraftwerke, siehe Abb. 4

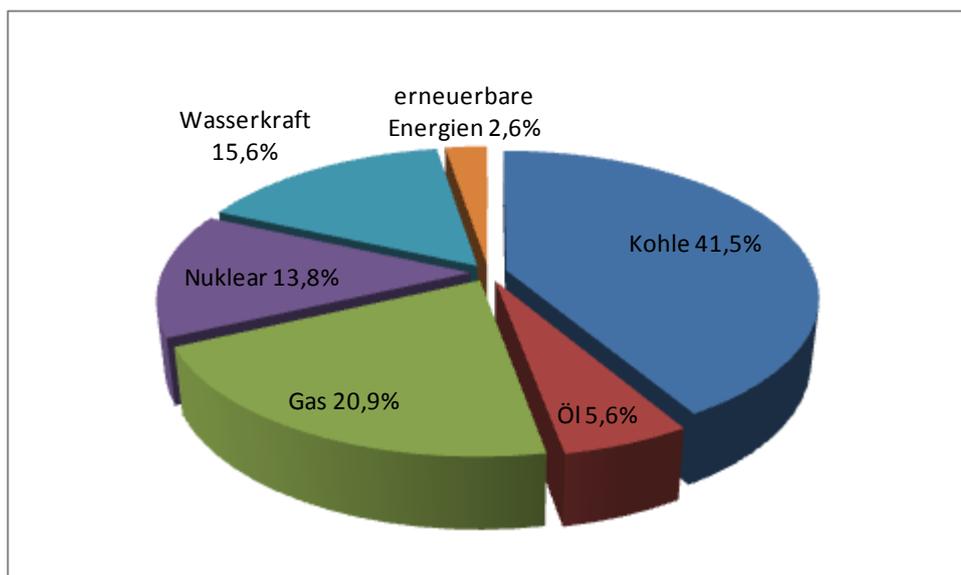


Abbildung 4: Anteile der globalen Bruttostromproduktion in 2008, IEAa 2009

Die erneuerbaren Energien, so nach dem World Energy Outlook des Jahres 2009, werden im Referenzszenario von derzeit 2,6 auf 8,6 Prozent ansteigen, wobei der Windkraft der größten Anteil zugesprochen wird. Unter den schon bestehenden Veränderungen im Energiesektor, bedingt durch die Reduzierung der Emissionen sowie durch schwindende Primärenergiereserven, wird wohl dieser Anteil der Erneuerbaren sehr viel stärker im Jahr 2030 ausfallen müssen als die derzeitige Prognose der IEA. Da das 2 Grad Ziel, wie es der Weltklimarat (IPCC) als maximalen vertretbaren durchschnittlichen Temperaturanstieg empfiehlt, nur mit einer starken Forcierung der erneuerbaren Energien möglich erscheint (IEAb, 2009).

2.1. Auswahl erneuerbarer und neuer Energieträger

Der vorherige Abschnitt zeigt deutlich, dass zur Bewältigung der Herausforderungen für die globale Energieversorgung und insbesondere des Klimaschutzes, neben der effizienteren Nutzung der Energie, vor allem die Entwicklungsdynamik der erneuerbaren Energien erhöht werden muss, wenn diese nicht nur den Mehrenergieverbrauch kompensieren sollen. Vor allem die Entwicklung der „neuen“ erneuerbaren Energien wie Solar,- Wind,-, Geothermische,- und Meeresenergie, aber auch die moderne Form der Biomassenutzung besitzen hier enorme Potentiale, den Anteil der regenerativen Energien am Primärenergieverbrauch und vor allem am Bruttostromverbrauch zu erhöhen.

Deutlich wird die Entfaltung wenn man sich die Entwicklung im vergangenen Jahrzehnt ansieht. Seit dem Jahr 2000 sind die am meist wachsenden Industrien, innerhalb der erneuerbaren Energien, die Solar- und Windbranche. Bei der Photovoltaik erreicht die junge Solarindustrie seit acht Jahren ein durchschnittliches jährliches Wachstums von 47 Prozent und wird voraussichtlich auch in den kommenden Jahren beträchtliche Wachstumsraten vorzeigen (Fawer, 2009). Das globale Wachstum der Windbranche hat den zweithöchsten Wert und wuchs in den letzten acht Jahren um durchschnittlich 22 Prozent pro Jahr (GWEC, 2009).

Der Solarmarkt wird zwar noch von der Photovoltaikbranche beherrscht, jedoch sind weltweit knapp 9 GW solarthermische Kraftwerke in Planung oder bereits in der Realisierungsphase (Pitz-Paal, 2009). Aus diesem Grund fokussiert diese Arbeit auf folgende erneuerbaren Energieträger:

- Photovoltaik;
- Windenergie;
- solarthermische Kraftwerke

Dennoch basiert unsere jetzige Energienachfrage, auch im Elektrizitätsbereich auf größtenteils konventionellen fossilen Energieträgern Öl, Kohle, Erdgas und Uran. Die vor der Finanz- und Wirtschaftskrise ansteigenden Kapitalkosten, die geringen Bauzeiten sowie die gegenüber Öl und Kohle emissionsärmeren Gaskraftwerke führten zu einem sehr starken Einsatz dieses Energieträgers in der Europäischen Union und weltweit. Selbst das Problem der endlichen Reserven, wie es bei fossilen Energieträgern der Fall ist, speziell im Rohölsektor, wird im Erdgassektor in den nächsten 40 Jahren nicht auftreten, da bei den derzeitigen Förderraten und bei gleichbleibendem Verbrauch von 3.018 Mio. Kubikmeter pro Jahr allein die derzeitig entdeckten Erdgasreserven mit 185 Trillionen Kubikmeter für die kommenden 60 Jahren ausreichen (BP, 2009).

Aus diesem Grund werden zu den drei regenerativen Energietechnologien ein konventionelles Gas- und Dampfkraftwerk hinzugezogen, um dort ebenfalls den Einfluss volatiler Rohstoffpreise auf die spezifischen Investitionskosten zu untersuchen.

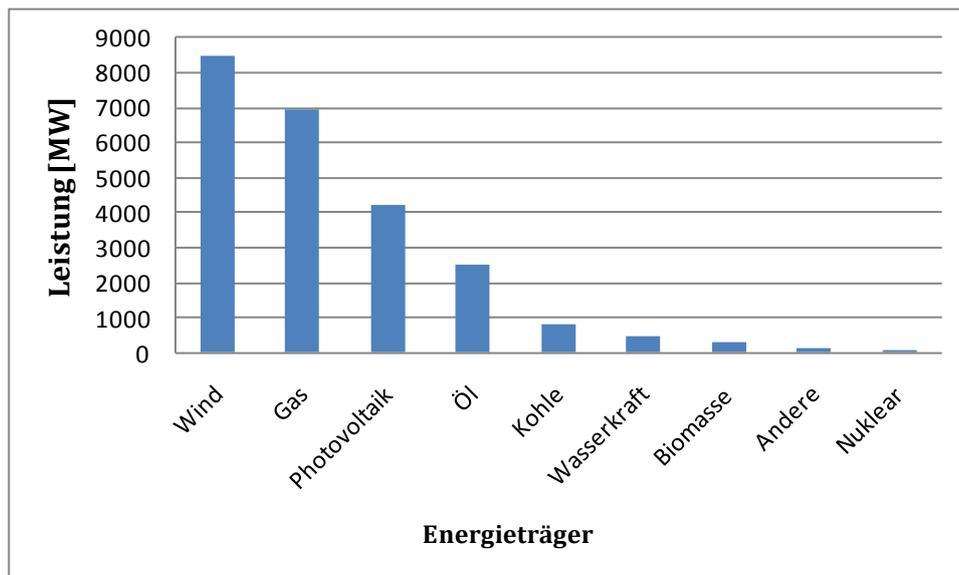


Abbildung 5: Neu installierte Kapazitäten an Kraftwerken in der EU-27 im Jahr 2008, EWA 2009

Wie die Statistik der European Windenergy Association in Abb. 5 zeigt sind die regenerativen Energien wie Wind und Photovoltaik als auch konventionelle Gas- und Dampfkraftwerke, die Energieträger, mit der höchsten Zubau-Rate unter den 27 europäischen Mitgliedsländern im Jahr 2008 gewesen und ist Motiv weiterer Betrachtung dieser Energieträger (EWEA, 2009).

2.2. Historische Entwicklung ausgewählter Rohstoffe

Der Ölpreis ist mit der bedeutendste Energieträger an den globalen Rohstoffmärkten und somit einer der wichtigsten Faktoren für unsere Wirtschaft. Das US-Investmenthaus Goldman Sachs beziffert den Anteil von Rohöl am weltweiten Produktionsvolumen sämtlicher Rohstoffe auf fast 45 Prozent. Rohöl ist abgesehen von seiner Rolle als primärer Energieträger der wichtigste Grundstoff bei der Herstellung von Kunststoffen und findet bei Kosmetika sowie in der Pharmaindustrie Anwendung (Finanzen, 2009). Damit gilt Rohöl als der mit Abstand bedeutsamste Rohstoff der Welt und somit auch in der vorliegenden Analyse als wichtigster Ansatzpunkt. Den Höchststand im Monatsdurchschnitt der bedeutendsten Öl-Marken U.K. Brent, Dubai, und West Texas Intermediate erreichte der Ölpreis im Juli 2008 mit 132 US\$/Barrel mit einem Spitzenwert am 11.Juli 2008 von 147 US\$/Barrel. Anschließend stürzte er aufgrund der Finanz- und Wirtschaftskrise auf fast 40 US\$/Barrel ab, da eine zurück gehende Wirtschaftsleistung weniger Energienachfrage mit sich zog. Der kurz auf diesen Tiefständen gehaltene Rohölpreis stieg jedoch im Laufe des Jahres 2009 wieder zunehmend an und steht derzeit (Dezember 2009) bei fast 80 US\$/Barrel, wie es auch die Abb. 6 darstellt (IMF, 2009).



Abbildung 6: Entwicklung des durchschnittlichen monatlichen Ölpreis, IMF 2009

Dem Trend des Ölpreises als wichtigstem Rohstoff folgen andere Primärenergieträger wie Erdgas oder Kohle. Von höherer Bedeutung in der Analyse sind die Indizes der Metalle und Industriegüter, die den Primärenergien im Preistrend ebenfalls folgen. Dennoch haben die zu beobachtenden Turbulenzen auf den Rohstoffmärkten ihre Ursache nicht, wie oft angenommen wird, in der

Erschöpfung von Rohstoffvorkommen, sondern vielmehr durch das Ungleichgewicht von Angebot und Nachfrage. Neue Marktteilnehmer aus den Schwellenländern, allen voran China und Indien, haben durch ihre zweistelligen Wachstumsraten allgemein die Rohstoffnachfrage wesentlich erhöht. Folglich lässt diese die Preise weiter steigen, da ein Abklingen der Nachfrage nicht zu erwarten ist und die Weltwirtschaft, und folglich auch die Energienachfrage nach der beendeten Rezession höchstwahrscheinlich weiter wachsen wird (FhG-ISI, IZT gGmbH, 2009).

Den Zusammenhang der wichtigsten Primärenergieträger Öl, Erdgas und Kohle und der entsprechenden Preisentwicklungen der Metalle sowie Industriegüter macht folgend Abb. 7 deutlich. So sind nicht nur die wichtigsten Metalle wie Eisen, Kupfer oder Aluminium einem ansteigenden und fallenden Öl-Trend gefolgt, sondern folglich auch die industriellen Erzeugnisse, welche aus diesen Metallen hergestellt werden. Beispielsweise sind so auch die Kosten von Stahl, Elektrobleche, welche zur Herstellung von elektrischen Kreisen benötigt werden oder ganze Spannung- oder Frequenzwandler ebenfalls angestiegen. Diese werden wiederum zur Herstellung anderer Endprodukte wie einer Windkraftanlage benötigt (Brand, 2007).

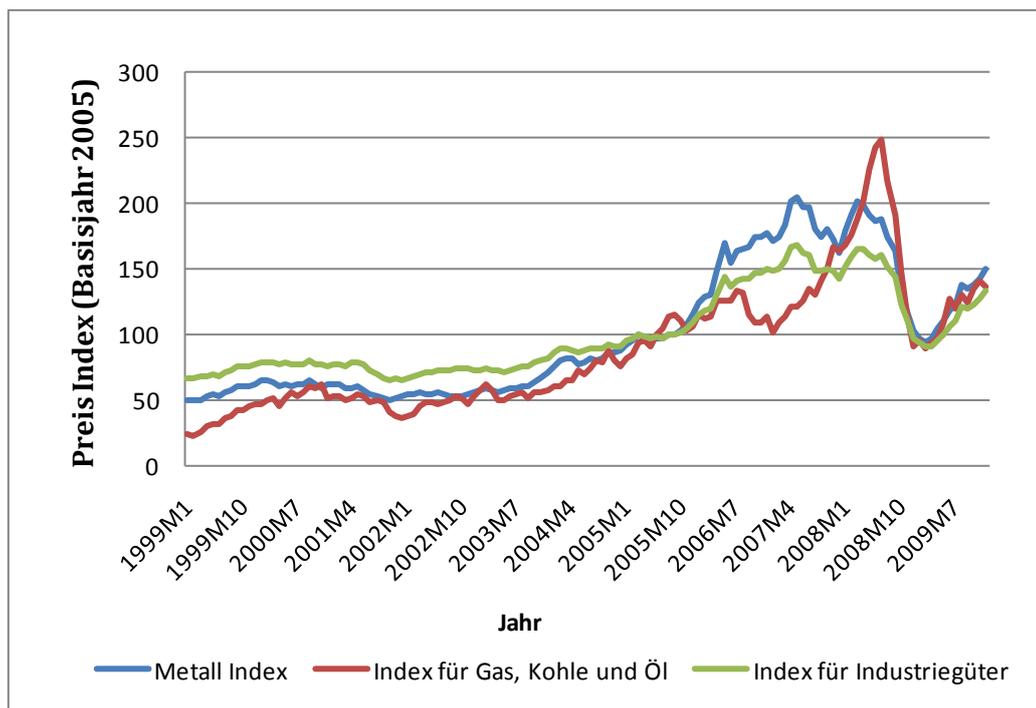


Abbildung 7: Rohstoff Preis Indizes der wichtigsten Metalle, Industriegüter und der Primärenergien, IMF 2009

Um den Einfluss der Rohstoffe auf erneuerbare und neue Energieträger zu untersuchen, ist neben dem Hauptmaterialbedarf der verschiedenen Energieträger die Preisentwicklung der kostenintensiven Rohstoffe und Materialien ausschlaggebend. Folgend werden die Preisentwicklungen und Preisindizes der unterschiedlichsten Rohstoffe, Baustoffe und Materialien dargestellt, die für den jeweiligen Energieträger einen hohen Stellenwert besitzen.

2.2.1. Realer Stahlpreis

Prinzipiell gibt es Stahl in den verschiedensten Härten und Legierungen. Stahl wird naturgemäß in fast allen regenerativen Energieträger als auch im konventionellen Gas- und Dampfkraftwerk verwendet. Stahl ist ein Hauptmaterial von Windkraftanlagen im on- und offshore Bereich als auch für solarthermische Kraftwerke, sei es bei Parabolrinnen- oder Solar Turm Kraftwerke. Doch auch bei PV-Kraftwerken als Unterkonstruktion der Module spielt der Stahlpreis eine zunehmende Rolle. Abb. 8 stellt die Entwicklung des realen globalen Stahlpreises von 1999 bis 2009 in Euro aus dem Jahr 2000 dar.

Der Verlauf zeigt, dass seit 1999 der globale Stahlpreis von 320 €₂₀₀₀¹/t bis zum vierten Quartal 2007 nur stetig mit durchschnittlich 10 Prozent pro Jahr angestiegen ist. Erst ab Ende 2007 bis zum dritten Quartal 2008 stieg der Stahlpreis rapide an. Mit durchschnittlichen Raten von mehr als 50 Prozent pro Jahr. Erst die Finanz- und Wirtschaftskrise stoppte den weiteren Preisanstieg und ließ ihn auf einem Niveau von unter 600 €₂₀₀₀/t Anfang 2009 fallen.

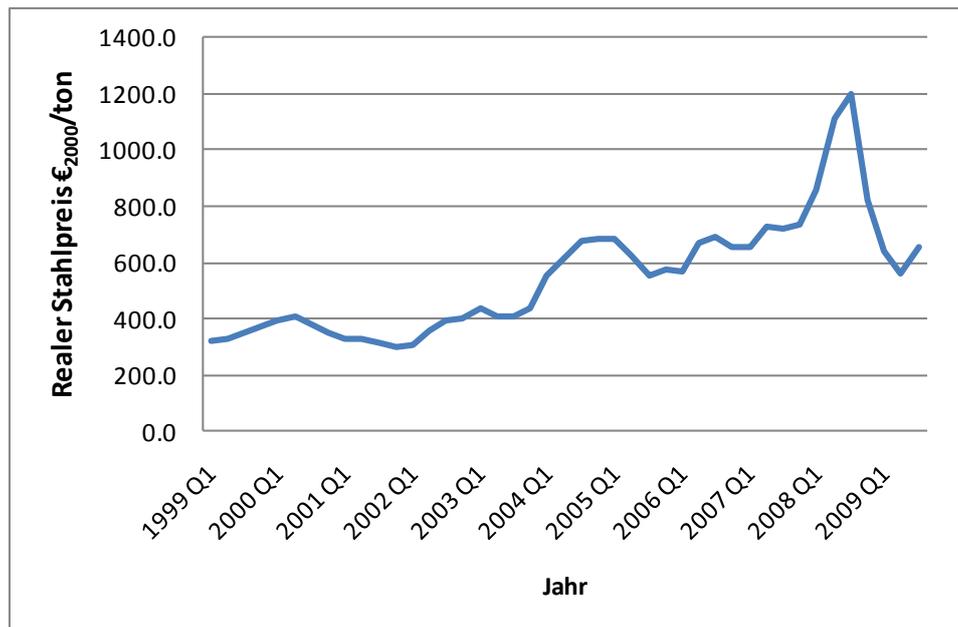


Abbildung 8: Entwicklung des globalen realen Stahlpreises von 1999 bis 2009, CRU Group 2009, MEPS 2009

Seit einiger Zeit steigt der Stahlpreis wieder an und stand zu Ende des Jahres 2009 auf einem Niveau von knapp 650 €₂₀₀₀/t, da auch die Nachfrage nach Stahl hauptsächlich in den stark wachsenden Schwellenländern nicht wesentlich abgenommen hat. Aus diesem Grund ist auch für die kommenden Jahre ein wohl eher steigender statt fallender Stahlpreis anzunehmen (CRU Group, 2009; MEPS LTD, 2009; Eigene Berechnung).

¹ Wechselkurs von 2000, Europäische Zentralbank, 2009

2.2.2. Kupfer-, Zink und Aluminiumpreis

Der durchschnittliche Kupferpreis lag im Jahr 2008 trotz Einbruch der Finanzkrise bei fast 7.000 US\$/t. Die seit einiger Zeit erneut ansteigenden Preise lassen vermuten, dass der Kupferpreis erneut das gleiche Niveau erreichen wird, wie noch im Juni 2008 bei über 8.000 US\$/t. Der Kurseinbruch beim Kupfer auf ungefähr 3.100 US\$/Tonne während der Wirtschaftskrise war, wie die Darstellung auch zeigt, nur von kurzer Dauer, da schon zu Beginn des Jahres 2009 der Kupferpreis stark anstieg und im Dezember 2009 bei knapp 7.000 US\$/t lag, siehe Abb. 9.

Ebenfalls folgte der Zinkpreis diesem Trend und stieg von zirka 930 US\$/t 1999 auf knapp 4.400 US\$/t Ende 2006. Ein Anstieg von über 370 Prozent in sieben Jahren. Seit Anfang 2009 steigt der globale Zinkpreis wieder und steht derzeit (Dezember 2009) bei rund 2.400 US\$/t. Hauptsächlich wird Zink zum Korrosionsschutz von Stahl benötigt und kann möglicherweise die spezifischen Investitionskosten von Windkraftanlagen durchaus beeinflussen (IMF, 2009).

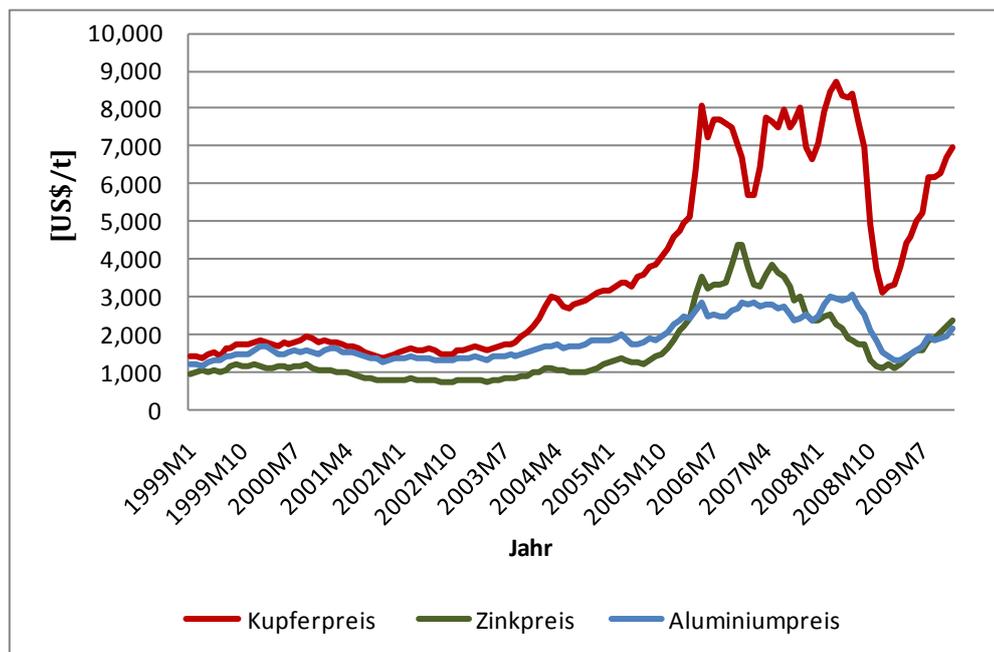


Abbildung 9: Entwicklung des globalen Kupfer-,Zink- und Aluminiumpreises, IMF 2009

Zwar zeigt die Entwicklung des Aluminiumpreises nicht die gleichen starken Wachstumsraten wie der Kupfer- und Zinkpreis, dennoch ist dieser auf über 3.000 US\$/t gestiegen und lag Ende 2009 nach einem Einbruch auf unter 1.300 US\$/t bei zirka 2.100 US\$/t. Ein weiterer Anstieg auf Höchststände der Kupfer-, Zink- und Aluminiumpreise wie sie vor dem Ausbruch der Finanz- und Wirtschaftskrise waren, ist bei diesen stark volatilen Rohstoffen durchaus zu erwarten (IMF, 2009).

2.2.3. Industrieller Strompreis

Durch den generellen Anstieg der Primärenergiekosten, welche wesentlich im Kraftwerksbetrieb verstromt werden, ist auch ein weiterer Anstieg der Elektrizitätskosten zu erwarten. Dies kann nicht nur die energieintensive Herstellung des Stahls und damit den Stahlpreis erhöhen, sondern ebenfalls die Herstellung von Zement oder Glas.

Ferner kann auch der jährlich steigende Strompreis den sehr energieintensiven Produktionsprozess zur Herstellung kristallinen Siliziums, welches als Halbleitermaterial bei der Photovoltaik und der Halbleiterindustrie benötigt wird, die Kosten des Siliziums ansteigen lassen.

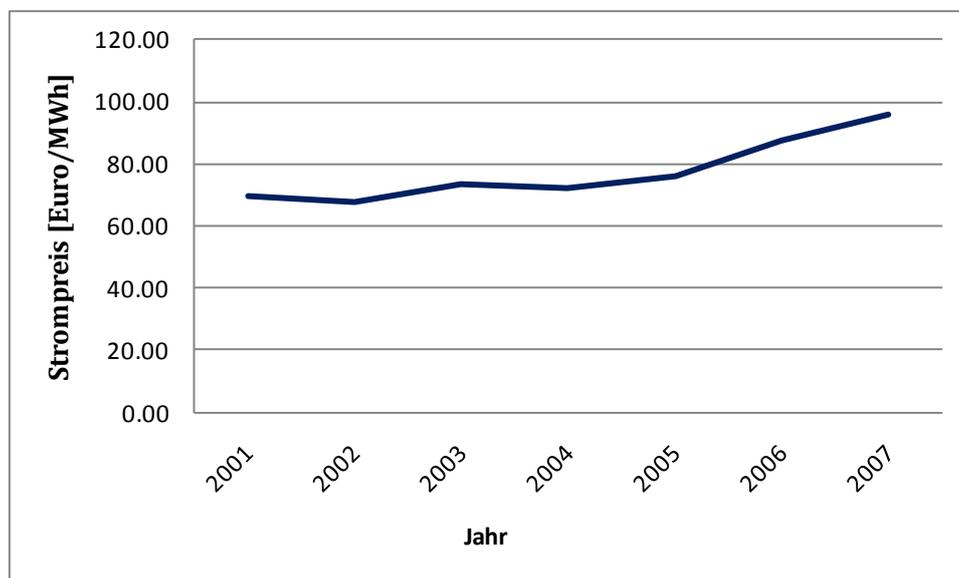


Abbildung 10: Entwicklung des Industriestrompreises von 2001 bis 2007 in der EU-27, Eurostat 2007, 2009

Abb. 10 stellt die Entwicklung des europäischen durchschnittlichen Industriestrompreises von 2001 bis 2007 dar, welcher Ende 2007 durchschnittlich 96 €/MWh betrug (Eurostat, 2007) (Eurostat, 2009).

2.2.4. Multi-kristallines Silizium und Tellurium

Zwar ist die Herstellung von Silizium für die Photovoltaik-Industrie energieaufwendig, jedoch konnten die Preise durch steigende Produktionskapazitäten und verbesserte Produktionsverfahren gesenkt werden. So wurde im Jahr 2000 gerade 20.000 Tonnen reines Polysilizium produziert. 2010 wird es in etwa 125.000 Tonnen sein, wovon knapp drei Viertel für die Photovoltaik-Industrie verwendet werden (ASIF, 2009).

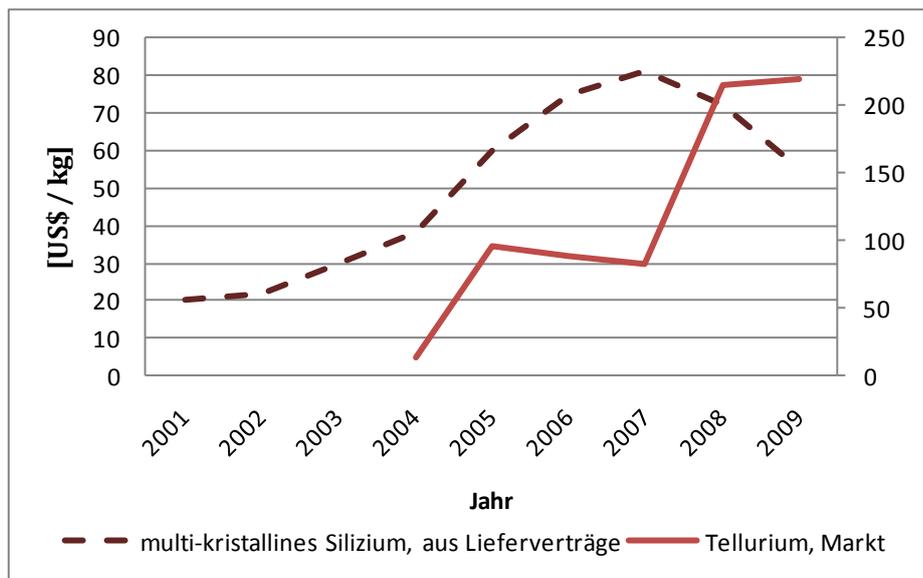


Abbildung 11: Entwicklung des Rohsilizium- und Telluriumpreises, Photon International 2009, ASIF 2009, USGS 2009

Aus diesem Grund konnten die Preise aus Lieferverträgen von Höchstwerten bei 80 US\$/kg in 2007 auf 55 US\$/kg im Juni 2009 gesenkt werden, siehe Abb. 11.

Die Preise am Spotmarkt stiegen sogar auf 475 US\$/kg im Jahr 2008 und beruhigten sich erst wieder Anfang 2009. So das am Spotmarkt zirka 75 US\$/kg multi-kristallines Silizium Mitte 2009 üblich war (Espinasse, 2009). Damit die Photovoltaik als wirtschaftlicher Energieträger auch ohne Förderungen am Markt Fuß fassen kann, ist unter anderem eine Reduktion des Herstellungspreises von dem Halbleitermaterials Silizium hilfreich. Hier können jedoch auch Rohstoffe und Materialien, die zur Siliziumherstellung nötig sind, die Kosten ebenso wieder ansteigen lassen. Ein starker Anstieg des Graphitpreises, welcher durch seine guten Eigenschaften in Ofenbauteilen, Schmelzriegeln und Gussformen unersetzbar ist, kann durch mangelnde Investitionen in neue Produktionskapazitäten die Herstellung der Siliziumblöcke abermals verteuern (Sollmann, et al., 2008).

So bleibt abzuwarten, ob mit einem prognostiziertem Siliziumpreis von unter 30 US\$/kg für das Jahr 2010 zu rechnen ist oder eher ein Anstieg wahrscheinlicher ist (Krewitt, et al., 2005).

Abgesehen des Marktanteils von 90 Prozent kristalliner Zellen soll kurz auf die Entwicklung des Cadmium und Tellurium Metalls eingegangen werden. Cadmium (Cd) und Tellurium (Te) sind wie Silizium bei mc-Si Zellen, Hauptbestandteil für Cadmiumtellurit-Dünnschichtmodule (CdTe) und können gegebenenfalls die Kosten zur Fertigung von CdTe-Modulen stärker beeinflussen als andere Materialien. Im Gegensatz zum Cadmium, welches aus heutiger Sicht in reichlich und wirtschaftlich abbaubaren Reserven zur Verfügung steht, dürften bei Tellurit mittel- bis langfristig Engpässe entstehen und somit die Preise ansteigen lassen (FhG-ISI, IZT gGmbH, 2009).

Dies stellt auch die derzeitige Preisentwicklung des Metalls von 2004 bis 2008 dar, welches von 13 US\$/kg in 2004 auf 215 US\$/kg in 2008 angestiegen ist (USGSa, 2009).

2.2.5. Ausgewählte Baustoff Indizes

Durch eine wachsende Weltwirtschaft und eine anhaltende Nachfrage von Erzeugnissen wie Glas, Zement bzw. Beton stiegen deren Preise in den letzten Jahren ebenfalls an. Zwar sind die Preissteigerungen nicht in diesem Maße, wie es bei den Rohstoffen der Fall ist. Zunahmen von bis zu 50 Prozent beim Flachglas und bis zu 20 Prozent beim Zement zum Basisjahr 2005 sind durchaus üblich, siehe Abb. 12 (StBA, 2009).

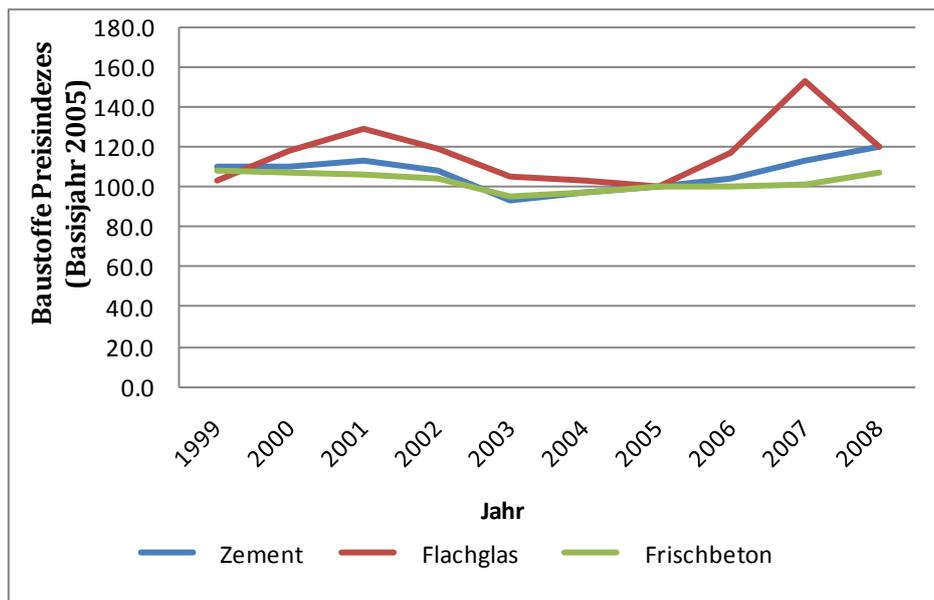


Abbildung 12: Baustoffe Preis Indizes, Statistisches Bundesamt Deutschland 2009

Durch steigende Energiepreise und den Preisaufschlag von Emissionshandels Zertifikaten die für diese energieintensiven Industrien notwendig sind, kann erwartet werden, dass ein erhöhter Glas- oder Betonpreis sich stärker auf die untersuchten erneuerbaren und neuen Energieformen auswirken werden. Hier sind insbesondere Betonkosten bei den Gas- und Dampfkraftwerken, bei den Fundamenten im on- und offshore Bereich von Windkraftanlagen sowie bei den solarthermischen Kraftwerken relevant. Ebenfalls ist Flachglas einer der Hauptmaterialien für solarthermische Kraftwerke als auch PV-Modulen und kann so die Investitionskosten stärker beeinflussen.

2.3. Zusammenfassende Betrachtung

Die Darstellungen zeigen deutlich wie Nachfrage und Angebot die Rohstoffmärkte immer stärker beeinflussen und damit auch die Erzeugnisse mit denen sie hergestellt werden.

Heutzutage kann die Preisentwicklung von Rohstoffen und die Materialkosten für die kommenden Jahren nicht exakt vorher gesagt werden, doch einige Marktindikatoren deuten darauf hin, dass mit weiter steigenden Preisen zu rechnen ist. Die Wirtschaftskrise hat nur kurzfristig zu einer Entspannung an den Märkten geführt wie die unterschiedlichen Darstellungen deutlich zeigen.

Veränderungen der Rohstoffpreise treffen mit den Materialkosten den mit Abstand größten Kostenblock in der Produktion (FhG-ISI, IZT gGmbH, 2009). Daher ist für die Einführung neuer Technologien, wie die der erneuerbaren Energien und neuer Energieträger, eine weitere Analyse hinsichtlich ihrer Materialanteile notwendig. Fehleinschätzungen von Angebot und Nachfrage welche die Preise von Rohstoffen und Materialien historisch anstiegen ließen, könnten weitreichende Folgen für eine junge Technologie haben und somit das anhaltende Wachstum der erneuerbaren Energien stark beeinflussen oder ganz zum Erliegen bringen. Das zur Einleitung dargestellte Beispiel könnte so nicht nur die Windbranche erfassen, sondern alle erneuerbaren und neuen Energieträger die eine materialintensive Fertigung beinhalten.

Kapitel 3

Systemanalyse der Energietechnologien

3.1. Photovoltaik

3.1.1. Derzeitiger bedeutender Technologiestand

Unter allen erneuerbaren Energieträgern nimmt die Photovoltaik einen Sonderstatus ein. Denn nur bei der Photovoltaik gelingt es die Sonnenenergie direkt, ohne Umwandlung in kinetische Energie oder Wärme, in elektrischen Strom umzuwandeln. Ihr größter Nachteil sind jedoch die derzeitigen hohen Stromgestehungskosten, welche stark abhängig vom Standort und deren Sonneneinstrahlung sind. Trotz der derzeitigen teuren Form der Stromerzeugung ist der Photovoltaikmarkt, bedingt durch weitreichende Fördermaßnahmen, in der letzten Dekade exponentiell gewachsen und hat sich mehr als verzehnfacht. So war zum Ende des Jahres 2008 die weltweite kumulierte installierte Leistung bei knapp 15 GW, siehe Abb. 13. In den letzten 20 Jahren hat sich der weltweite PV-Markt sogar mehr als ver Hundertfacht (Willeke, 2003). Keine andere Technologie hat solche Wachstumsraten in den letzten Jahren aufzeigen können. Dennoch nimmt die Photovoltaik bis jetzt nur einen Nischendasein mit zirka 10 TWh produzierter Elektrizität im Jahr 2007 im globalen Elektrizitätsmarkt. Dies entspricht gerade einmal 0,05 Prozent der globalen Bruttostromproduktion von 2007. (EPIA, 2009)

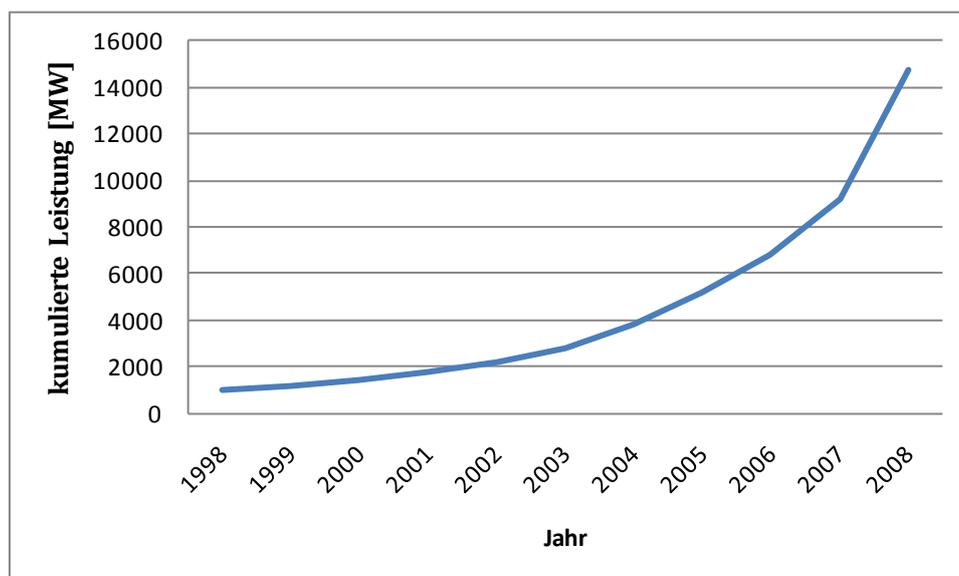


Abbildung 13: Entwicklung der globalen kumulierten PV-Leistung, EPIA 2009

Damit die Photovoltaik einen signifikanten Beitrag zur weltweiten Stromerzeugung leisten kann, wird vorausgesetzt, dass sich ihr Marktwachstum in den nächsten 20 bis 30 Jahren nochmals um den Faktor 100 erhöht.

So geht der Europäische Photovoltaik Verband in ihrem „Advanced Scenario“ davon aus, dass 2020 eine weltweite kumulierte Leistung von 278 GW mit einer Bruttostromproduktion von 362 TWh installiert sein wird.

Am gegenwärtigen Markt dominieren mit fast 90 Prozent Solarmodule die aus ein- oder multikristallinen Silizium-Wafern gefertigt werden. Bei den Dünnschichtmodulen weisen bisher amorphes Silizium (a-Si) und Cadmium-Tellurit (CdTe) einen merklichen Marktanteil von etwa 5 Prozent, siehe Abb. 14 (EPIA, 2008).

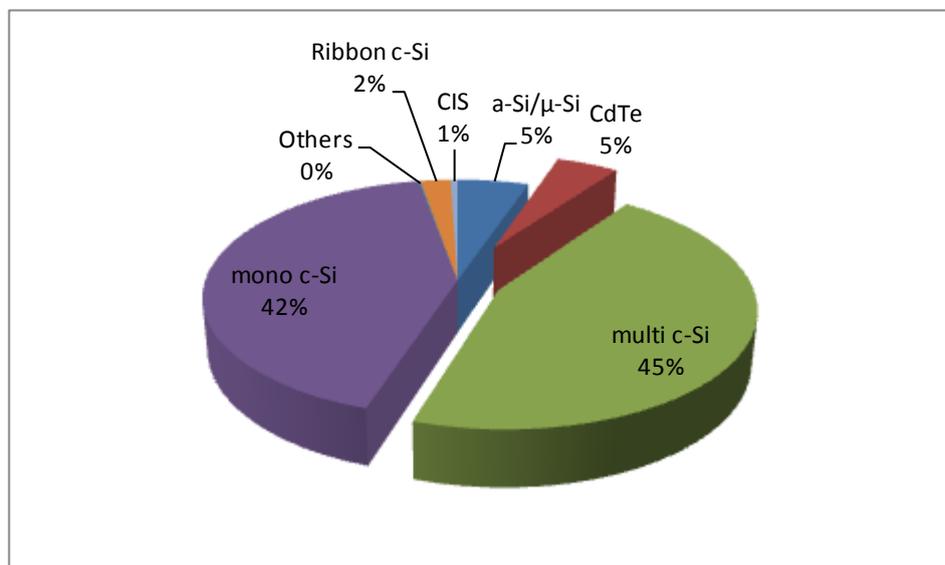


Abbildung 14: Marktanteile Photovoltaik, EPIA 2008

In der vorliegenden Analyse wird hauptsächlich die Kostenstruktur der multikristallinen Silizium (mc-Si) Zellen untersucht, da diese derzeit den größten Marktanteil der Photovoltaik besitzen und ihre Produktion weniger energieintensiv ist als die Herstellung von mono c-Si Zellen. Aufgeführt werden ebenfalls die CadmiumTellurit Dünnschichtmodule (CdTe), welche derzeit die geringsten Modulkosten aller Photovoltaik Hersteller des US-Produzenten First Solar Inc. aufweisen und mit einer der größten Anteile der Dünnschichtmodule darstellen (SolarServer, 2009).

Desweiteren kann die große Nachfrage nach Cadmium und hauptsächlich dem eher geringfügig vorhandenen Tellurium die Preise stark ansteigen lassen, welche wiederum Auswirkungen auf die Modul- und Systemkosten von CdTe-Dünnschichtmodulen haben kann und Motiv zur weiteren Analyse ist.

3.1.2. Kostenanalyse

Die Preise für Solaranlagen sind in den letzten Jahren stark gefallen. Besonders der zunehmende Druck der Produktion von PV-Modulen in asiatischen Niedriglohnländern und die Überkapazitäten lassen die Preise für PV-Anlagen Richtung Netzparität sinken. Aus einer Studie des Deutschen Zentrum für Luft und Raumfahrt geht heraus, dass der Systempreis für eine komplett installierte PV-Anlage langfristig auf ungefähr 1 Euro pro Wattpeak sinken sollte, um auch bei der Einspeisung ins Energienetz im freien Wettbewerb bestehen zu können (Krewitt, et al., 2005).

Abb. 15 zeigt, dass die derzeitigen PV-Systempreise von dieser Kostenuntergrenze weiterhin stark entfernt sind, obschon der durchschnittliche Netto-Systempreis (Endkundenpreis) einer mittleren PV-Anlage bis 100kWp in Deutschland Ende 2009 bei rund 3.140 €/kWp lag und somit fast unter 3.000 €/kWp gefallen ist (IEA PVPS, 2009) (BSW-Solar, 2009).

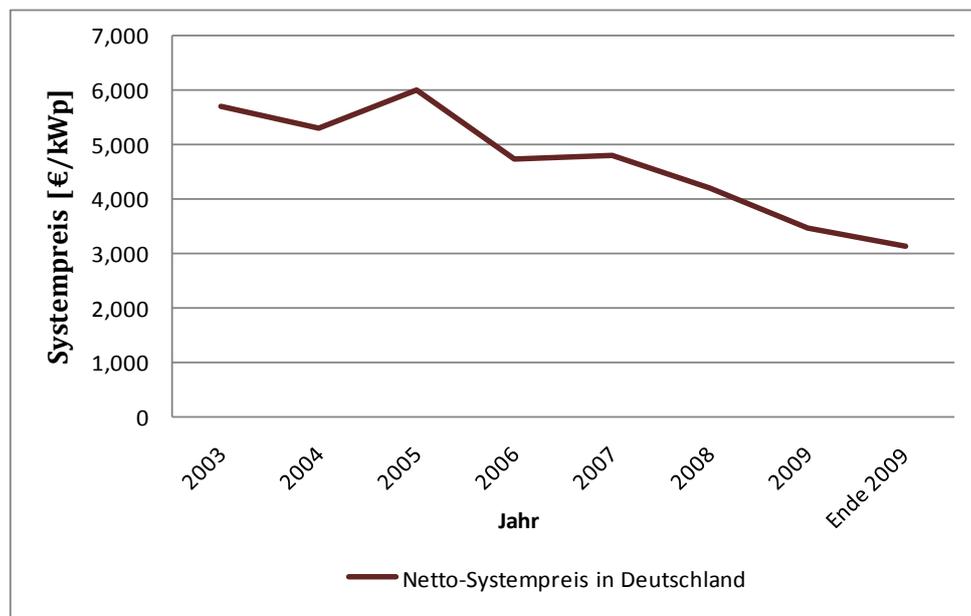


Abbildung 15: Entwicklung des durchschnittlichen Systempreises, IEA PVPS et al. 2009

Im Gegensatz zeigt Abb. 16 die Entwicklung der Modulpreise in Deutschland von 1992 bis 2009. Insbesondere sank der spezifische Modulpreis von 6 €/Wp 1992 auf 3 €/Wp in 2003. Die starke Nachfrage, sowie die dadurch erhöhten Siliziumkosten ließen die Modulpreise von 2004 bis 2005 jedoch stark ansteigen. Bis Mitte der 2000er Jahre, war der Siliziumbedarf für Solaranlagen noch von Abfällen der IT Branche gedeckt, welches seit diesem Zeitpunkt nicht mehr genügte und daher extra Silizium für Solaranalgen erzeugt werden musste wodurch der Modulpreis kurzzeitig anstieg. Erst danach sanken die Preise bis Mitte des Jahres 2009 auf rund 2 €/Wp bei mc-Si Modulen und bei CdTe-Modulen sogar auf zirka 1.50 €/Wp (IEA PVPS, 2009) (Photon , 2009).

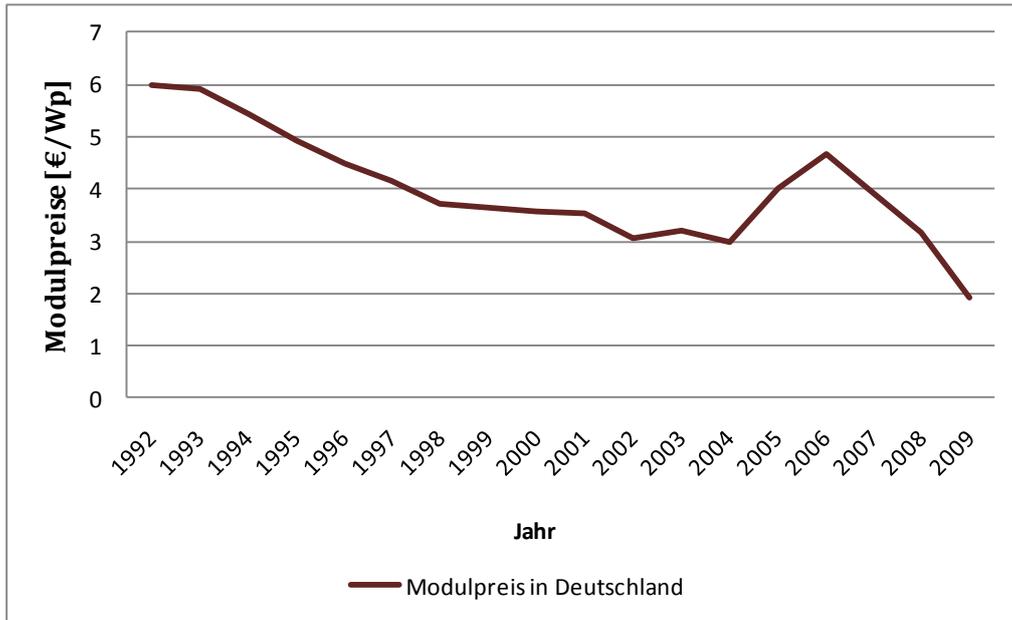


Abbildung 16: Entwicklung der Modulpreise in Deutschland von 1992 bis 2009, IEA PVPS 2009, Photon 2009

Um den Einfluss unterschiedlicher Rohstoffe oder Materialien auf die Modul- und Systemkosten zu untersuchen, sind Kostenstruktur und Materialbedarf einer PV-Anlage bedeutsam. Abb. 17 stellt die relevanten Kostenbereiche eines mittleren PV-Systems dar. Nach den unterschiedlichen Ausführungen, Art der Module und Größe sind zirka 50 bis 70 Prozent der Systemkosten dem Modul beizumessen, welches damit weitgehend wichtigste Kostenstelle einer PV-Anlage ist. Desweiteren sind Wechselrichter (11%), Montage (11%) und die Unterkonstruktion (8%) signifikante Kostenbestandteile eines PV-Systems (Krewitt, et al., 2005).

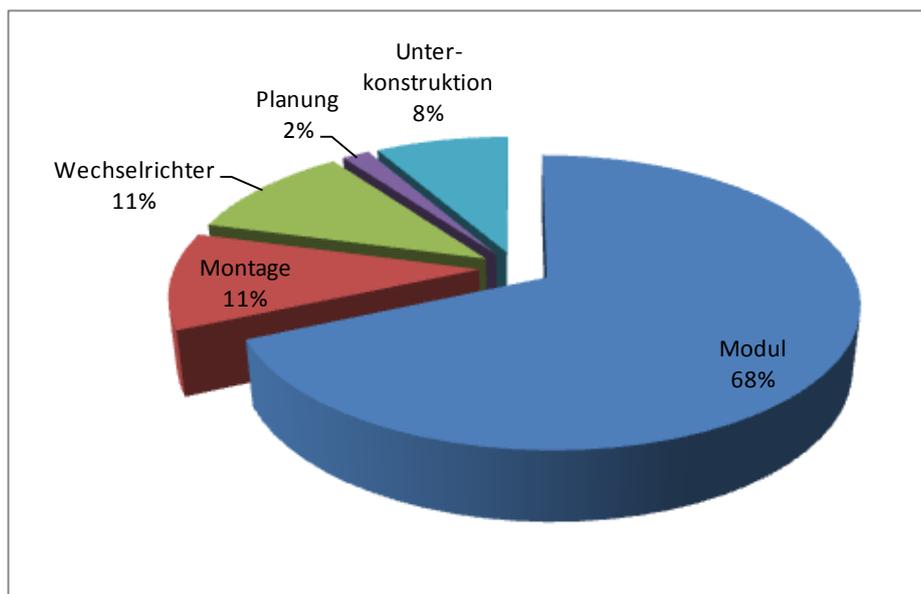


Abbildung 17: Kostenstruktur einer mittleren PV-Dachanlage in Deutschland, Krewitt, et al. 2005

Noch stärker beeinflussen die Modulkosten kristalliner Zellen die Systemkosten bei Freiflächenanlagen, wie Abb. 18 darstellt.

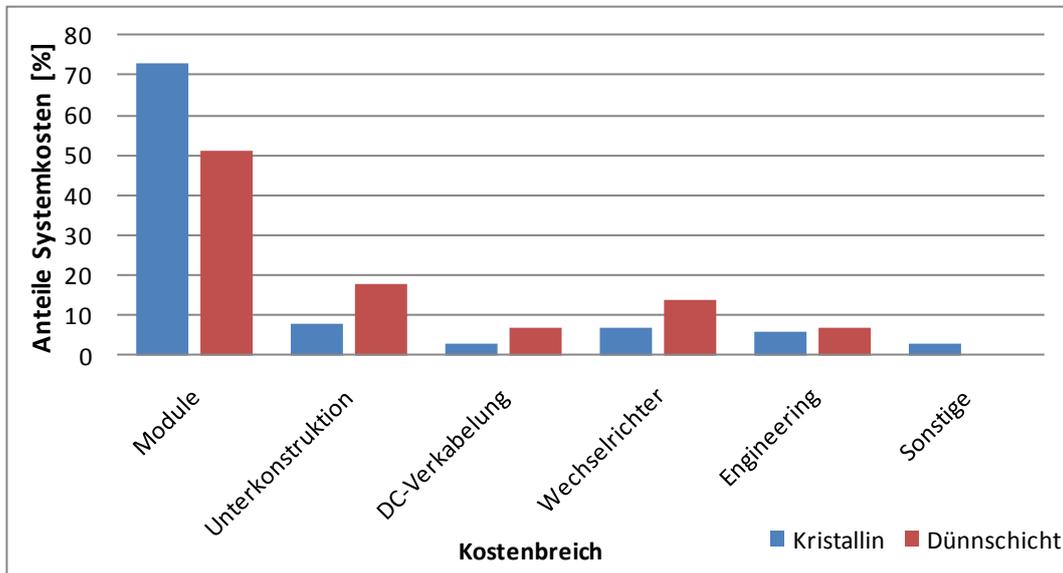


Abbildung 18: Kostenstruktur von Kristallinen- und Dünnschicht Freiflächenanlagen, Photovoltaik 2007

Im Gegensatz zu Kristallinen (73 %) fällt der Anteil der Module bei Dünnschichtanlagen (51 %) und die Bedeutung der Unterkonstruktion, der Wechselrichter und der Verkabelung nimmt umso stärker zu. Dies ist durch den geringeren Wirkungsgrad der Dünnschichtmodule begründet, welcher bei CdTe-Modulen zwischen 7 bis 11 Prozent liegt. Weitere Kostenbereiche sind die Verkabelung (3-7 %), die Wechselrichter (7–14 %), sowie Planung und Organisation (6-7 %), als Engineering dargestellt (Bächler, 2005).

3.1.2.1. Multi-kristalline Silizium Module

Kosten zur Modulherstellung von kristallinen Zellen können prinzipiell in den Hauptgruppen Modulverschaltung (40 %), sowie in Wafer- (33 %) und Zellherstellung (27 %) dargestellt werden. Der Wafer Prozess kann weiter unterteilt werden in Feedstock (14 %), Ingot growth (8%) und Wafering (11%), siehe Abb. 19 (Sinke, et al., 2009).

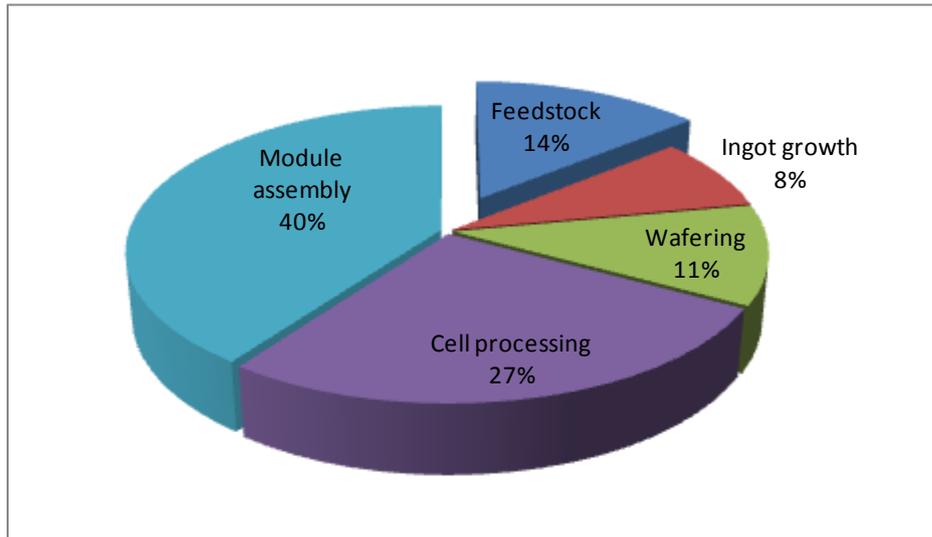


Abbildung 19: Anteile Modulkosten bei m-Si, Crystal Clear 2009

Der sogenannte "Feedstock" oder energetische Materialeintrag wird bei Materialien berücksichtigt, bei denen Energieträger als Rohstoffe eingesetzt werden. Neben dem Kostenblock des Rohstoffes Silizium, ist als zweiter Kostenfaktor das Schmelzen und Kristallisieren zu sehen, in der Literatur auch als Ingot growth bezeichnet. Dabei wird das Silizium im sogenannten Blockgießverfahren geschmolzen, zu Blöcken kristallisiert und zu Säulen zersägt, welcher schließlich mit hauchdünnen Drahtsägen im Wafer-Prozess in ca. 200 bis 240 µm Dicke Wafer geschnitten wird. Beinahe die Hälfte des Siliziums geht bei diesem Prozess verloren und kann wegen der Sägeflüssigkeit nicht recycelt werden (Jungbluth, et al., 2009) (Woditsch, 2000).

Nach einer Reinigung und Qualitätssicherung durchlaufen die Wafer die Zellherstellung, bei welcher der pn-Übergang durch Einbringen von Phosphor erzeugt wird. Ein weiterer Prozess ist die Kontaktierung der Leiterbahnen. Eine Paste aus überwiegend Silberpulver, Glaspulver und organischen Materialien wird hier auf die Vorderseite des Wafers aufgedruckt. Weitere Schritte sind das Auftragen einer Aluminiumpaste auf der Rückseite des Wafers sowie das Aufbringen der Antireflexschicht zur Minimierung der Reflexionsverluste, welche aus unterschiedlichen Gasen besteht.

Bei der Modulverschaltung werden neun oder zwölf Zellen in Serie, zu einem sogenannten String geschaltet, bei der sich die Spannung, bei gleichbleibender Stromstärke erhöht. Die Parallelschaltung der einzelnen Strings erhöht wiederum die Stromstärke, bei gleichbleibender Spannung. In weiteren Schritten werden die verlötet oder verschweißten Zellen in den Trägermaterialien Glas-Glas, Glas-Folie oder Folie-Folie einlamiert. Wobei größtenteils ein eisenarmes Glas als Frontglas und eine Ethyl-Vinyl-Acetat (EVA) als Einbettmasse verwendet wird. Die Rückseite besteht ebenfalls aus einer Glasplatte oder vorwiegend aus einer Verbundfolie aus Polyester und Tedlar (Polyvinylfluorid).

Nach der Laminierung im Vakuum vernetzt sich das EVA zu einer gummielastischen Masse, deren Elastizität dafür sorgt, dass die spröden Solarzellen bei mechanischer Einwirkung nicht brechen. Der letzte Prozess der verschalteten und im Modul eingebetteten Zellen ist die Anbringung der Anschlussdose an der Rückseite und die Montage des Rahmens aus Aluminium oder Edelstahl (Schmid, 1994).

Die Aufschlüsselung der Modulherstellung in den beschriebenen Schritten zeigt, wie stark die Kosten in den unterschiedlichen Prozessen aufgeteilt und wie schwerfällig es ist, die Herstellungskosten durch unterschiedliche Prozessoptimierungen zu reduzieren. Um den Einfluss volatiler Rohstoff oder Materialpreise auf die Kosten einzelner Segmente zu untersuchen ist eine weitere Aufschlüsselung der Materialkosten erforderlich, wie Tab. 1 dies darstellt.

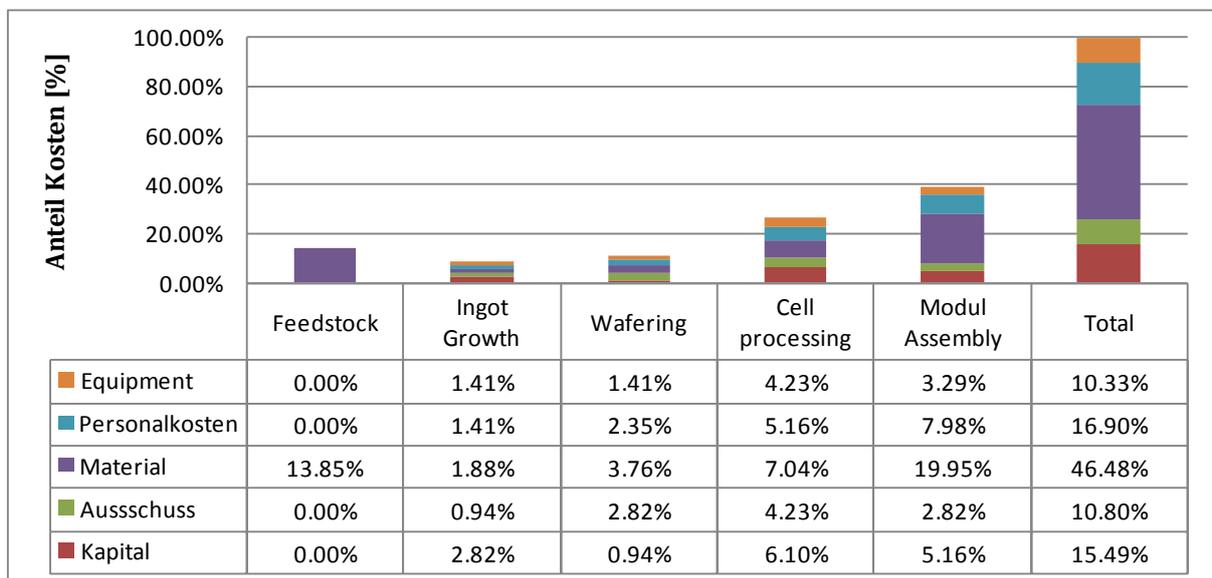


Tabelle 1: Prozentuale Anteile der Herstellungskosten bei m-Si Modulen, Crystal Clear 2009

Insgesamt macht das Material zur Herstellung eines Moduls knapp die Hälfte der gesamten Herstellungskosten aus. Belangreichste Materialkostenstellen sind der Rohstoff Silizium mit knapp 14 Prozent und die Modulverschaltung mit ca. 20 Prozent. Weiter zeigt Tab. 1, dass die Materialkosten in den Prozessen Ingot growth (2%), Wafering (4%) und der Zellherstellung (7%) sehr gering sind und so der weitere Fokus im Feedstock und in der Modulverschaltung liegt (Sinke, et al., 2009).

3.1.2.2. Cadmium Tellurit-Dünnschichtmodule

Im Gegensatz zu kristallinen Zellen werden bei CdTe-Dünnschichtmodulen die Halbleitermaterialien Cadmium Sulfide (CdS) und Cadmium Telluride (CdTe) direkt auf den TCO (transparente Frontseitenkontakt) und das Trägersubstrat Glas aufgetragen. Dabei wird als n-leitend die CdS-

Schicht und als p-leitend die CdTe-Schicht verwendet (BINE, 2005). Das patentierte VTD (Vapor-Transport-Deposition) Verfahren des Marktführers First Solar Inc. lässt die Halbmaterialeien kostengünstig abschneiden und ließ den Hersteller zum weltweit größten Modulhersteller mit einer Produktion von einem GW_p Leistung im Jahr 2009 aufsteigen. Neben den geringeren Herstellungskosten liegen die Vorteile der CdTe-Technologie darin, dass ein großer Anteil des Sonnenspektrums absorbiert werden kann und besonders bei schwachen Lichtverhältnissen eine gute Absorption möglich ist. Wodurch ein relativ hoher Gesamtenergieertrag erreicht wird. Zudem verringert sich die elektrische Leistung bei Temperaturanstiegen weniger stark als bei kristallinen Siliziumsolarzellen (First Solar Inc., 2009).

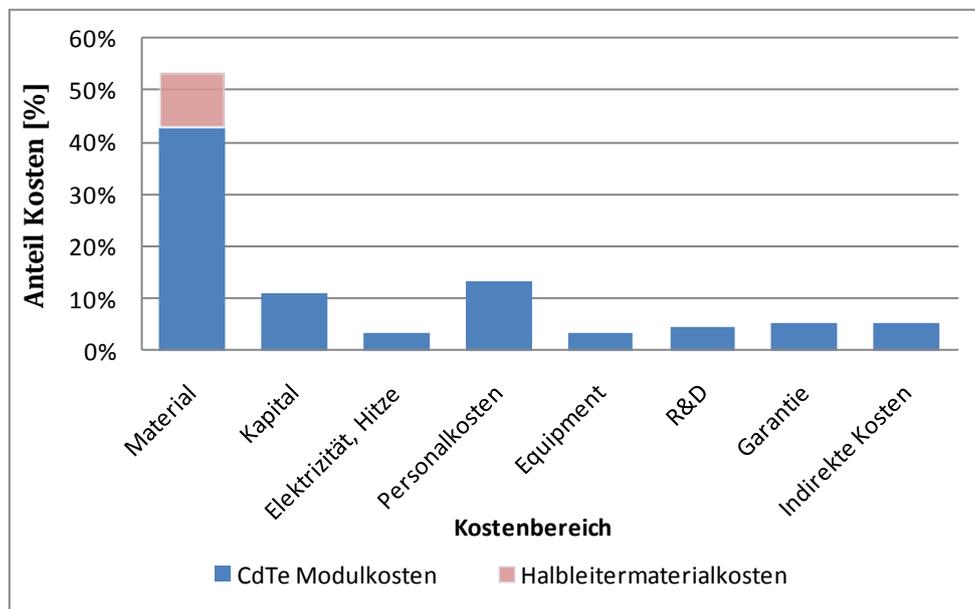


Abbildung 20: Anteil Modulkosten CdTe, Zweibel 1999

Trotz des weitgehend unterschiedlichen Verfahrens zur Herstellung von CdTe- und kristallinen Modulen sind die Materialkosten annähernd gleich und liegen bei rund 50 Prozent an den gesamten Herstellungskosten eines Moduls. Desweiteren sind Kapital- (11%) und Personalkosten (13%) relevante Kostenbereiche der Modulproduktion von CdTe-Modulen, wie Abb. 20 darstellt. Der Anteil der Halbleitermaterialien Tellurium und Cadmium liegt bei CdTe-Modulen bei rund 10 Prozent am 50-prozentigen Materialbedarf und hat demnach ebenso einen sehr geringen Anteil von ca. 5 Prozent an den gesamten Herstellungskosten eines Moduls (Zweibel, 1999).

3.1.3. Materialanalyse

Die vorherige Betrachtung der Kostenanalyse zeigt, dass zirka 50 Prozent der Modulkosten, sei es zur Herstellung von multi-Si Module oder CdTe-Dünnschichtmodule, bei den Materialien entstehen. Ein Anstieg der Material- und Rohstoffpreise hätte aus diesem Grund einen beachtlichen Einfluss auf die Herstellungskosten.

Wenn man davon ausgehen kann, dass in den nächsten zehn Jahren die Photovoltaikindustrie ihr Wachstum beibehält und sie einen relevanten Beitrag zum globalen Strombedarf liefern soll, entsteht zukünftig ein erheblicher Materialbedarf der zur Herstellung von PV-Modulen erforderlich sein wird. Hierzu ist es bedeutsam zu wissen welche Materialien zur Modulherstellung benötigt werden und eine hohe Relevanz an deren Produktionskosten besitzen. Untersucht werden nur relevante Materialien, welche in Abhängigkeit zu einer erhöhten Nachfrage oder Angebot tendenziell die Kosten steigen oder fallen lassen. Hierzu gehören hauptsächlich Materialien, welche die Photovoltaik-Industrie nur in geringen Mengen benötigt, wie Cadmium und Tellur bei den CdTe-Dünnschichtmodulen und Silizium bei kristallinen Modulen. Im Gegensatz zum Tellur ist Silizium weitreichend verfügbar, welches jedoch mit einem hohen Energieaufwand (110 kWh/kg und 185 MJ/kg mc-Si - solar grade im Siemens Prozess - aufbereitet werden muss (Jungbluth, et al., 2009).

Tab. 2 zeigt welche Hauptmaterialien zur Produktion eines CdTe- oder mc-Si Moduls nötig sind. Gase, chemische Elemente und andere Materialien die nur in sehr geringen Mengen benötigt werden und deren Bedeutung in dieser Untersuchung geringfügigen Einfluss haben würden, sind nicht Gegenstand weiterer Betrachtung.

		CdTe	mc-Si
Energie	Elektrizität [kWh/m ²]	58.1	156.3
	Prozessenergie [MJ/m ²]		177.3
Material [kg/m ²]	Kupfer	0.518	0.113
	Blei	0.001	
	Silicon	0.003	1.140
	Solar Glas	19.20	10.10
	EVA	0.600	1.000
	Aluminium	0.015	2.630
	Cadmium Tellur	0.043	
	Cadmium Sulphide	0.003	

Tabelle 2: Hauptmaterialien zur Fertigung eines m² multikristallines- und CdTe-Moduls, Jungbluth et al, 2009

Wichtigste Unterschiede sind der Bedarf der Halbleitermaterialien, welche bei mc-Si Modulen 1.14 kg/m² Silizium und bei CdTe-Dünnschichtmodulen 0.043 kg/m² CadmiumTellurit und 0.003 kg/m² Cadmium Sulfide liegt (Jungbluth, et al., 2009).

Ebenfalls ist der Bedarf an Flachglas, bzw. speziell beschichtetes Solarglas sehr unterschiedlich und ist bei Dünnschichtmodulen fast doppelt so hoch wie bei mc-Si Modulen. Grund hierfür ist das als Substrat zusätzlich verwendete Glas auf der Rückseite eines Dünnschichtmoduls, während bei mc-Si Module weitgehend nur die Vorderseite aus Solar Glas besteht. Durch den hohen Bedarf sind Glaskosten bei mc-Si Modulen als zweit - und bei CdTe-Modulen das kostspieligste Material zur Herstellung von PV-Modulen (Little, 2001).

Auch der Elektrizitätsbedarf eines CdTe-Moduls mit 58 kWh/m² unterscheidet sich stark von dem eines mc-Si Moduls mit 156 kWh/m². Der größte Teil des Energieaufwands mit 110 kWh/kg (Silicon solar grade, Siemens Prozess) bzw. zirka 96 kWh/m² Zelle entsteht bei der Herstellung des hochreinen Siliziums. Weitere energieintensive Herstellungsschritte ist der Kristallisationsprozess (17 kWh/m²) und die Zellherstellung (30 kWh/m²) (Jungbluth, et al., 2009).

Die stark vom Wirtschaftswachstum abhängenden Rohstoffe Aluminium und Kupfer zeigen auch hier einen großen Bedarfsunterschied zwischen den beiden Zelltypen. Im Gegensatz zu CdTe-Panels, werden mc-Si Lamine gewöhnlich mit Aluminium zum Modul gerahmt und begründet hier den hohen Bedarf von 2,63 kg/m² Aluminium. Ferner soll der Kupferbedarf nur zur Herstellung von CdTe-Modulen (0,518 kg/m²) und mc-Si Modulen (0,113 kg/m²) im Kapitel 4 Sensitivitätsanalyse weiter untersucht werden (Jungbluth, et al., 2009). Der wesentliche Kupferbedarf zur Installation zwischen Wechselrichter und Modulen mit 2,2 t/MW bis 7,3 t/MW Kupfer ist in dieser Untersuchung nicht beinhaltet, da ausschließlich der Bedarf zur Herstellung der Module analysiert werden soll. (NREL , 2005).

Mit dem Hintergrund dass zunehmend mehr Freiflächenanlagen erbaut werden erhöht sich auch der Aufwand zur Unterkonstruktion. So liegt der Bedarf an Stahl für ein 100 MW PV-Großkraftwerk (30° Neigungswinkel) zwischen 9.755 Tonnen (mc-Si) und 18.690 Tonnen (CdTe) und der für Beton bei 59.578 (mc-Si) und 68.376 (CdTe) Kubikmeter (Ito, et al., 2007).

Im Gegensatz zu Freiflächenanlagen ist der Bedarf an Aluminium für Dachanlagen (20-30 t/MW) und Stahl (10-20 t/MW) eher gering. Dennoch wird der Aufwand an Stahl zur Unterkonstruktion sowie angestrebte Modulpreise von unter 1 €/W_p möglicherweise zu einer zunehmenden Bedeutung des Stahlpreises auf die Systemkosten führen und ist Motiv zur weiteren Sensitivitätsanalyse im künftigen Kapitel (Jungbluth, et al., 2009).

3.1.4. Auswahl relevanter Parameter

Die Kosten- und Materialanalyse eines PV-Systems hat dargestellt, dass die Halbleitermaterialien eine besondere Einflussnahme auf die Investitionskosten haben können, wie es schon beim Silizium der Fall gewesen ist. Das Angebot an Rohsilizium konnte der stark ansteigenden Nachfrage nicht gerecht werden und ließ die Preise stark steigen. Erst durch den Kapazitätsaufbau der bestehenden Siliziumproduzenten sowie neuen Marktteilnehmern konnten die Preise im Laufe des Jahres 2008/2009 gesenkt werden.

Nach den Engpässen beim Silizium wird auch beim Graphit eine Knappheit vorausgesagt, welches für die Reaktorwände, Schmelzriegeln und Gussformen benötigt wird. (Sollmann, et al., 2008) Eine Umkehr des derzeit fallenden Siliziumpreises wäre die Konsequenz und ist deshalb Motiv den Einfluss steigender sowie fallender Siliziumpreise auf die Herstellungskosten eines Moduls sowie auf den gesamten Systemkosten zu untersuchen.

Ein erhöhter Preisanstieg kann ebenfalls bei dem eher geringfügig verwendeten Tellur entstehen wenn das Wachstum von CdTe Modulen und deren Nachfrage an Tellurit sich weiterhin so stark entwickelt wie bisher. Daher ist auch bei Tellur - heutige Preise liegen bei ungefähr 200 US\$/kg - in Zukunft mit erheblichen Preissteigerungen zu rechnen. (ISI, IZT gGmbH, 2009)

Die Materialanalyse zeigte, dass Glas ein wesentlicher Modulbestandteil und mit einen der größten Kostenblöcke zur Herstellung eines mc-Si-Moduls oder CdTe- Dünnschichtmoduls darstellt. Da die Glasfertigung sehr energieintensiv ist sind hier ebenfalls mit erhöhten Produktionskosten und somit mit höheren Verkaufspreisen zu rechnen. Auch die stark ansteigende Nachfrage nach Flachglas bzw. spezielles Solarglas wird wohl kurz- bis mittelfristig die Preise ansteigen lassen.

Die angesprochene Tendenz zu immer größeren Freiflächenanlagen im Sinne eines zentralen Kraftwerks und der dadurch erhöhte Materialaufwand für die Unterkonstruktion wird in weiteren Sensitivitätsanalyse berücksichtigt unter Einbeziehung des stark fluktuierenden Stahlpreises als relevanten Parameter hierbei.

Zusammenfassend zeigt die Tab. 3 den spezifischen Bedarf an Stahl, Beton, Aluminium, Kupfer, Floatglas sowie Silizium und Tellurium in Tonnen pro MW PV Leistung.

Spez. Bedarf [Ton/MW]	Stahl	Beton	Aluminium	Kupfer	Floatglas	Silizium	Tellurium
<i>PV mc-Si</i>	53	248	20	0,9	77	9	
<i>PV CdTe</i>	103	285	0,17	5,75	213		0,47

Tabelle 3: Spezifischer Bedarf in Tonnen pro MW an Stahl, etc., Quelle: Jungbluth et al., 2009; Zweibel, 1999

Sie verdeutlicht, dass der Bedarf des Halbleitermaterials Tellurium bei CdTe-Dünnschichtmodulen gegenüber kristallinen Modulen bei weniger als 0,5 Prozent liegt. Außerdem stellen die benötigten Roh- und Baustoffe Aluminium, Kupfer und Floatglas große Unterschiede im Bedarf zur Herstellung von Photovoltaik Modulen dar.

Die Werte für Stahl sind Mittelwerte aus Freiflächenkraftwerke im MW-Bereich und Dachanlagen (Ito, et al., 2007 ; Jungbluth, et al., 2009). Bedarf an Aluminium, Kupfer, Floatglas sowie Silizium und Tellurium sind der EcoInvent Datenbank entnommen (Jungbluth, et al., 2009). Beton wird ausschließlich bei Freiflächenanlagen verwendet und ist aus Studien eines 100 MW PV-Kraftwerks errechnet. (Ito, et al., 2007)

3.2. Solarthermische Kraftwerke

3.2.1. Derzeitiger bedeutender Technologiestand

Unter den erneuerbaren Energien wird der konzentrierten Solartechnik im Kraftwerksmaßstab eines der größten Potentiale im Elektrizitäts- und Wärmesektor zugeschrieben. Obschon Mitte der achtziger Jahre aufgrund der ersten und zweiten Ölkrise in den Jahren 1973 und 1979/80 die ersten kommerziellen Kraftwerke in Südkalifornien mit einer Leistung von insgesamt 354 MW_e entstanden ist seitdem die kommerzielle Technik nicht wesentlich weiterentwickelt worden. Dies ist vor allem durch gesunkene Brennstoffpreise fossiler Energieträger und gesunkener Investitionskosten anderer Kraftwerkstechnologien begründet, die eine Wettbewerbsfähigkeit der kapitalintensiven Solartechnologien bisher erschwerten (Trieb, et al., 1998). Mehr als zwanzig Jahre später und erneut zu Zeiten von Höchstständen des Ölpreises und anderer Rohstoffen steht die konzentrierte Solartechnik wieder im Mittelpunkt als Energieträger. Aus diesem Grund war die bis Ende 2009 kumulierte Leistung aus solarthermischen Kraftwerken, welche kommerziell in Betrieb sind bei 560 MW, siehe Abb. 21. Ihr derzeitiger Anteil an der globalen Bruttostromproduktion von nur 0,005 Prozent mit ungefähr 1 TWh Stromproduktion in 2008 soll unter anderem durch Initiativen der kürzlich gegründeten DESERTEC Foundation in nur zehn Jahren auf 246 TWh - Moderate Scenario - bzw. 355 TWh - Advanced Scenario – ansteigen (Greenpeace, 2009).

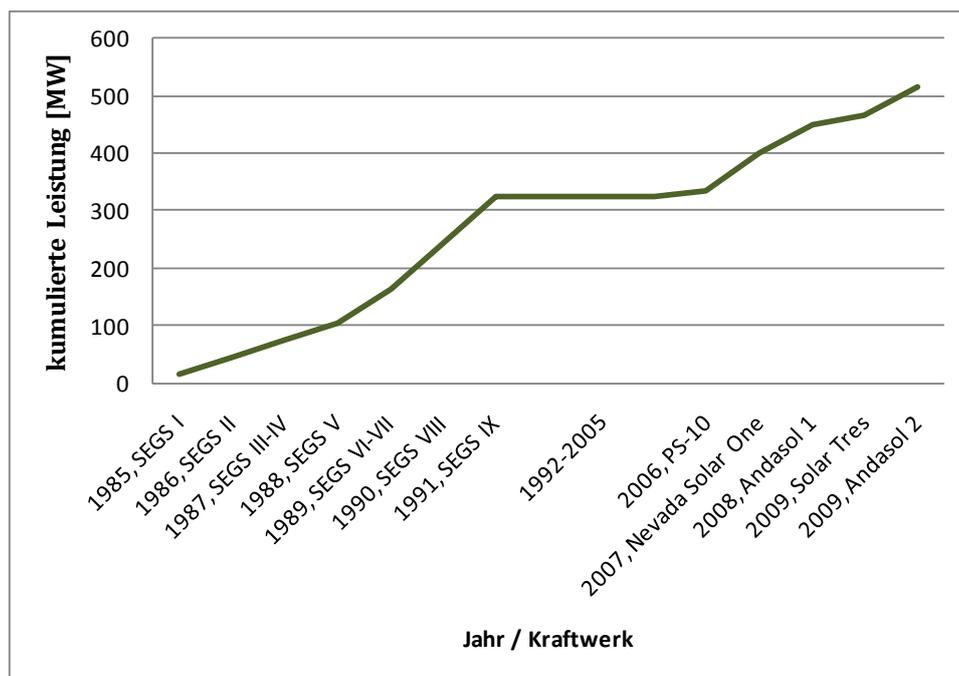


Abbildung 21: Entwicklung der kumulierten Leistung von solarthermischen Kraftwerken von 1985 bis 2009, Greenpeace 2009

Grundlegend kann die konzentrierte Solartechnik in vier Typen unterschieden werden:

- Parabolrinnen-Kraftwerke
- Solar Turm Kraftwerk
- Frenselkollektor
- Dish-Stirling-Systeme

Die bis heute im kommerziellen Einsatz installierten Kraftwerke sind allesamt Parabolrinnen- oder Solar Turm Kraftwerke, so auch größtenteils die derzeit geplanten oder im Bau befindlichen 9,5 GW (Pitz-Paal, 2009). Aus diesem Grund fokussiert sich die vorliegende Arbeit auch ausschließlich auf die Untersuchung dieser beiden Technologien.

3.2.2. Kostenanalyse

Die spezifischen Investitionskosten der derzeitigen installierten Kraftwerke zeigen starke Unterschiede auf und schwanken zwischen 3.000€/kW bei den letzten SEGS VIII-IX in Südkalifornien und 10.140€/kW des Solar Tres Anlage in Andalusien, Spanien, siehe Tab. 4. Diese Schwankungsbreite ist hauptsächlich auf die unterschiedlichen Anlagengrößen der Solarfelder und der dazugehörigen thermischen Speicher welche deren Kapazitätsfaktor maßgeblich beeinflussen zurückzuführen. Hierbei sei erwähnt, dass der Kapazitätsfaktor beim Solar Tres Projekt in Spanien einen Wert von knapp 65 erreicht.

	Jahr	Turm/Parabol	Spez. Kosten [€/kW]	Leistung [MW]	Kapazitätsfaktor	Speicher [h]
SEGS III-IV	1987	Parabol	4.500 €	30	34	-
SEGS IX	1991	Parabol	3.000 €	80	34	-
PS-10	2006	Turm	3.176 €	11	23.83	0.4
Nevada Solar One	2006	Parabol	3.197 €	64	23.19	-
Andasol 1	2008	Parabol	5.302 €	50	40.95	7.5
Andasol 2	2009	Parabol	5.302 €	50	40.95	7.5
Solar Tres	2009	Turm	10.140 €	17	64.73	16

Tabelle 4: Spezifische Investitionskosten der bestehenden Parabolrinnen- und Solar Turm Kraftwerke, Viebahn, et al., 2008, Solarpaces, 2009

Im Zuge weiterer Untersuchungen der Kosten innerhalb dieser Arbeit, worin der Einfluss volatiler Kosten von Rohstoffen oder anderer Materialien auf Parabol-, sowie auf Solar Turm Kraftwerke verglichen werden, werden Referenzwerte berücksichtigt, die bei beiden Kraftwerken gleich angesetzt werden. Eine Leistung von 50 MW sowie thermische Salzspeicher und deren Speicherkapazität von 3 Stunden sind angenommene Werte für beide Technologien.

3.2.2.1. Parabolrinnen-Kraftwerk

Kernelement eines Parabolrinnen-Kraftwerks ist das Solarfeld, welches aus vielen parallel angeordneten Reihen von Solarkollektoren besteht und einachsigt dem Sonnenverlauf von Osten nach Westen nachgeführt wird. Das Solarfeld, welches als Reflektor dient, besteht aus parabolisch geformten Spiegeln, die die einfallende solare Strahlung 80-fach auf ein in der Kollektor-Brennlinie angeordnetes Absorberrohr konzentriert und bei Temperaturen bis zu 400°C an das hindurch strömende Wärmeträgermedium überträgt. Als Wärmeträgermedium wird Wasser bzw. Dampf, Thermo-Öl oder auch verflüssigtes Salz verwendet. Nach dem Erhitzen wird dieses zu einem zentral gelegenen Kraftwerksblock gepumpt, wo es durch einen Wärmetauscher fließt und seine thermische Energie an einen konventionellen Dampfkreislauf abgibt (Solar Millennium AG, 2008).

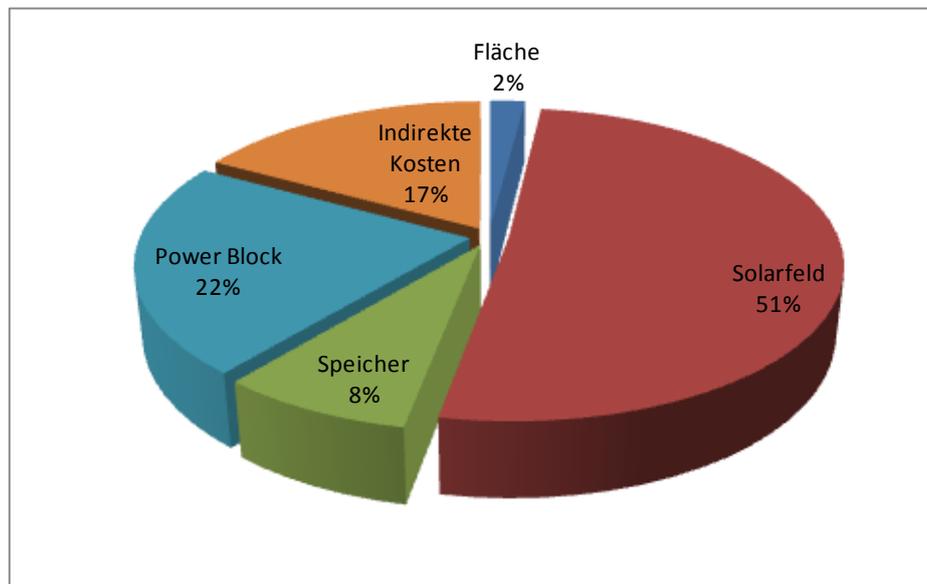


Abbildung 22: Anteil der Kosten eines Parabolrinnen-Kraftwerks, Pitz-Paal et al. 2003

Auch in Hinblick auf die Investitionskosten eines Parabolrinnen-Kraftwerks fällt der größte Anteil der Gesamtkosten mit über fünfzig Prozent beim Solarfeld selbst an. Des Weiteren sind Power Block (22 %) und thermische Speicher (8 %) relevante Kostenstellen. Indirekte Kosten sind in der Ecostar Studie, auf der sich diese Arbeit bezieht mit 17 Prozent angegeben und liegen stark über den Werten anderer Untersuchungen, siehe Abb. 22 (Pitz-Paal, et al., 2003).

Die Analyse "Economic, Energy, and Environmental Benefits of Concentrating Solar Power in California" des National Renewable Energy Laboratory (NREL) geht beispielsweise von einem Anteil der indirekten Kosten von nur 6 Prozent aus, wodurch den anderen Kostenstellen ein größerer Teil zufällt (Sargent & Lundy Consulting Group LLC, 2003).

Bedeutsam, bei beiden Untersuchungen liegt der größte Anteil der Kosten beim Solarfeld, zu welchem Schluss auch die von Sargent & Lundy Consulting LLC durchgeführte Studie kommt.

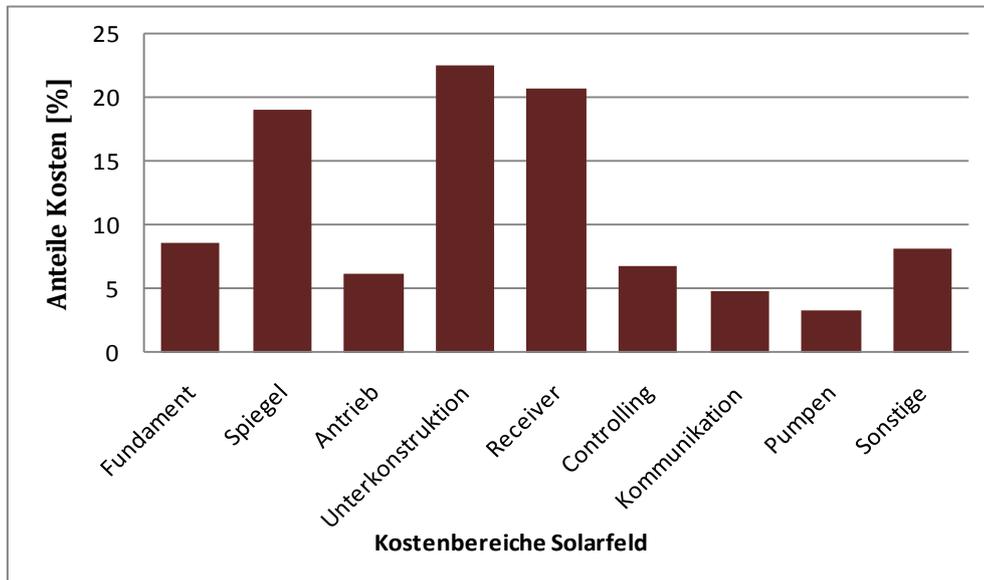


Abbildung 23: Kostenaufteilung des Solarfeld eines Parabolrinnen-Kraftwerks, Quelle: Pitz-Paal, 2003

Im Gegensatz zu Abb. 22, welche den Anteil der Kostenträger an der Gesamtinstallation zeigt, stellt Abb. 23 die verschiedenen Kostenträger ausschließlich am, ca. zu 50 Prozent der Gesamtanlage beitragenden Kostenbereich des Solarfeldes eines Parabolrinnen-Kraftwerkes dar. Sie zeigt, dass die Unterkonstruktion mit 22 Prozent den größten Kostenbereich eines Solarfeldes ausmacht. Desweiteren haben Receiver (20 %), welche die von den Kollektoren reflektierte Sonneneinstrahlung aufnehmen und die Spiegel (19 %) den stärksten Einfluss auf die Investitionskosten eines Solarfeldes. Auch das Fundament mit knapp 9 Prozent besitzt einen nicht außer Acht gelassenen Einfluss auf die Investitionskosten und ist gegenüber den Kostenstellen Antrieb, Controlling, Kommunikation sowie Pumpen wesentlich von den benötigten Betonpreisen abhängig (Pitz-Paal, et al., 2003).

3.2.2.2. Solar Turm Kraftwerk

Im Gegensatz zum Parabolrinnen-Kraftwerk reflektieren beim Solar Turm Kraftwerk einzelne zweiachsig der Sonne nachgeführte Spiegel, sogenannte Heliostaten, die direkte Solarstrahlung auf einen zentral angebrachten Receiver. Der Receiver, welcher in einer Höhe zwischen 90 und 130m auf einem Turm steht, wandelt die Strahlungsenergie der Sonne in Wärme um. Dort kann der Receiver die thermische Energie direkt verdampfen oder durch ein Wärmeträgermedium wie flüssiges Salz an einen thermischen Speicher abgeben.

Das Wärmeträgermedium wird ähnlich dem Parabolrinnen-Kraftwerk durch einen Wärmetauscher einem nachgeschalteten Dampfkreisprozess zugeführt. Insbesondere die hohen Temperaturen von über 800°C und die dadurch vereinfachte Einkopplung des erzeugten Wasserdampfes in Gasturbinen- oder Kombikraftwerke sind wesentliche Vorteile eines Solar Turm Kraftwerks und eine aussichtsreiche Zukunftsoption um die Kosten zu senken (Geyer, et al., 2002).

Der Anteil des Solarfeldes liegt hier bei nur 36 Prozent, hauptsächlich begründet weil der Receiver beim Solar Turm Kraftwerk nicht zur Kostenstelle des Solarfelds gehört, sondern extra mit 15 Prozent ausgewiesen ist. Welches in letzter Konsequenz wieder zu zirka 50 Prozent am gesamten Investitionsvolumen beiträgt. Wesentlichen Anteil an den Investitionskosten haben Power Block (24 %) und Receiver (15 %), siehe Abb. 24 (Pitz-Paal, et al., 2003).

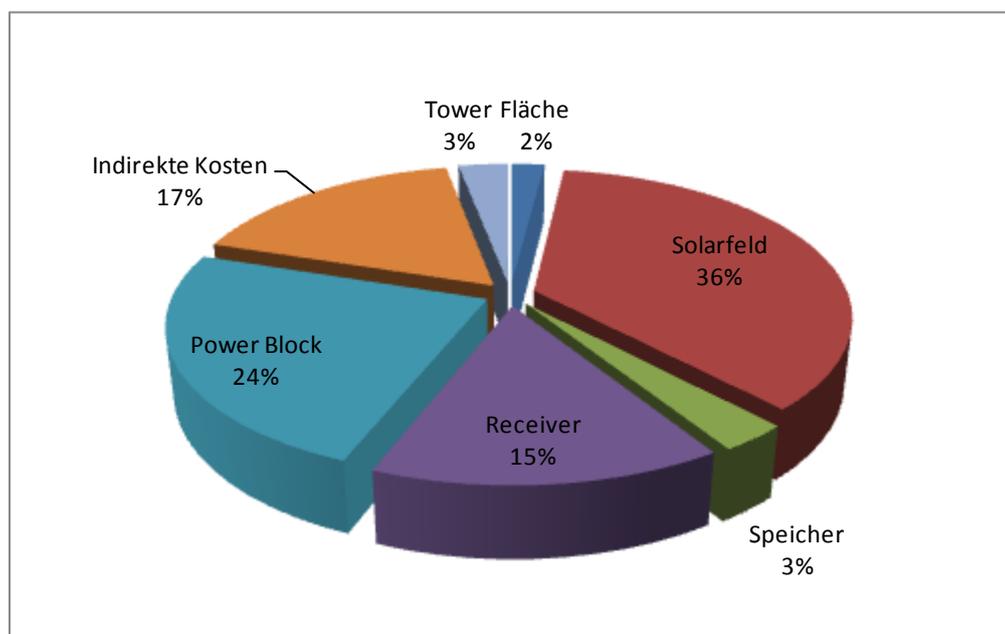


Abbildung 24: Anteile der Kosten eines Solar Turm Kraftwerks, Pitz-Paal, et al., 2003

Dennoch bleibt nochmals zu erwähnen, dass hier von einem drei Stunden thermischen Speicher ausgegangen wird, der nicht wesentlich dazu beitragen kann einen vierundzwanzig stündigen Betrieb zu gewährleisten. Die Analyse der Kostenstruktur des gleichen Kraftwerkes mit einem zwölf Stunden Speichers würde insbesondere den Anteil des Power Blockes (Anteil 15 % bei 12h Speicher und 100MW) stark verringern und den Anteil des Speichers (8 %) und des Solarfeldes (43 %) erhöhen (Sargent & Lundy Consulting Group LLC, 2003). Jedoch bleibt auch beim Solar Turm das Solarfeld der bedeutendste Kostenfaktor.

Ähnliche Kostenstrukturen des Solarfeldes sind auch beim Solar Turm zu finden, wie Abb. 25 zeigt. Wesentliche Kostenbereiche sind der Spiegel (36 %), der Antrieb (30 %) und die Unterkonstruktion (20 %) der einzelnen Heliostaten, wie die leicht gekrümmten Spiegel in der Fachliteratur bezeichnet werden.

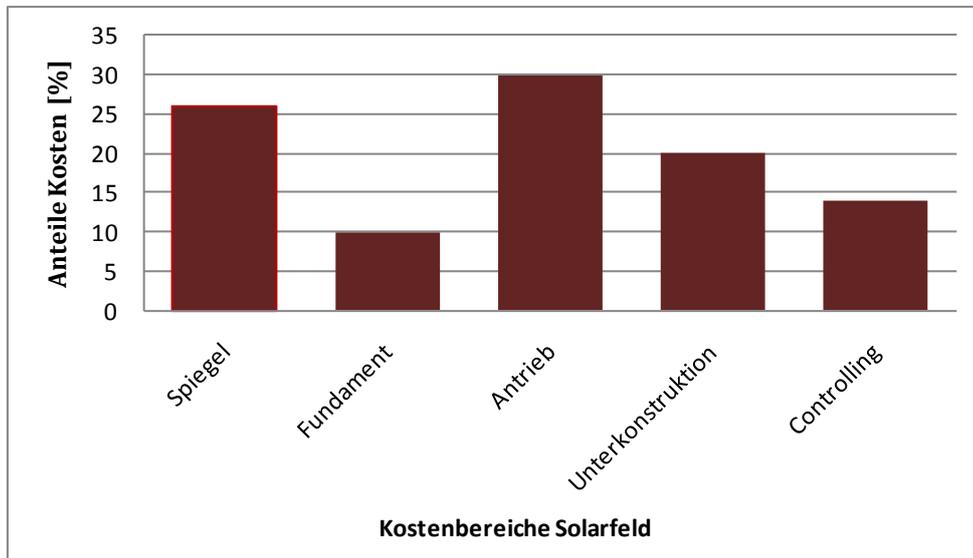


Abbildung 25: Kostenaufteilung des Solarfeld eines Solar Turm Kraftwerks, Pitz-Paal et al., 2003

Auch hier fällt der Anteil des Fundamentes mit 10 Prozent nicht wesentlich höher aus als beim Parabol-Kraftwerkstyp (Pitz-Paal, et al., 2003).

3.2.3. Materialanalyse

Im folgenden Abschnitt werden die Hauptmaterialien der Parabolrinnentechnologie und des Solar Turms aufgezeigt, welche die wesentlichen Anteile am Materialbedarf der Anlagen aufweisen. Die dargestellten Werte der Roh- und Baustoffe die zum Bau dieser Kraftwerke nötig sind, beziehen sich auf die realen Werte eines 46 MW_{el} Parabolrinnen-Kraftwerks mit 7,5 h Speicher des Andasol Typs, sowie ein 15 MW_{el} Solar Turm Kraftwerk mit 16 h Speicher des Typs Solar Tres.

3.2.3.1. Parabolrinnen-Kraftwerk

Abb. 26. stellt die Hauptmaterialien dar, die den größten Gewichtsanteil mit mehr als 97 Prozent eines Kraftwerkes beanspruchen. Ether und Phenol bilden den restlichen Bedarf von knapp 3 Prozent ab und sind in dieser Untersuchung nicht weiter bedeutend. So zeigt die Abb., welche Materialien für den Kraftwerksbau relevant sind und dadurch die unterschiedlichen Bereiche beeinflusst werden.

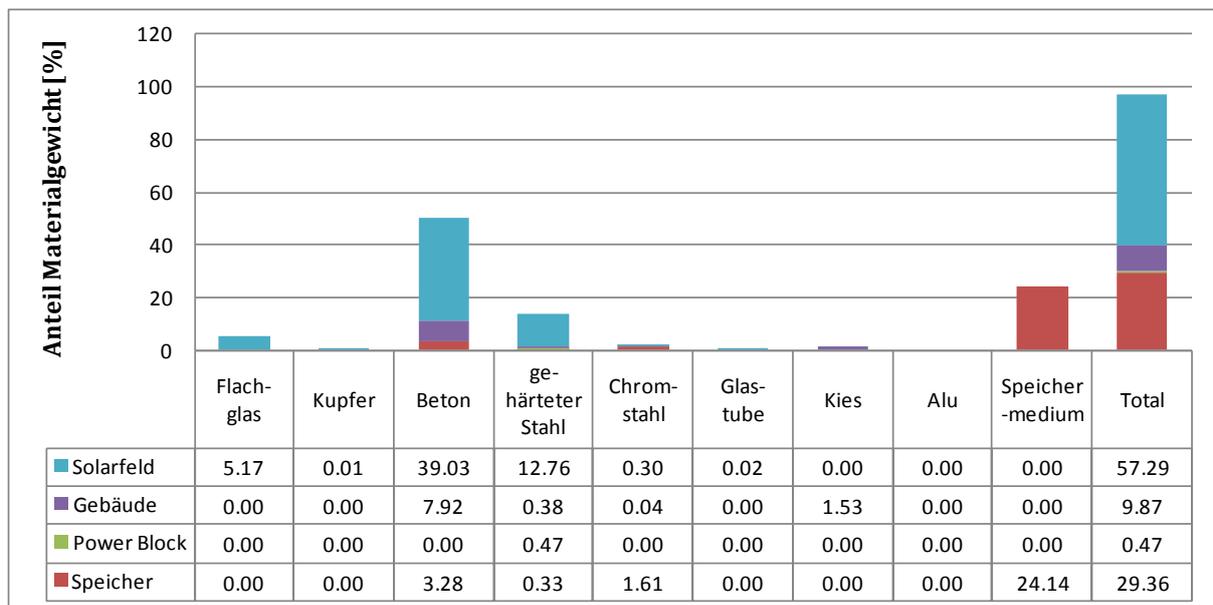


Abbildung 26: Hauptmaterialien eines Parabolrinnen-Kraftwerks des Typs Andasol, Viebahn, et al. 2008

Die Materialanalyse bestätigt die beschriebenen Kosten des Solarfeldes, welches mit 57 Prozent des gesamten Materialaufwands den größten Teil einnimmt. Insbesondere Beton mit ca. 50 Prozent, gehärteter Stahl zu ca. 14 Prozent und Flachglas mit ca. 5 Prozent sind Hauptbestandteile des gesamten Parabolrinnen-Kraftwerks. Ebenfalls hat das Speichermedium, eine Mischung aus rund 28.500 Tonnen Kalium-Natrium-Nitratsalzen, bei den derzeitigen Kraftwerken mit über 24 Prozent einen wesentlichen Anteil am gesamten Materialbedarf (Solar Millenium AG, 2008).

Betrachtet man das Solarfeld allein, ergeben sich weit höhere Anteile für die Baustoffe Beton, Stahl und Glas. Beton macht mit 66 Prozent den größten Anteil am Solarfeld aus, gefolgt von Stahl mit 22 Prozent und Flachglas mit 9 Prozent. Diese drei Baustoffe bilden zusammen 97 Prozent des gesamten Materialaufwands eines Parabolrinnen-Solarfeldes.

Die für ein solarthermisches Kraftwerk benötigten Spiegel bestehen aus vier Millimeter dickem, silberbeschichtetem, gebogenem Weißglas, welche zusätzlich mit weiteren Schutzschichten überzogen werden. Die Silberschicht besitzt einen Gehalt von 0,6 g/m² bis 1 g/m² Spiegelfläche (FhG-ISI, IZT gGmbH, 2009). Selbst bei einem sehr starken Anstieg des Silberpreises von 430 US\$/kg in 2009 auf beispielsweise 3.000 US\$/kg hätte die Silberbeschichtung keinen wesentlichen Anteil an den Solarfeldkosten und wird aus diesem Grund nicht weiter betrachtet (USGS, 2009).

3.2.3.2. Solar Turm Kraftwerk

In Hinsicht auf das Solar Turm Kraftwerk verdeutlicht die Materialanalyse jene Vermutungen welche die Kostenanalyse bereits aufgezeigt hat. Sie stellt dar, dass insgesamt, jedoch auch nur geringfügig, weniger Material für ein Solarfeld aufgewendet werden muss als beim Parabolrinnen-Kraftwerk es der Fall ist. Anteilig sind jedoch nur die Baustoffe Beton und Glas geringer als beim Solarfeld eines Parabolrinnen-Kraftwerks. Der Stahlbedarf liegt hier höher, wie Abb. 27 zeigt (Viebahn, et al., 2008).

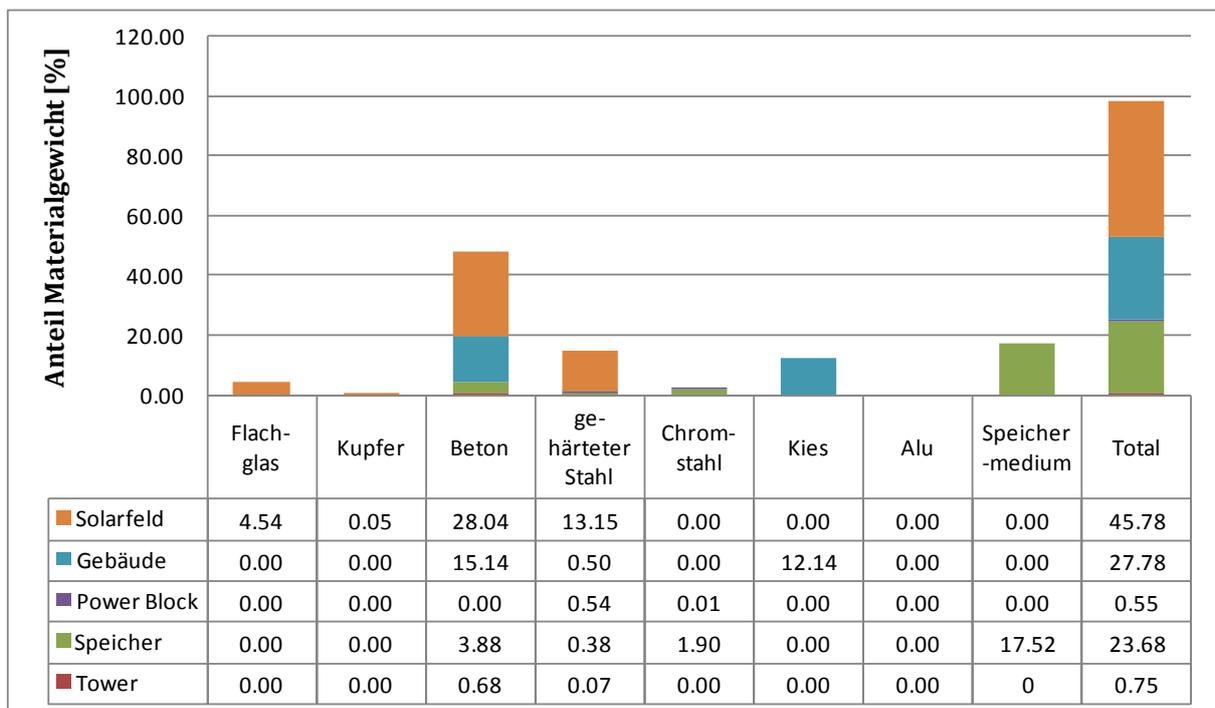


Abbildung 27: Materialanalyse eines Solar Turm Kraftwerks des Typs Solar Tres, Viebahn, et al., 2008

Das Solarfeld macht beim Solar Turm Kraftwerk einen Anteil von knapp 46 Prozent aus. Beton macht zusammen zirka 50 Prozent, gehärteter Stahl 15 Prozent und Flachglas benötigt ca. 5 Prozent des Materialbedarfs eines Solar Turm Kraftwerks. Unter der Betrachtung des reinen Solarfeldes, bilden die Baustoffe Beton (61 %), Flachglas (10 %) und Stahl (29 %) zusammen knapp 99 Prozent am Solarfeld und verdeutlichen die Bedeutsamkeit dieser drei Baustoffe. Der restlichen Anteil teilen sich Schmieröle für Motoren und der geringe Kupferanteil der Antriebe und die Kommunikation (Viebahn, et al., 2008).

3.2.4. Auswahl relevanter Parameter

Die Darstellungen der Kosten- und Materialanalyse lassen schlussfolgern, dass fluktuierende Baustoff- und Rohstoffpreise verstärkten Einfluss auf die Kosten eines Solarfeldes von Parabolrinnen- sowie Solar Turm Kraftwerke nehmen können. Durch den hohen Anteil des Solarfeldes an den gesamten Investitionskosten können diese Materialien wesentlich dazu beitragen wie sich Investitionskosten entwickeln. Insbesondere der Stahl-, Beton,- und Glaspreis sind relevante Parameter die zur Sensitivitätsanalyse betrachtet werden sollten. Dennoch soll zum Vergleich mit anderen Energieträgern der Kupferanteil ebenfalls untersucht werden.

Die in Tab. 5 und Tab. 6 beschriebenen Werte beziehen sich nur speziell auf die zwei untersuchten Kraftwerke Andasol und Solar Tres und sind keine Referenz für andere Kraftwerke. Dies gilt ebenso für die noch sehr hohen spezifischen Investitionskosten dieser Kraftwerke.

Spez. Bedarf [Ton/MW]	Stahl	Beton	Kupfer	Floatglas
<i>Parabol</i>	361	1.303	0,43	134
<i>Tower</i>	686	2.210	2,4	212

Tabelle 5: Spezifischer Bedarf an Stahl, Beton, Kupfer und Floatglas für ein Parabolrinnen-Kraftwerk mit 46MW_{el}, 7.5 h Speicher und Solar Turm Kraftwerk mit 15 MW_{el}, 15 h Speicher, Viebahn, et al. 2008

Zur Untersuchung der Abhängigkeiten des alleinigen Solarfeldes von diesen Roh- und Baustoffen zeigt Tab. 6 den spezifischen Materialaufwand der Solarfelder der untersuchten Kraftwerke.

Spez. Bedarf [Ton/MW]	Stahl	Beton	Kupfer	Floatglas
<i>Parabol</i>	330	1.009	0,35	134
<i>Tower</i>	614	1.309	2,4	212

Tabelle 6: Spezifischer Bedarf an Stahl, Beton, Kupfer und Floatglas für das Solarfeld eines Parabolrinnen-Kraftwerks von 46MW_{el}, 7.5 h Speicher und eines Solar Turm Kraftwerks mit 15 MW_{el}, 15 h Speicher, Viebahn, et al. 2008

3.3. Windkraftanlagen

3.3.1. Derzeitiger bedeutender Technologiestand

Unter den untersuchten erneuerbaren Energien ist die Windkraft die fortschrittlichste Technologie und derzeit kostengünstigste neue, regenerative Energieform welche bei durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten Stromherstellungskosten von 7€/kWh bis 9€/kWh besitzt (Krohn, et al., 2009). Dies zeigt sich auch in den hohen jährlichen Zubauraten, welche die Windkraft in den letzten Jahren global vollzogen hat. So ist die weltweit installierte Leistung im Jahr 2008 um knapp 29 Prozent, von insgesamt 93.8237 MW im Jahr 2007 auf 120.798 MW gestiegen, siehe Abb. 28. Der Schwerpunkt des weltweiten Wachstums lag vor allem in den Ländern USA, China, Spanien, Deutschland und Indien, in denen insgesamt rund 78 Prozent der neu installierten Leistung errichtet wurde (GWEC, 2009).

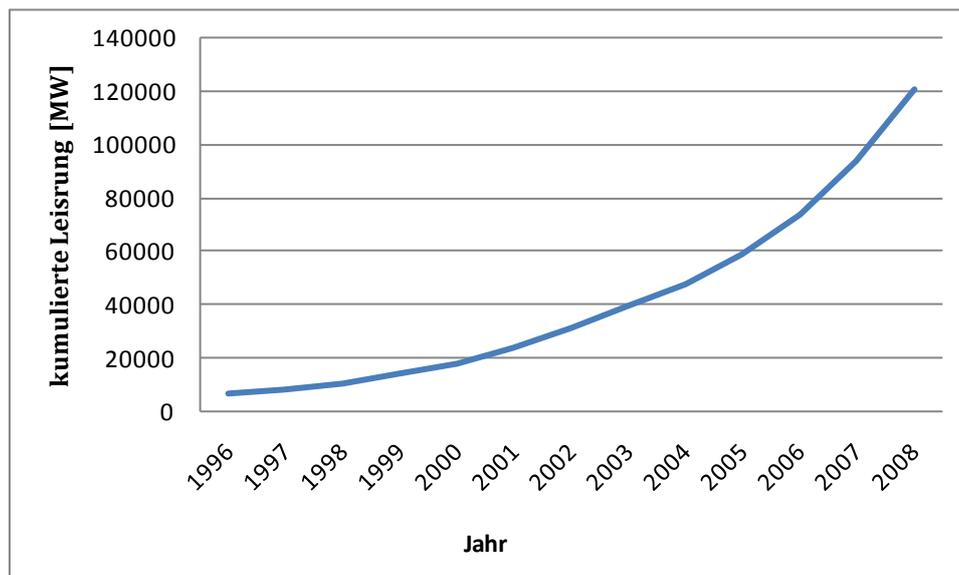


Abbildung 28: Entwicklung der globale kumulierte Windleistung von 1996 bis 2008, GWEC 2009

Der Anteil der Windenergie lag mit 260 TWh bei 1,3 Prozent an der globalen Bruttostromproduktion im Jahr 2008 und ist somit nach der historisch gewachsenen Wasserkraft die erneuerbare Energiequelle mit der höchsten Elektrizitätsproduktion weltweit (GWEC, 2009). Unter einer voraussichtlich anhaltenden Wachstumsrate von über 20 Prozent in der nächsten Dekade wird sich der Beitrag der globalen Windenergie in 2020 auf 1.010 TWh erhöhen, welche anteilig 5 Prozent des weltweiten Strombedarfs im Jahr 2008 entsprechen würde (IEAb, 2009).

Die offshore Windenergie-technologie mit 1.471 MW kumulierter Kapazität lag lediglich bei einem Prozent der gesamten kumulierten Leistung der Elektrizitätserzeugung aus Windkraftanlagen und wird zurzeit von neun europäischen Ländern - Belgien, Dänemark, Finnland, Deutschland, Irland, Italien, Niederlande, Schweden und Großbritannien - bestimmt (Krohn, et al., 2009).

Trotz der derzeitigen geringen Stromerzeugung, liegt das größere, zusätzlich installierbare Potential der Windenergie in Europa auf dem Meer, da die Energieausbeute bis zu 40 Prozent höher ist als auf dem Land. Die insgesamt Ende 2008 erbauten und vor allem geplanten offshore Windkraftanlagen summieren sich aus diesem Grund auf knapp 37.400 MW. Motiv der anschließenden Untersuchung bei on- und offshore Windkraftanlagen durchzuführen (BWE, 2006).

3.3.2. Kostenanalyse

Besonders stark hat sich die Rohstoff- und Materialpreisentwicklung der vergangenen Jahre in der Windenergie Branche abgezeichnet. Steigende Rohstoff- und Materialpreise, sowie anhaltend hohe Zinsen konnten nicht mehr vollständig durch technologische Lerneffekte oder erhöhte Anlagengrößen kompensiert werden. Wie Abb. 29 darstellt, sind Anlagenpreise von Windkraftanlagen in Dänemark trotz steigender installierter Leistung und größeren Anlagen in den Jahren 2005 bis 2006 nicht gesunken sondern stellen einen ansteigenden Verlauf dar und waren ein Grund für die Anhebung der Einspeisevergütung in mehreren europäischen Ländern (Krohn, et al., 2009).

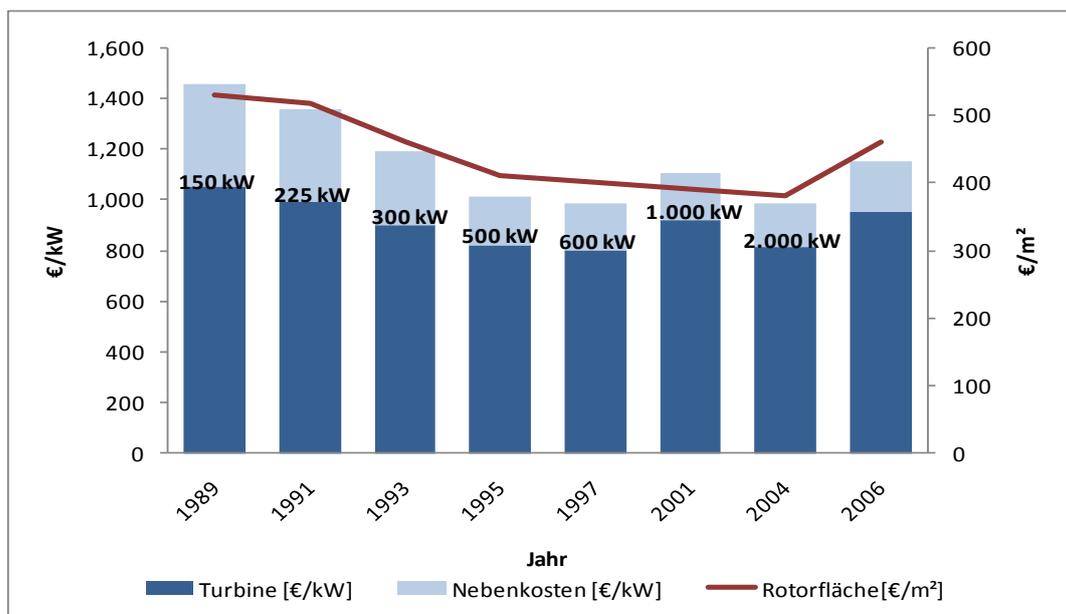


Abbildung 29: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten in Euro₂₀₀₆ von WKA Turbinen von 1989 bis 2006 in Dänemark, Krohn, et al. 2009

Auf der linken Achse sind die spezifischen Kosten in €₂₀₀₆/kW angegeben und zeigen, dass der Anstieg der Leistungsklasse von 600 kW auf 1000 kW im Jahr 2001 auch eine Erhöhung der spezifischen Investitionskosten der Turbine mit sich trug. Jedoch, insgesamt und dies zeigt die rechte Sekundärachse in €₂₀₀₆/m² Rotorfläche, welcher ein guter Indikator für die Leistungsproduktion einer Turbine ist, konnten die spezifischen Investitionskosten weiter gesenkt werden.

Erst der starke Anstieg der Rohstoffpreise sowie eine starke Nachfrage an Windkraftanlagen (WKA) führten zu einer Erhöhung der spezifischen Investitionskosten von knapp 20 Prozent gegenüber 2004 und beendeten weitere Kostendegressionen (Krohn, et al., 2009). Um diesen Einfluss von Rohstoff- und Materialpreisen auf Windkraftanlagen zu untersuchen ist ebenfalls die Kostenstruktur einer WKA bedeutsam. Im Folgenden werden 2 MW on- und offshore Anlagen betrachtet und ihre Kostenstrukturen gegenübergestellt, welche eine typische Anlagengröße im vergangenen Jahr darstellt, siehe Abb. 30.

Der Anteil der Investitionskosten einer an Land aufgestellten Turbine inklusive Installationen liegt durchschnittlich bei 75 Prozent und stellt den größten Kostenbereich einer WKA dar. Desweiteren ist zur Untersuchung nur mehr das Fundament mit ca. 6,5 Prozent relevant, da steigende Baustoffpreise diese weitgehend beeinflussen. Bei einer offshore WKA sind die spezifischen Investitionsnebenkosten selbstverständlich anders verteilt als bei einer vergleichbaren onshore WKA. Es fallen wesentlich höhere Kosten für die Fundamentierung an, die je nach Wassertiefe und Beschaffenheit stark variieren können. Bei den zurzeit erbauten offshore Windanlagen in Wassertiefen von 10 bis 30 Metern fallen Fundamentkosten von etwa 21% an. Ebenfalls stark von der Entfernung zur Küste abhängig, ist die Energieleitung in das elektrische Versorgungsnetz durch das Hauptkabel welches jedoch nicht Gegenstand der Analyse ist.

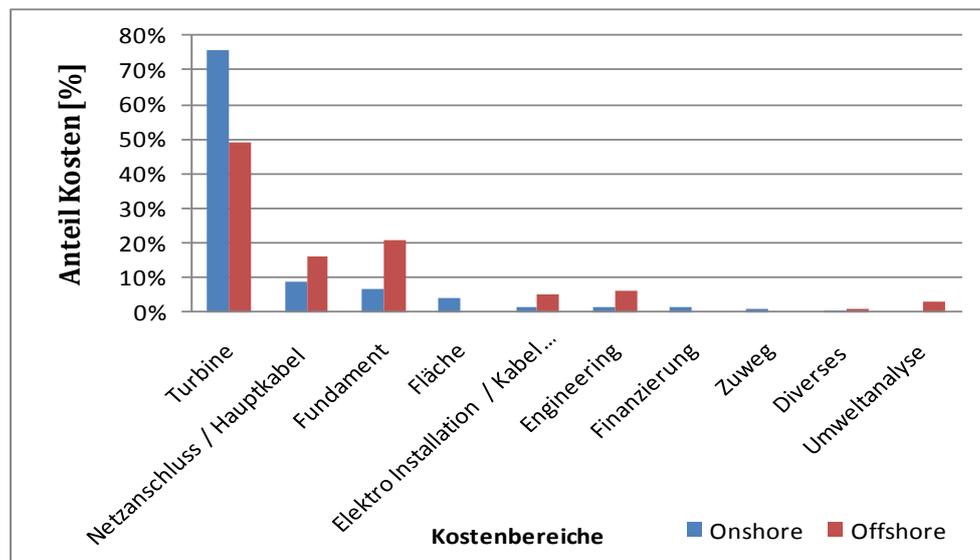


Abbildung 30: Anteil Kosten On-und Offshore, Krohn, et al. 2009

Allein Auswirkungen auf die Hauptbereiche Fundament und Turbine werden betrachtet um einen Vergleich darzustellen, wie stark der Einfluss einzelner variierender Parameter ist. Der Kostenanteil der Turbine einer offshore Anlage ist gegenüber der onshore Anlage stark gesunken und hält nur mehr einen Anteil von ca. 49 Prozent an den Gesamtinvestitionen. Die realen spezifischen Investitionskosten einer offshore WKA sind in den letzten Jahren ebenfalls stark angestiegen und liegen derzeit bei neuen offshore Windparks zwischen 2,0 und 2,2 Mio. €/MW. Tab. 7 stellt die spezifischen Investitionskosten in €/MW im Vergleich zur einer onshore 2 MW Turbine dar. Die spezifischen Kosten der offshore WKA sind den ersten Windparks Horns Rev und Nysted entnommen. Die geringeren Turbinenkosten sind in der niedrigeren Turmhöhe begründet, da auf See wesentlich bessere Windverhältnisse in niedrigeren Höhen zu finden sind als auf Land. Diese sind dennoch keine Referenz für heutige Turbinenkosten, welche deutlich über diesen Kosten liegen.

Spezifischen Investitionskosten einer WKA [€/kW]

	Onshore	Offshore
Turbine	928	815
Fundament	80	350
Total	1.227	1.680

Tabelle 7: Spezifischen Investitionskosten einer WKA, Krohn, et al. 2009

Betrachtet man nur die Hauptkostenstelle Turbine kann diese weiter in ihre Bestandteile aufgliedert werden. Insbesondere Turm, der das größte und schwerste Teil einer WKA ist, hat eine besonders hohe wirtschaftliche Bedeutung mit bis zu 26 Prozent. Weitere sind Rotor Blätter (22 %) und Getriebe (13 %) kostenintensive Bestandteile einer Turbine, siehe Abb. 31 (Krohn, et al., 2009).

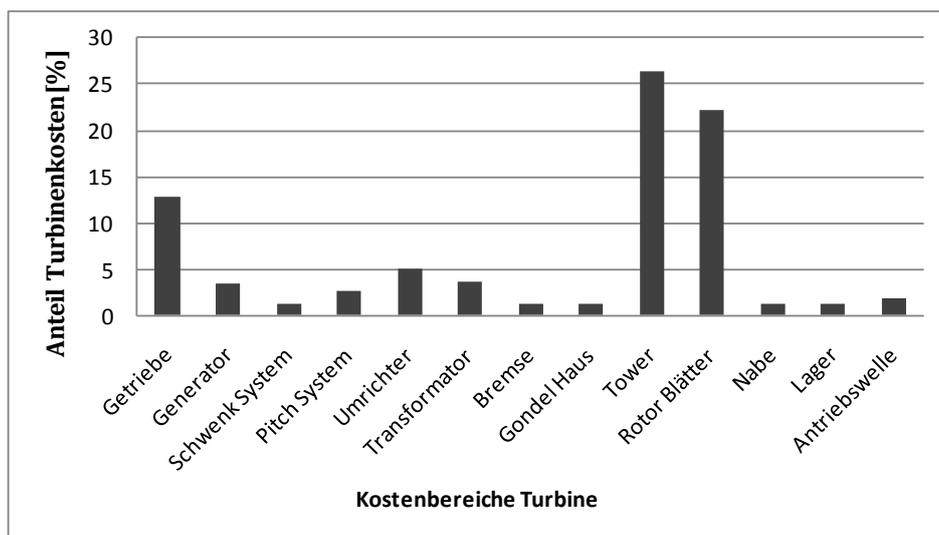


Abbildung 31: Kostenaufteilung einer 5 MW Turbine, Quelle: Krohn, et al., 2009

3.3.3. Materialanalyse

Wie in der Kostenanalyse beschrieben, ist das Fundament, neben der Netzanbindung, der Bereich, der sich bei on- und offshore Anlagen am meisten unterscheidet. Die bislang erbauten offshore Windparks ruhen auf Monopile-Fundamenten, wie zum Beispiel der dänische Windpark Horns Rev, die britischen Parks North Hoyle, Kentish, Flats, Barrow sowie der Windpark Arklow Banks vor der irischen Küste. Die Untersuchung stützt sich aus diesem Grund ebenfalls auf eine Monopile-Gründung, die bei 2MW-Anlagen zwischen 120-200 Tonnen wiegt und in Wassertiefen von ungefähr 20 m für diese Kapazitätsklasse besonders wirtschaftlich ist (Windenergie, 2009).

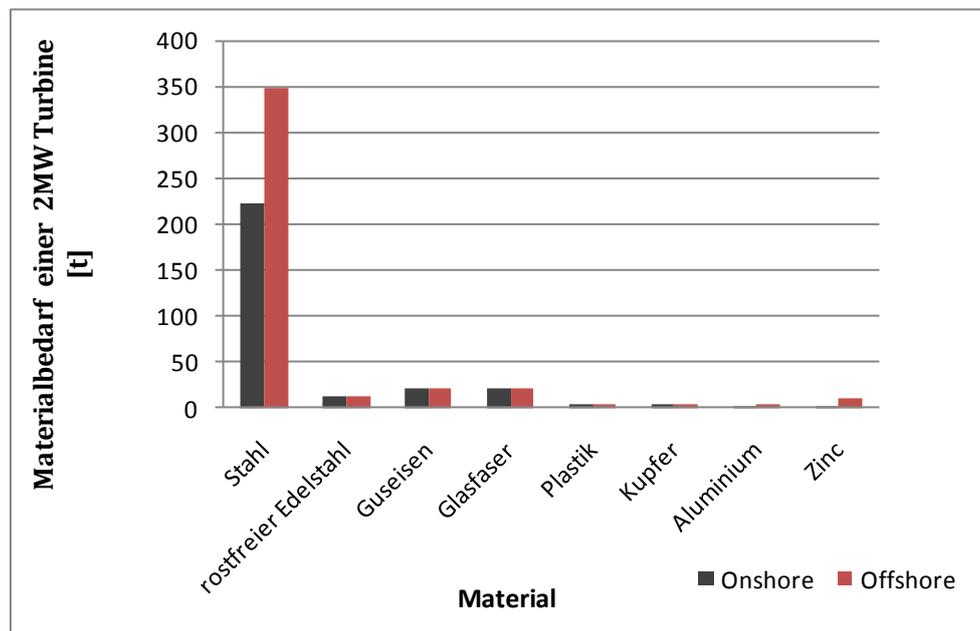


Abbildung 32: Materialbilanz einer 2MW Turbine, Elsam Engineering A/S, 2004

Bedeutend ist der Unterschied im Material, da für ein Monopile-Fundament Stahlrohre verwendet werden, wie Abb. 31 verdeutlicht und nicht wie bei anderen Fundamenten größtenteils Beton und Kies.

Für Generator, Getriebe und Gondel werden hauptsächlich Stahl (66 t), Gusseisen (20 t), Kupfer (3 t) und Aluminium (1,7 t) verwendet, welche einen Gewichtsanteil an der gesamten 2MW Turbine von ca. 30 Prozent aufweisen (Elsam Engineering A/S, 2004).

On- und offshore Anlagen der 2 MW Klasse unterscheiden sich hier kaum, wohingegen der Zinkverbrauch einer Offshore Anlage mit knapp 10 t fast fünfzigmal höher liegt als einer WKA mit 0.2 t an Land. Der Turm weist ein Gewicht von ungefähr 153 t auf, welcher knapp 60 Prozent des Gesamtgewichtes einer Turbine ausmacht.

In Abb. 32 ist der Baustoff Beton nicht aufgeführt, da das Fundament eine Nebenkostenstelle der WKA ist und nicht zur eigentlichen Turbine gehört. Es macht mit 805 t den größten Anteil des Gewichts aus und wird hauptsächlich vom Baustoff Beton (93 %) beeinflusst. Durch den verwendeten Stahlpfeiler tritt auf See bei dieser Untersuchung keine Fundamentierung durch Beton auf sondern nur durch den erhöhten Stahlanteil von 130 Tonnen Stahl für das Monopile-Fundament (Elsam Engineering A/S, 2004).

3.3.4. Auswahl relevanter Parameter

Investitionen in Windkraftanlagen, beides on- als auch offshore, können stark von den gezeigten Rohstoffen Abhängigkeiten zeigen. Hervorzuheben sind jedoch Rohstoffe und Materialien, die eine starke Fluktuation aufzeigen und zudem durch ihre volatilen Preise ausschlaggebend für die Investitionskosten sind. Stahl, Kupfer, Zink und Beton sind hier als wesentliche Rohstoffe bzw. Baustoffe zu nennen, die in erster Linie eine hohe Relevanz in der Analyse beanspruchen. In der folgenden Tab. 8 wird der spezifische Bedarf an diesen Roh- und Baustoffen pro MW zusammengefasst.

Spez. Bedarf [Ton/MW]	Stahl	Beton	Aluminium	Kupfer	Zink
<i>Onshore (Getriebe/getriebelose)</i>	110	402	0,8	1,4/4,4	0,1
<i>Offshore</i>	175	900	1,8	1,5	5

Tabelle 8: Spezifischer Bedarf an Roh- und Baustoffen für Turbine und Fundament, Elsam Engineering A/S 2004

Die Daten beziehen sich auf die beschriebenen Werte einer durchschnittlichen 2 MW Turbine der Firma Vestas (Elsam Engineering A/S, 2004) sowie einer getriebelosen Turbine E-66 mit 1,8 MW der Firma Enercon, welche bedingt durch den Generator einen wesentlich höheren Bedarf an Kupfer aufweist (Windenergie, 2009). Das 130 Tonnen Monopile-Fundament besteht aus Stahl und begründet den hohen Anteil des Stahlbedarfs der offshore Anlage. Desweiteren wird ein Schwerkraftfundament betrachtet um den Einfluss eines ansteigenden Betonpreises ebenfalls zu untersuchen, welches für eine 2 MW Turbine aus ungefähr 1800 Tonnen Beton besteht. Schwerkraftfundamente sind jedoch nur in flachen Gewässern mit niedriger Wassertiefe (< 10 m) erprobt und für größere Tiefen unwirtschaftlich, da ungefähr ihr Gewicht proportional zum Quadrat der Wassertiefe zunimmt.

3.4. Gas-und Dampfkraftwerke

3.4.1. Derzeitiger bedeutender Technologiestand

Laut dem World Energie Outlook der Internationalen Energie Behörde IEA wird der Bedarf an Erdgas in den kommenden Jahren stark zunehmen. Seit 1980 ist der weltweite Verbrauch von Erdgas von 1.437 Billionen m³ auf mehr als das zweifache angestiegen und lag Ende 2008 bei rund 3.018 Billionen m³. Im Gegensatz zum Rest der Welt ist der Verbrauch in Europa und Eurasien weniger stark angestiegen und betrug Ende 2008 1.143 Billionen m³ Erdgas, siehe Abb. 33 (BP, 2009).

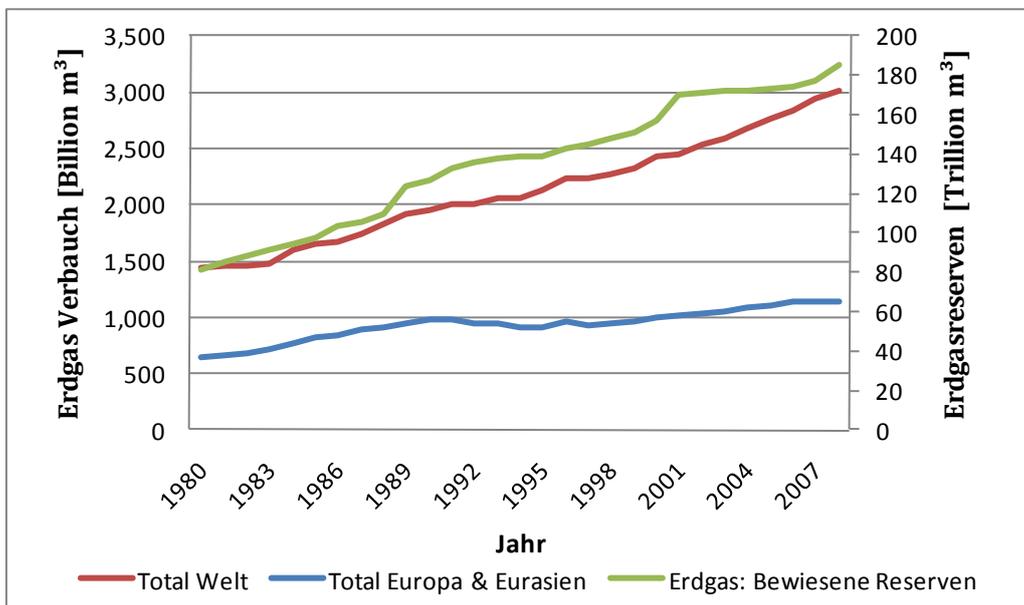


Abbildung 33: Entwicklung des Erdgasverbrauchs weltweit und in Europa & Eurasien in Billionen m³ auf der linken Skala, Entwicklung der vorhandenen Reserven in Trillionen m³ auf der rechten Skala, BP 2009

Mit einem stetigen Anstieg des Gasverbrauchs und somit des Gaspreises konnte auch die Förderung von Erdgas stark forciert werden und somit ist die Anzahl der Reserven in den letzten Jahren ebenfalls stark angestiegen. Diese lag 2008 bei ca. 185 Trillionen m³ Erdgas. Dabei liegt die Hälfte der vorhandenen Reserven in den drei Ländern Katar, Russland und Iran. Konventionelle und nicht-konventionelle Erdgasvorkommen machen zusammen sogar mehr als 1.200 Trillionen m³ Erdgas aus. Diese hohen Vorkommen an Reserven und Ressourcen zeigen, dass Erdgas selbst langfristig gesehen, einen großen Anteil als Energieträger am globalen Energieverbrauch besitzen kann (BP, 2009).

Zwanzig Prozent der weltweiten Erdgasproduktion aus dem Jahr 2007 wurde zur Bruttostromproduktion verwendet, welcher sich mit einer globalen kumulierten Leistung von 1.168 GW auf 4.126 TWh belief.

Die stark wachsende Energienachfrage in aufstrebenden Ländern wie China oder Indien wird möglicherweise den Elektrizitätsbedarf aus Erdgas bis 2020 auf 5.620 TWh sowie die kumulierte Leistung auf ungefähr 1.573 GW ansteigen lassen (IEAb, 2009).

Hauptsächlich wird dieser wachsende Energiebedarf aus Erdgas von moderneren Gas- und Dampfkraftwerken (GuD-Kraftwerk) bereitgestellt, bei denen sich durch eine Kombination von Gasturbinen- mit Dampfturbinenprozessen wesentlich höhere Wirkungsgrade realisieren lassen. Moderne GuD-Kraftwerke besitzen einen Wirkungsgrad zwischen 52 und 60 Prozent und sind gegenüber einfachen Gasturbinen, deren Wirkungsgrad zwischen 35 und 42 Prozent liegt, besonders wirtschaftliche und ressourcenschonende Kraftwerke. Auch vor dem Hintergrund des eingeführten CO₂-Emissionshandels sowie der natürlichen Kopplung des Erdgaspreises zum Ölpreis und der damit verbundenen ansteigenden Gaspreise, werden Gas-Kraftwerke weiterhin ein zunehmendes Wachstum aufweisen (Seebregts, et al., 2009).

Geringe Emissionswerte von 426 Gramm Kohlendioxid pro produzierte Kilowattstunde bei GuD-Kraftwerken liegen stark hinter denen von Erdöl (885 g CO₂/kWh) und Braunkohlekraftwerken (1.231 g CO₂/kWh). Außerdem spielen die geringen Kapitalkosten und die kurzen Bauzeiten im stark wechselnden Energiemarkt gegenüber anderen fossilen Kraftwerksarten eine bedeutende Rolle (Dones, et al., 2007).

3.4.2. Kostenanalyse

Im Gegensatz zu den erneuerbaren Energien hängen die Stromgestehungskosten eines GuD-Kraftwerkes wesentlich von den Betriebskosten und ihrem zugehörigem Gaspreis ab, statt von den fixen Investitionskosten einer Anlage, welche gerade einen Anteil von ca. 15 bis 20 Prozent an den Stromgestehungskosten besitzen (NETL , 2007). Dennoch sind die spezifischen Investitionskosten einer GuD-Anlage in den vergangenen Jahren stark angestiegen. Im Jahr 2002 lagen die spezifischen Investitionskosten bei rund 800 US\$₂₀₀₆/kWe (647 €/kWe_{Euro2006}²) welche durch steigende Material-, Lohn-, und Kapitalkosten um 35 Prozent auf rund 1100 US\$₂₀₀₆/kWe (876€/kWe_{Euro2006}) im Jahr 2009 angestiegen sind (Seebregts, et al., 2009).

Abb. 34 stellt die Entwicklung von den spezifischen Investitionskosten von Gas- und Dampfkraftwerken in den Jahren 2001 bis 2009 dar.

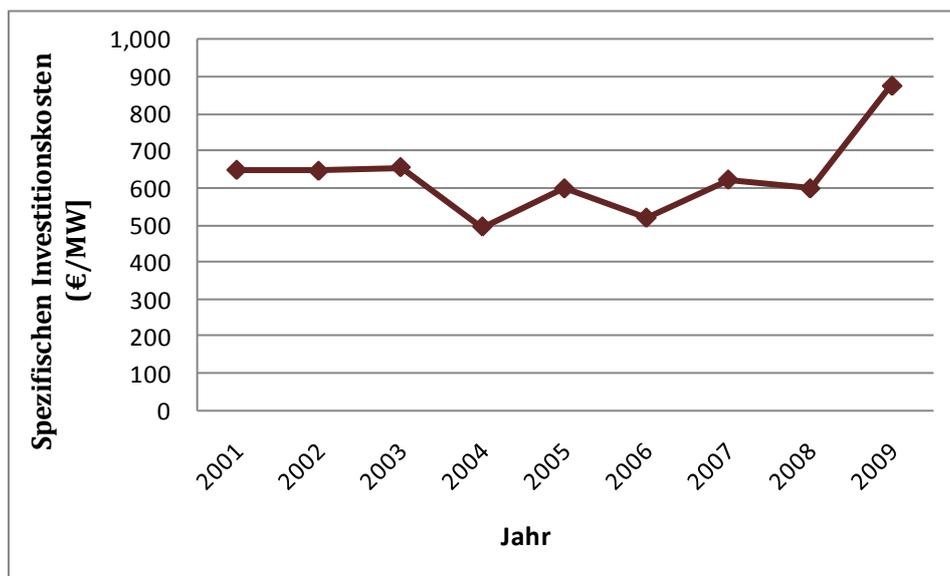


Abbildung 34: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von GuD-Kraftwerken von 2001 bis 2009, Seebregts, et al. 2009

Grund dieser Erhöhung der Investitionskosten waren weitgehend erhöhte Materialpreise für Stahl, Kupfer und Beton die sich einerseits auf den Bau eines Kraftwerkes niederschlagen und ebenfalls stark die Kosten des Equipments wie Turbinen und Generatoren beeinflussen.

Im Gegensatz dazu werden die Kapazitätsleistungen der Kraftwerke größer, welche zunehmend auch als Mittel- und Grundlastkraftwerk gefahren werden und damit auch die spezifischen

² Wechselkurs 2006, Europäische Zentralbank, 2009

Investitionskosten geringer. Steigende Skalenerträge wie es bei den Windkraftanlagen der Fall ist, nehmen somit auch bei den Gas- und Dampfkraftwerken zu.

Abb. 35 zeigt den prozentualen Anteil der Investitionskosten eines durchschnittlichen Gas- und Dampfkraftwerks mit 560 MW_{el}.

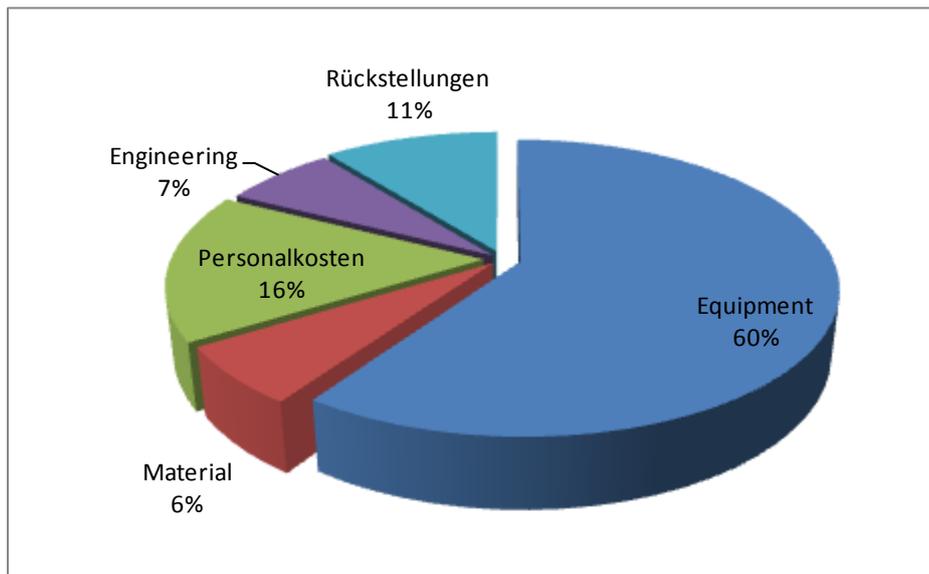


Abbildung 35: Aufteilung der Investitionskosten eines durchschnittlichen Gas- und Dampfkraftwerkes, NETL 2007

Der Anteil des Materials, welcher hier die notwendige Bautechnik darstellt, liegt bei rund 6 Prozent und ist demnach gegenüber der Ausrüstung bzw. Equipment mit 60 Prozent, welcher den eigentlichen Stahl- und Kupferaufwand darstellt sehr gering. Desweiteren haben noch Personalkosten (16 %), Rückstellungen (11 %) und Engineering (7%) einen merklichen Anteil an den Investitionskosten. Um den Einfluss volatiler Rohstoffe und Materialien zu untersuchen, ist wie auch bei den regenerativen Energieträgern, der Bedarf an diesen Rohstoffen und Materialien nötig und wird folgend beschrieben (NETL , 2007).

3.4.3. Materialanalyse

Relevante Materialien eines modernen Gas- und Dampfkraftwerks sind insbesondere Beton (65 %) und Stahl (30 %), welche zusammen knapp 95 Prozent des Gesamtgewichtes ausmachen. Desweiteren sind Gusseisen (3.6 %) und Kupfer (2 %) nennenswerte Rohstoffe wie Abb. 36 darstellt und bilden mit knapp 100 Prozent des gesamten Materialbedarfs eines Gas- und Dampfkraftwerkes ab (Briem, et al., 2004).

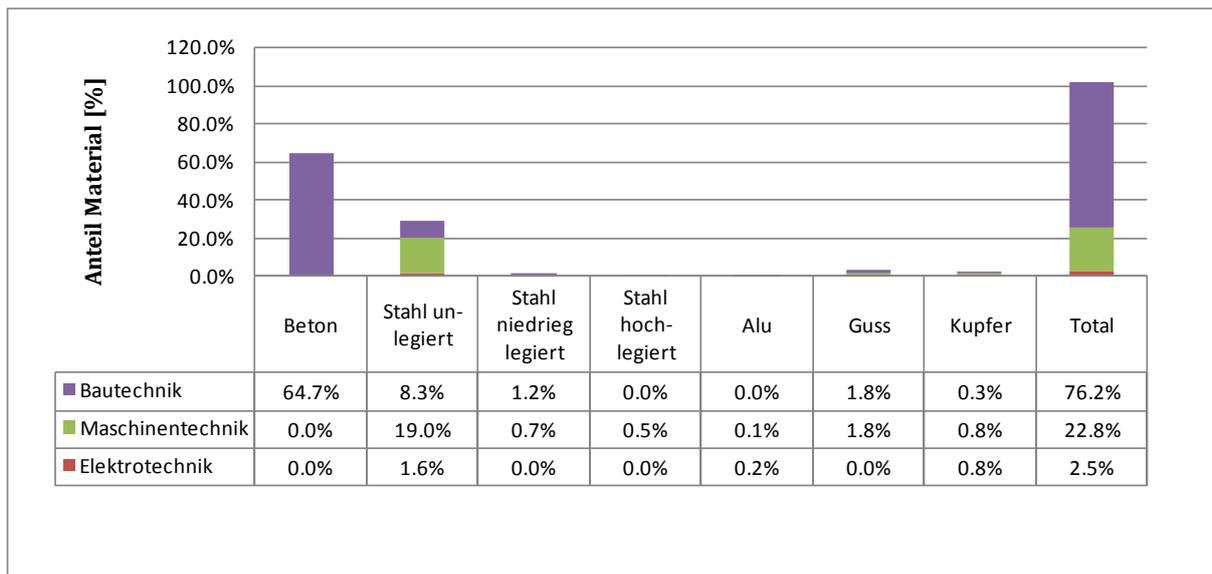


Abbildung 36: Anteil der Roh- und Baustoffe Beton, Stahl, etc. am gesamten Materialaufwand eines Gas- und Dampfkraftwerks, Briem, et al. 2004

3.4.4. Auswahl relevanter Parameter

Abb. 37 stellt den spezifischen Bedarf in Tonnen pro MW dar, welcher für das untersuchte Gas- und Dampfkraftwerk von 816 MW benötigt wird.

Spez. Bedarf [Ton/MW]	Stahl	Beton	Aluminium	Kupfer
GuD	18	39	0,15	0,62

Abbildung 37: Spezifischer Bedarf in Tonnen pro MW für ein Gas- und Dampfkraftwerk, Briem, et al. 2004

Es zeigt, dass hauptsächlich Stahl und Beton einen Einfluss auf die spezifischen Investitionskosten eines GuD-Kraftwerks haben können, da der Bedarf an Aluminium und Kupfer für ein GuD-Kraftwerk sehr gering ist und so der Einfluss als belanglos einzuschätzen ist.

Kapitel 4

Sensitivitätsanalyse

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen der im Kapitel 3 beschriebenen Parameter, welche einen erhöhten Einfluss auf die Kosten einzelner Energieträger besitzen, explizit beschrieben und in den folgenden Abbildungen dargestellt. Als Startwert dienen die globalen und europäischen Roh- und Baustoffpreise, welche im Mittel des Jahres 2005 vor der exorbitanten Preiserhöhung und Ausbruch der Finanz- und Wirtschaftskrise bei durchschnittlichen Preisen lagen. Unter anderem ist der Stahlpreis, welcher im vergangenen Jahr durch die geringere Nachfrage stark eingebrochen ist und seit dem ersten Quartal des Jahres 2009 wieder einen starken Anstieg vorweist, genau auf diesem mittleren Niveau.

Bei speziellen Materialien wie Silizium und Tellur, welche als Ausgangsstoffe für die Photovoltaik verwendet werden, sind die derzeitigen verfügbaren Rohstoffpreise relevant um eine mögliche Auswirkung von steigenden oder fallenden Preisen bei den spezifischen Systemkosten zukünftig darzustellen.

Internationale und nationale Marktpreise dieser Roh- und Baustoffe werden als Ausgangswert erfasst, ihre relativen Preisentwicklungen errechnet und mit dem spezifischen Bedarf der unterschiedlichen Energieträger in Verbindung gebracht. In den folgenden Abbildungen werden die errechneten relativen Materialkosten der unterschiedlichen Roh- und Baustoffe auf der Abszisse und die dadurch anteilig erhöhten spezifischen Investitionskosten auf der Ordinate abgebildet.

4.1. Photovoltaik

4.1.1. Einfluss des Silizium- und Tellurpreises

Die oben durchgeführte Kosten- und Materialanalyse ergab, dass die gesamten Investitionskosten je nach Ausführung zu 50 bis 75 Prozent aus den Modulkosten bestehen. Darüber hinaus wurde gezeigt, dass die Modulkosten wesentlich durch die sehr unterschiedlichen Prozesse der Herstellung beeinflusst werden, bei denen etliche Materialien, chemische Elemente und Gase eingesetzt werden. Diese Materialien sind bei CdTe-Dünnschichtmodulen als auch bei mc-Si Modulen für zirka 50 Prozent der Herstellungskosten verantwortlich. Als relevanteste Materialien, welche den photovoltaischen Effekt und somit den benötigten pn-Übergang überhaupt ermöglichen, dienen die Halbleitermaterialien, deren Preis sich wie zu Beginn beschrieben, stark von dem derzeitigen Angebot und der Nachfrage im globalen Markt entwickelt. Von Höchstpreisen des mc-Siliziums von über 80 US\$/kg aus Lieferverträgen und mit über 475 US\$/kg am Spotmarkt im Jahr 2007 und 2008, sind diese wieder unter 55 US\$/kg (Lieferverträge) und 72 US\$/kg (Spotmarkt) Mitte 2009 gesunken. Insbesondere bei mc-Si Modulen spielen die Siliziumkosten mit ca. 14 Prozent und einem Siliziumpreis zwischen 40 und 50 US\$/kg einen erheblichen Beitrag zu den Herstellungskosten eines PV-Moduls.

Auch bei den Dünnschichtmodulen auf CadmiumTellurit Basis bilden die Halbleitermaterialien Cadmium Tellurit und Cadmium Sulfide das Hauptmaterial. Die Materialanalyse hat gezeigt, dass im Gegensatz zum Silizium, Tellurium und Cadmium nur in sehr geringen Mengen benötigt werden. Nichtsdestotrotz ist der Preis des begrenzt verfügbaren Telluriums in nur vier Jahren von 14 auf 215 US\$/kg gestiegen.

Wie stark die Entwicklung der Silizium- und Tellurkosten die Modulpreise Mitte 2009 von 2 €/Wp (mc-Si) und 1.5 €/Wp (CdTe) beeinflussen zeigt die folgende Abb. 38.

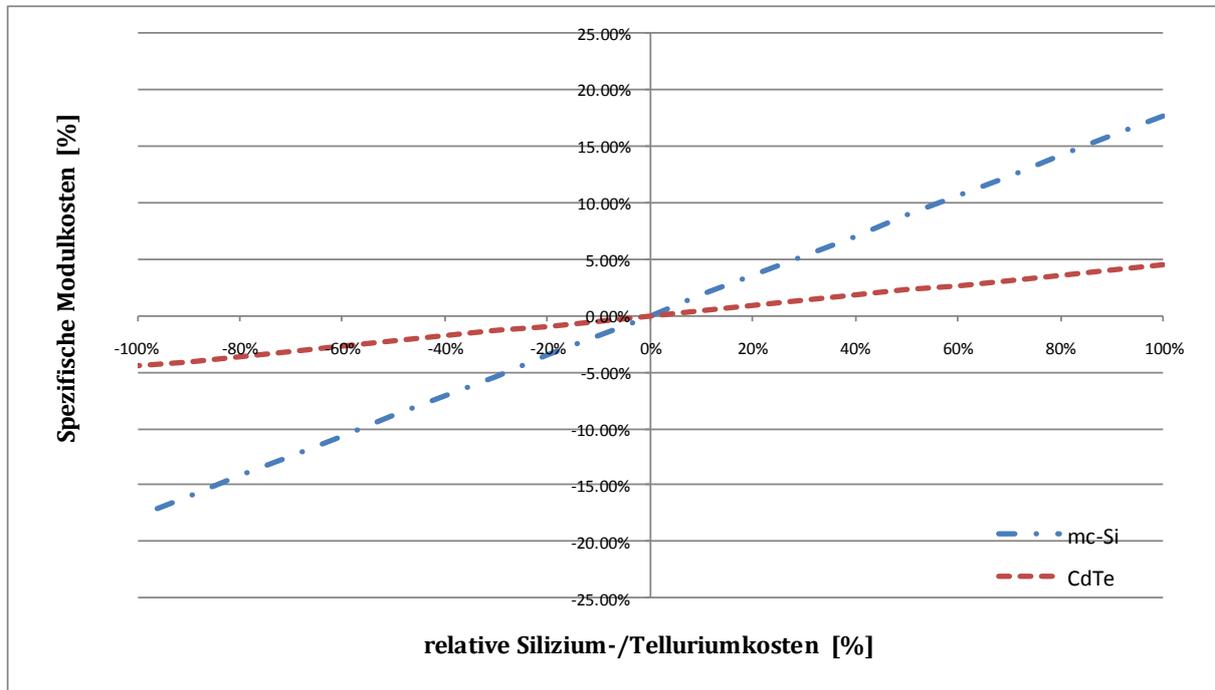


Abbildung 38: Sensitivitätsanalyse der Modulpreise von mc-Si Modulen und CdTe-Dünnschichtmodulen in Abhängigkeit der Silizium- und Telluriumkosten

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass schwankende Siliziumpreise die spezifischen Modulkosten stark beeinflussen können. Ein relativer Anstieg der Siliziumpreises von über 110 Prozent, wie es von 2004 bis 2007 bei den Lieferverträgen der Fall gewesen ist, würde die Modulpreise um fast 18 Prozent erhöhen. Eine Variation um 200 Prozent der Siliziumpreise sogar um mehr als 35 Prozent – dies entspricht der Reduktion des Siliziumpreises zwischen 1990 und 2000, als die Solarindustrie noch von Abfällen der Halbleiterbranche mit günstigem Silizium versorgt wurde.

Anders bei den CdTe-Dünnschichtmodulen, eine Erhöhung der Tellurkosten von 100 Prozent hätte einen Anstieg der spezifischen Modulkosten von CdTe-Modulen von nur knapp 5 Prozent zur Folge. Durch die Problematik, dass es beim Tellurium mittel- bis langfristig zu Engpässen bei der Versorgung kommen könnte, sind jedoch Preissteigerungen über 100 Prozent ebenfalls möglich.

4.1.2. Einfluss des industriellen Strompreises

Die Systemanalyse zeigte, dass viele material- und energieintensive Prozessschritte nötig sind um einen m^2 Modulfläche herzustellen. Bei der Modulherstellung liegt zwar der Bedarf an Elektrizität bei CdTe-Dünnschichtmodulen (58 kWh/m^2) und mc-Si Modulen (62 kWh/m^2) ungefähr in dem gleichen Bereich. Jedoch benötigt die Herstellung des Halbleitermaterials Silizium außergewöhnlich viel Elektrizität (110 kWh/kg) und Prozessenergiewärme (185 MJ/kg).

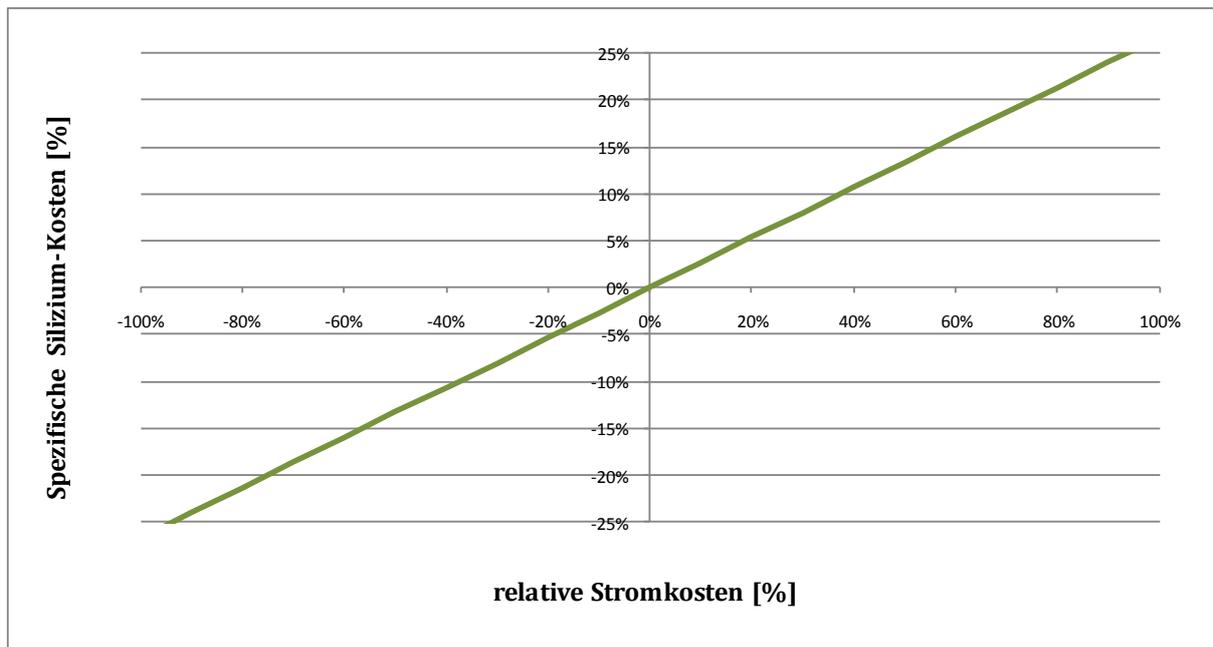


Abbildung 39: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Siliziumkosten in Abhängigkeit der industriellen Stromkosten

Abb. 39 zeigt die Abhängigkeit der spezifischen Siliziumkosten von einem durchschnittlichen europäischen Industriestrompreis ohne VAT, welcher im Jahr 2007 bei $9,6 \text{ €/kWh}$ lag. Bei Siliziumpreisen von $55 \text{ US\$/kg}$ besitzen Stromkosten einen Anteil von zirka 26 Prozent. Ein Anstieg der industriellen Stromkosten um 45 Prozent auf über $13,9 \text{ €/kWh}$, wie sie schon 2007 in Italien der Fall waren, würden die Siliziumkosten um zirka 12 Prozent erhöhen, wobei hier nur der Strombedarf zur Herstellung des Siliziums berücksichtigt wird. Es zeigt, dass die Standortpolitik bei der Siliziumherstellung eine wesentliche Rolle spielt, da niedrige Strompreise einen entscheidenden Faktor zur preiswerten Herstellung von multikristallinem Silizium bedeuten. Auch die Herstellung des Siliziums in Ländern mit einem hohen Anteil an regenerativer Stromerzeugung wie es in Norwegen durch die Wasserkraft der Fall ist, bedeutet nicht nur geringere Stromkosten, sondern ist auch im Bezug der geringeren energetischen Amortisierung der Photovoltaik wünschenswert.

4.1.3. Einfluss des Glaspreises

Gegenüber anderen Materialien wie die der Halbleiter, ist der Anteil des Flachglases am gesamten Materialaufwand zur Herstellung eines PV-Moduls erheblich. So erreicht der Anteil von Solarglas an den Herstellungskosten bei kristallinen Siliziummodulen knapp fünf Prozent, bei Dünnschichtmodulen bis zu 20 Prozent (Rentzing, 2008). Ausgehend von eisenarmen Solarglaspreisen im Jahr 2009 von 11 bis 18 €/m², zeigt die Abb. 40 die anteilige Erhöhung der Modulkosten (Fogt, 2010).

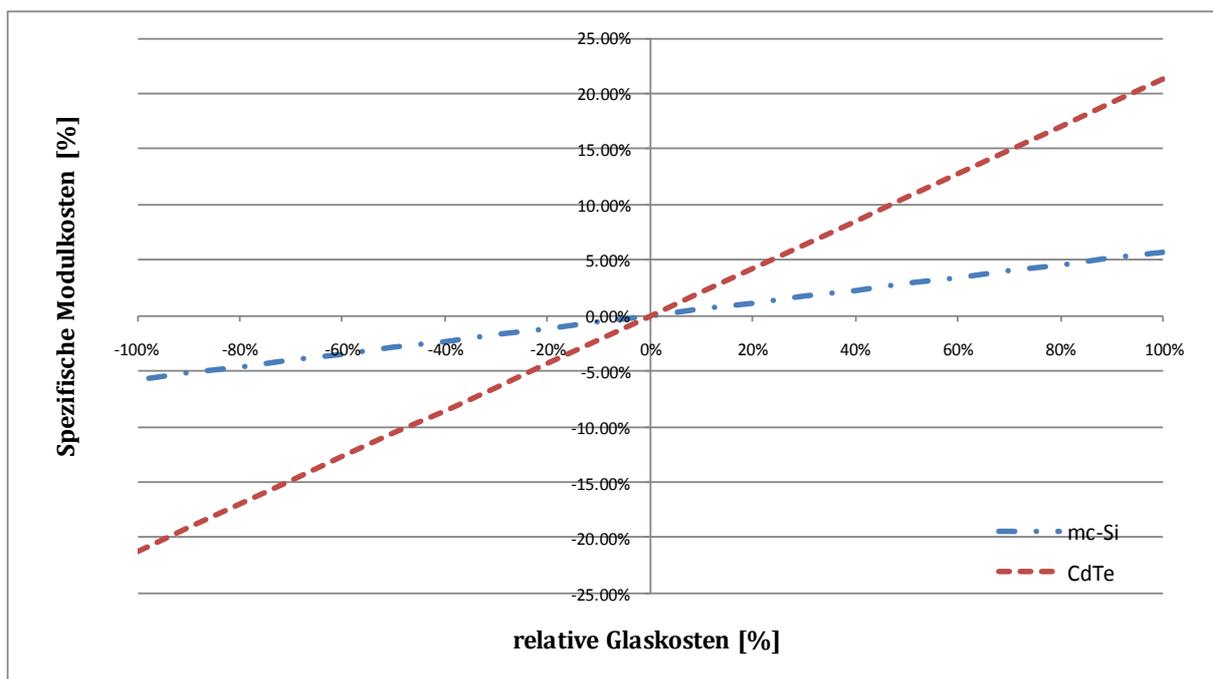


Abbildung 40: Sensitivitätsanalyse der Modulkosten in Abhängigkeit der Glaskosten

Ein relativer Anstieg bzw. Senkung der Solarglaskosten um 50 Prozent würde die spezifischen Modulkosten einer mittleren PV-Anlage auf Siliziumbasis um zirka drei Prozent und eine auf CdTe-Basis um ca. zehn Prozent erhöhen bzw. senken.

Hauptsächlich ist in den kommenden Jahren mit einer Erhöhung der Glaspreise zu rechnen, da die Hersteller von speziellem hoch transparentem Flachglas, welches auch für Autoindustrie und die Bauindustrie verwendet wird, nur schwer dem enormen Wachstum der PV-Industrie mithalten kann.

Eine erhöhte Nachfrage und die Konkurrenz zu anderen Anwendungen könnten die Preise für Flachglas weiter steigen lassen, sowie der generelle Anstieg der Rohstoff- und Energiepreise, da die Herstellung von Glas mit 9.3 MJ/kg sehr energieintensiv ist (Nelles, 2007).

4.1.4. Einfluss des Kupfer- und Aluminiumpreises

In den folgenden Abb. 41 und Abb. 42 werden die Abhängigkeiten der Modulkosten von den stark volatilen Kupfer- und Aluminiumkosten dargestellt. Es wird jedoch nur der Bedarf an Kupfer und Aluminium betrachtet, welcher bei der Modulherstellung auftritt. Der Kupferanteil der zur Verkabelung zwischen Modulen und Wechselrichtern sowie zum Netzanschluss nötig wäre, ist in dieser Darstellung nicht beinhaltet, welche den Einfluss des Kupfers wesentlich erhöhen würde.

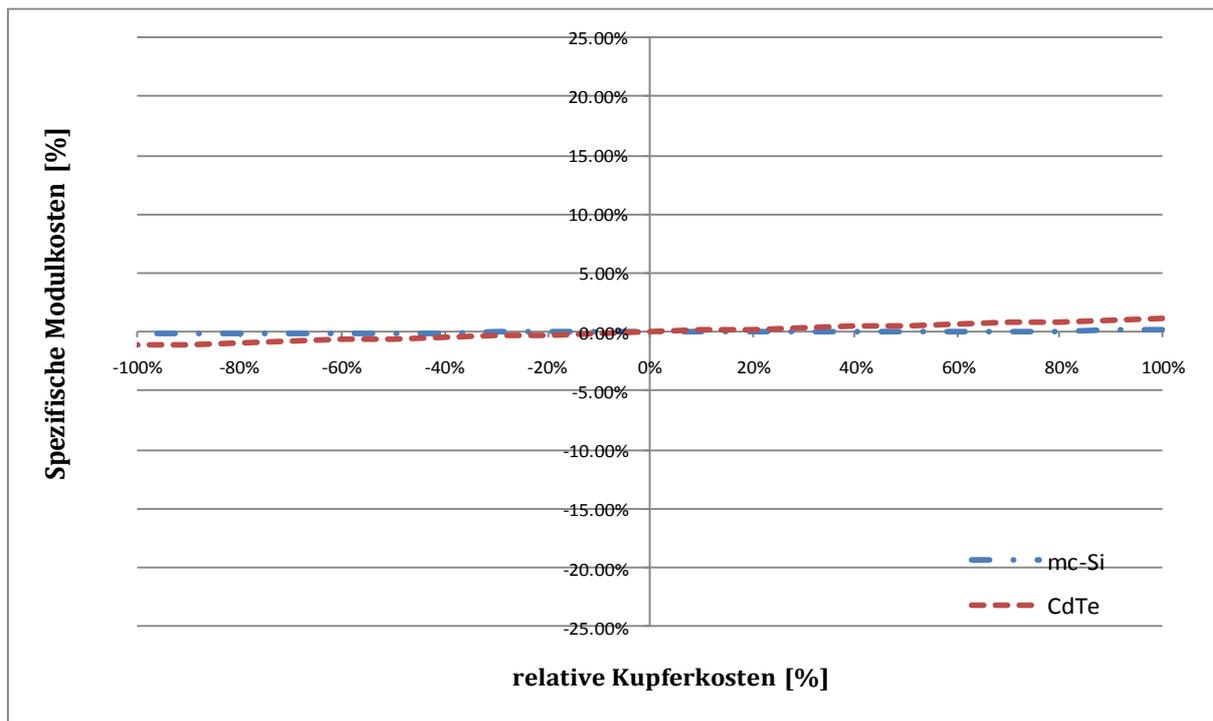


Abbildung 41: Sensitivitätsanalyse der Modulpreise in Abhängigkeit der Kupferkosten

Abb. 41 spiegelt den Mehrbedarf an Kupfer wieder, welcher zur Herstellung eines CdTe-Moduls nötig ist. Ein Ansteigen des Kupferpreises um 200 Prozent auf über 8.000 US\$/t, wie es dieser zwischen 2004 und 2008 erfuhr, würde die spezifischen Herstellungskosten eines CdTe-Moduls um mehr als zwei Prozent ansteigen lassen. Ein mc-Si Modul, welches einen geringeren Anteil an Kupfer besitzt und nur den Bedarf der Anschlusskabel beinhaltet, nur um ca. 0,3 Prozent und hat somit bei der Modulherstellung kaum Auswirkungen. Im Gegensatz zum Silizium oder des Solarglases zeigt sich, dass der Kupferpreis keine wesentliche Rolle bei der Modulherstellung spielt, sei es bei CdTe-Dünnschichtmodulen oder mc-Si Modulen.

Auch der Aluminiumpreis beeinflusst die Herstellung der Module nur geringfügig. Lediglich die mc-Si Module werden durch ihren erhöhten Bedarf an Aluminium durch einen steigenden Aluminiumpreis beeinflusst. Grund hierfür liegt in der Rahmung der Lamine bei mc-Si Modulen, welche bei CdTe-Modulen bzw. Laminaten des Herstellers First Solar Inc. nicht verwendet wird. Die Abhängigkeit von

steigenden Aluminiumkosten ist aus diesem Grund nicht gegeben. Ein Vorteil, da volatile Aluminiumkosten den Modulpreis mit Rahmen um bis zu 1,5 Prozent erhöhen können, falls die relativen Aluminiumkosten um hundert Prozent steigen.

In Abb. 42 ist die Abhängigkeit der spezifischen Modulkosten von den Aluminiumkosten dargestellt. Auch hier liegt der Fokus allein im Aluminiumaufwand, der zur Herstellung des Moduls benötigt wird. Der Bedarf an Aluminium, der zur Unterkonstruktion verwendet wird, ist nicht beinhaltet.

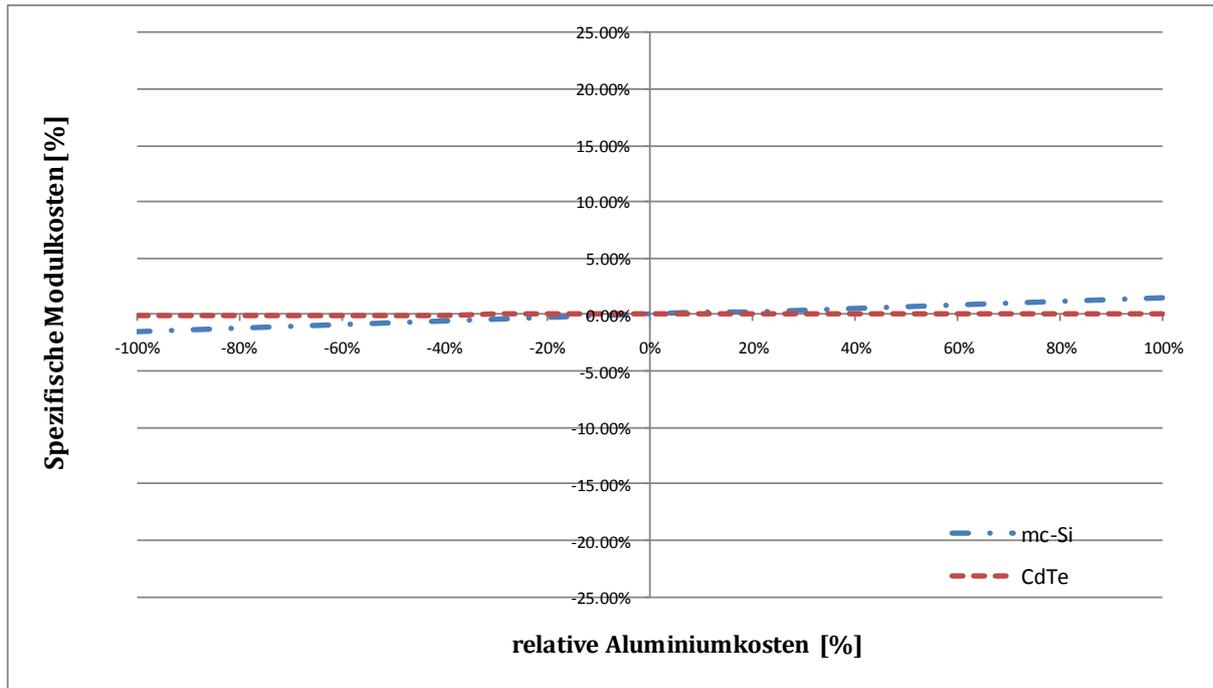


Abbildung 42: Sensitivitätsanalyse der Modulkosten in Abhängigkeit der Aluminiumkosten

4.1.5. Einfluss des Stahlpreises

Durch den Bau größerer Freiflächenanlagen im MW Bereich und sogar Planungen von Photovoltaik-Kraftwerken von bis zu 100 MW in Gebieten mit sehr hoher Sonneneinstrahlung wird im nachstehenden Teil der Einfluss der Stahl- und Betonkosten auf die spezifischen Systemkosten untersucht. Durch den geringeren Wirkungsgrad von durchschnittlich neun Prozent (CdTe) sind der Aufwand zur Unterkonstruktion und der Bedarf an Fläche bei Dünnschichtmodulen wesentlich größer als bei kristallinen Modulen. Dieser Mehraufwand kompensiert auch größtenteils die geringeren CdTe-Modulkosten, wie Abb. 44 zeigt. So hat eine Erhöhung der Stahlkosten von 60 Prozent einen Anstieg der spezifischen Systemkosten von zirka vier Prozent (CdTe), bzw. zwei Prozent (mc-Si) zur Folge. Die Kombination von ansteigenden Stahlpreisen auf der einen Seite und fallenden Modulpreisen auf der anderen Seite könnte so die Zunahme von Freiflächenanlagen oder auch Kraftwerken mit vorwiegend Dünnschichtmodulen, welche zurzeit noch 60 Prozent ausmachen, mittel bis langfristig umkehren (ISI, IZT gGmbH, 2009).

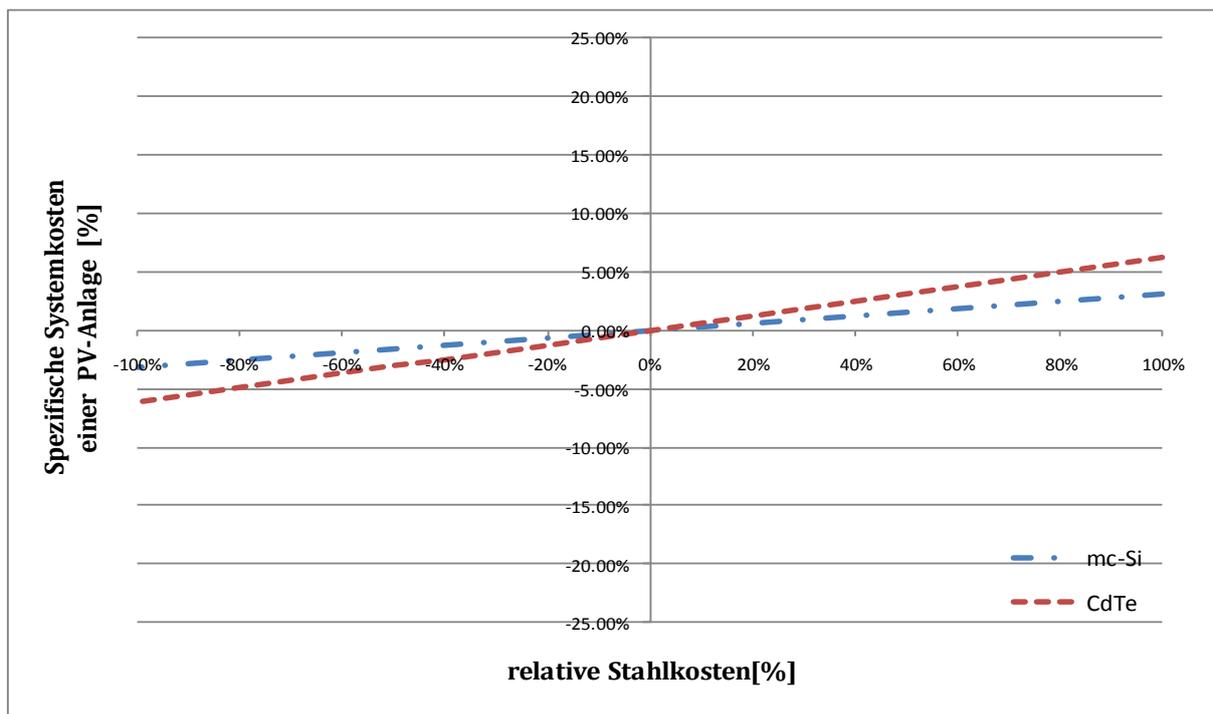


Abbildung 43: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Systemkosten in Abhängigkeit der Stahlkosten

Abb. 44 zeigt, dass trotz des hohen Aufwands an Beton pro MW bei Freiflächenanlagen die Systemkosten nur marginal bzw. gar nicht beeinflusst werden. Durch den sehr stabilen Betonpreis ist eine weitere Untersuchung hier nicht von höchster Relevanz.

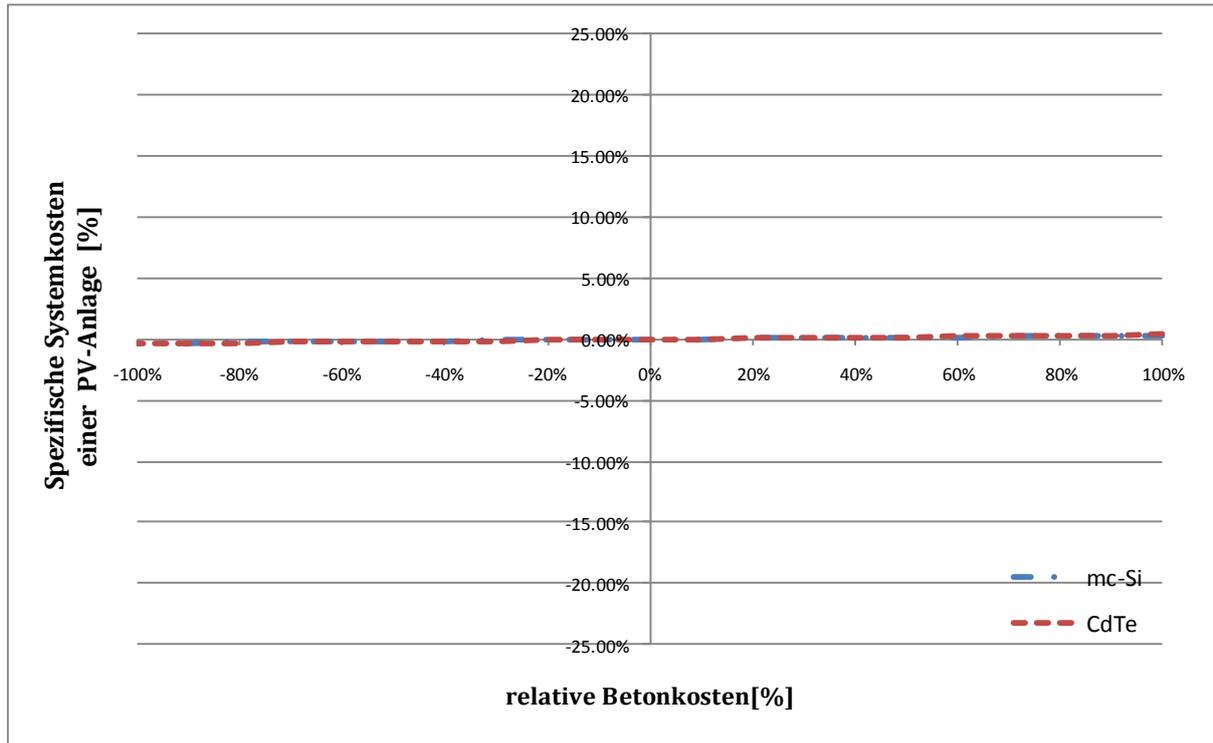


Abbildung 44: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Systemkosten in Abhängigkeit der Betonkosten

4.1.6. Zusammenfassende Systembetrachtung

Die unterschiedlichen Darstellungen der Sensitivitätsanalysen haben gezeigt, dass die spezifischen Investitionskosten von PV Modulen stark von steigenden oder sinkenden Materialpreisen beeinflusst werden können. Das gilt insbesondere für das Halbleitermaterial Silizium, welches im Gegensatz zum Tellur einen erhöhten Einfluss auch auf die spezifischen Systemkosten einer PV-Anlage nimmt. Die energieintensive Herstellung des Siliziums zeigt auch, dass die Herstellungskosten stark von den Entwicklungen der Energiepreise abhängig sind und besonders eine energieeffizientere Siliziumherstellung nötig ist um steigenden Energiekosten entgegen zu wirken.

Im Gegensatz zum Silizium besitzt das Halbleitermaterial Tellurium derzeit keinen bemerkenswerten Anteil an den Herstellungskosten von CdTe-Dünnschichtmodulen. Die Entwicklung des Telluriumpreises von 2004 bis 2009 hat dennoch gezeigt, dass ein überproportionaler Anstieg auch in den kommenden Jahren durchaus die Modulkosten steigen lassen kann. Die Abhängigkeit der Systemkosten bei CdTe-Dünnschichtmodulen von hohen Halbleitermaterialpreisen, wie dies bei kristallinen Modulen der Fall ist, bleibt daher kurzfristig eher gering. Mittel- oder langfristig gesehen und mit der Annahme, dass CdTe-Dünnschichtmodule einen erhöhten Anteil am PV-Markt hat, sind dagegen steigende Modulkosten und somit auch Systemkosten durch den hohen Preis des Telluriums erdenklich.

Wesentlich stärker als die Halbleitermaterialien können kurz- bis mittelfristig die Glaspreise die Herstellungskosten von Dünnschichtmodulen beeinflussen, was hauptsächlich durch den sehr hohen Anteil des Flachglases am Modul begründet ist. Speziell die Solarglas-Produktion, bei der eisenarmer und hochreiner Sand benötigt wird, kann durch die hohe Nachfrage an seine Kapazitäten stoßen und die Preise weiter steigen lassen. Eigene Walzglaskapazitäten der Solarindustrie würden die PV-Branche unabhängiger von den wenigen großen Glasherstellern machen und so für eine Preisstabilisierung sorgen.

Der höhere Flächenbedarf – bedingt durch einen geringen Wirkungsgrad bei Dünnschichtmodulen führt dazu, dass der stark fluktuierende Stahlpreis die spezifischen Systemkosten bei den untersuchten CdTe-Modulen stärker beeinflusst als dies bei den kristallinen Modulen der Fall ist. Erhöhte Wirkungsgrade auch bei den Dünnschichtmodulen würden diesen Unterschied zwar kompensieren, der gegenwärtige Anteil von drei bis sechs Prozent der Stahlkosten an den Systemkosten kann dennoch bei einem hohen Anstieg des Stahlpreises von 100 Prozent den Anteil auf sechs bis zwölf Prozent erhöhen.

Abb. 45 und 46 fassen den Einfluss der untersuchten Roh- und Baustoffe auf die gesamten spezifischen Systemkosten von Mitte 2009 bei mc-Si Modulen und CdTe-Dünnschichtmodulen zusammen.

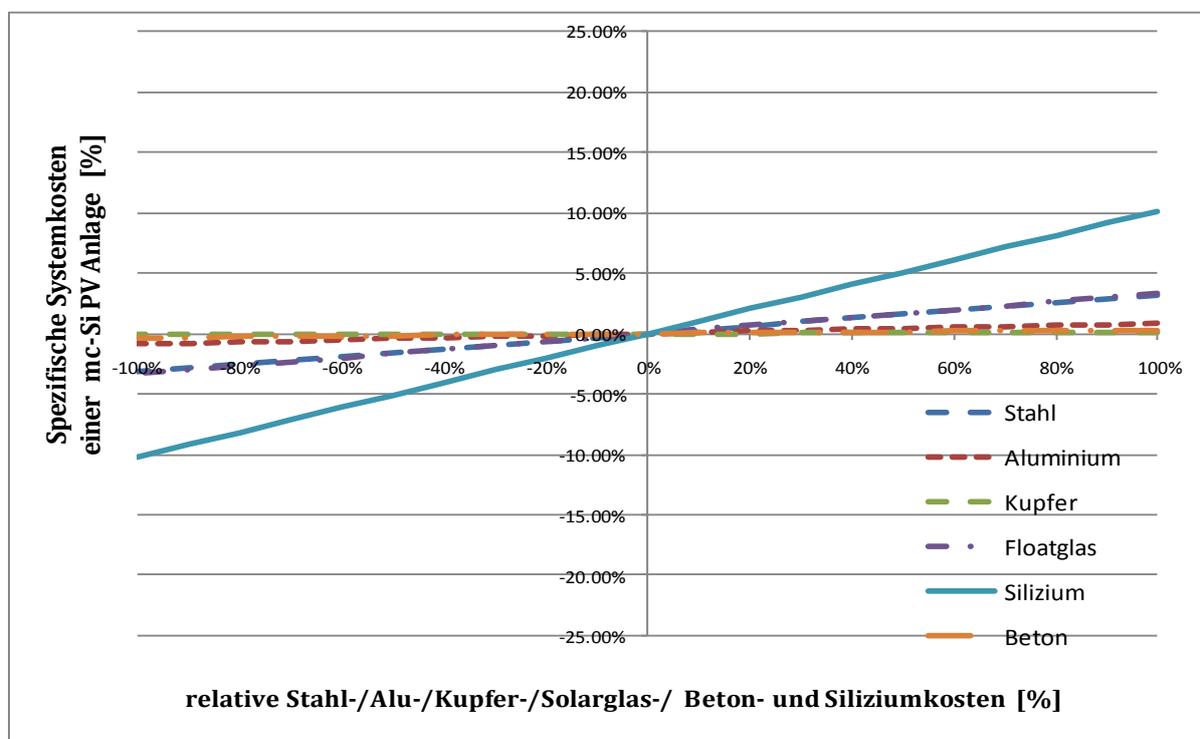


Abbildung 45: Zusammenfassende Sensitivitätsanalyse der spezifischen Systemkosten von mc-Si-Modulen in Abhängigkeit von Stahl-, Aluminium-, Kupfer-, Solarglas-, Beton- und Siliziumkosten

Unter der Betrachtung der spezifischen Systemkosten sind die größten Abhängigkeiten bei multi-kristallinen Systemen bei Silizium sowie geringfügiger bei Stahl und Flachglas zu erkennen. Ein Anstieg der Flachglaskosten um 100 Prozent ist eher unwahrscheinlich und beeinflusst dennoch die Systemkosten nicht in dem Maße wie es Silizium tut. Auch die stark volatilen Kupfer- und Aluminiumkosten, welche hier nur für die Herstellung der Module dargestellt sind, beeinflussen die Systemkosten gegenüber Silizium- und den Stahlkosten nur gering.

Bei den CdTe-Dünnschichtmodulen haben insbesondere die Stahl- und Glaskosten mit Abstand den größten Einfluss auf die spezifischen Systemkosten, siehe Abb. 46. Auch die noch geringe Abhängigkeit der Tellurkosten kann bei einem weiteren starken Wachstum der CdTe-Dünnschichttechnik weit stärker die Systemkosten beeinflussen als derzeit üblich. Kupfer und Aluminium haben keinen nennenswerten Einfluss auf die spezifischen Systemkosten einer CdTe-Dünnschichtanlage.

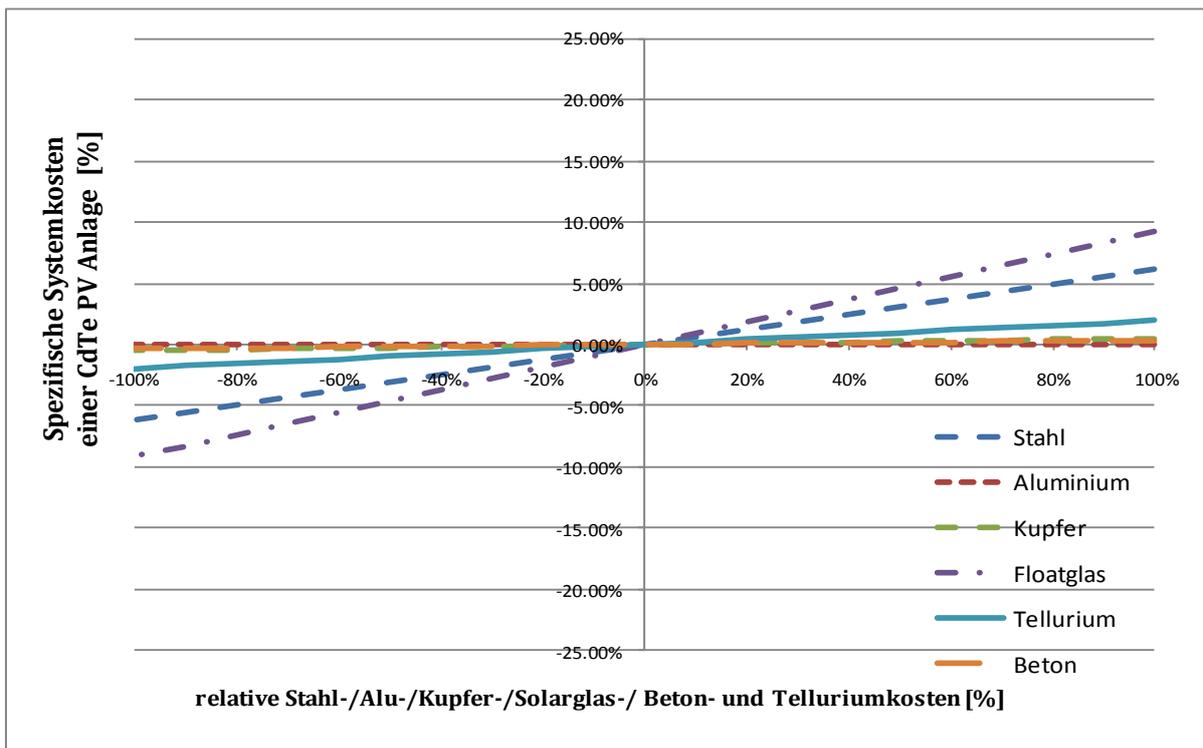


Abbildung 46: Zusammenfassende Sensitivitätsanalyse der spezifischen Systemkosten von CdTe Modulen in Abhängigkeit von Stahl-, Aluminium-, Kupfer-, Solarglas, Beton- und Tellurkosten

4.2. Solarthermische Kraftwerke

Die Systemanalyse hat gezeigt, dass hauptsächlich die Bau- und Rohstoffe Beton, Stahl und Flachglas die Systemkosten eines Kraftwerks beeinflussen können. Der Bedarf dieser weitgehend überall verfügbaren Materialien wird vorwiegend durch das generelle Wachstum der Weltwirtschaft in den verschiedensten Wirtschaftssektoren angetrieben. Insbesondere durch den starken Wirtschaftsaufschwung der Schwellenländer wird in den kommenden Jahren mit einer nicht minder intensiven Nachfrage dieser Massenbaustoffe und Rohstoffe gerechnet. In der folgenden Sensitivitätsanalyse der solarthermischen Parabolrinnen- und Solar Turm Kraftwerke sollen die noch sehr hohen Investitionskosten in Abhängigkeit der Roh- und Baustoffe untersucht werden.

4.2.1. Einfluss des Stahlpreises

Der höhere Aufwand an Stahl mit 29 Prozent zur Unterkonstruktion des Solarfelds eines Solar Turm Kraftwerks gegenüber eines Parabolrinnen-Kraftwerks mit 22 Prozent, wie es in der Materialanalyse dargestellt wurde, spiegelt auch die folgende Abb. 47 wieder.

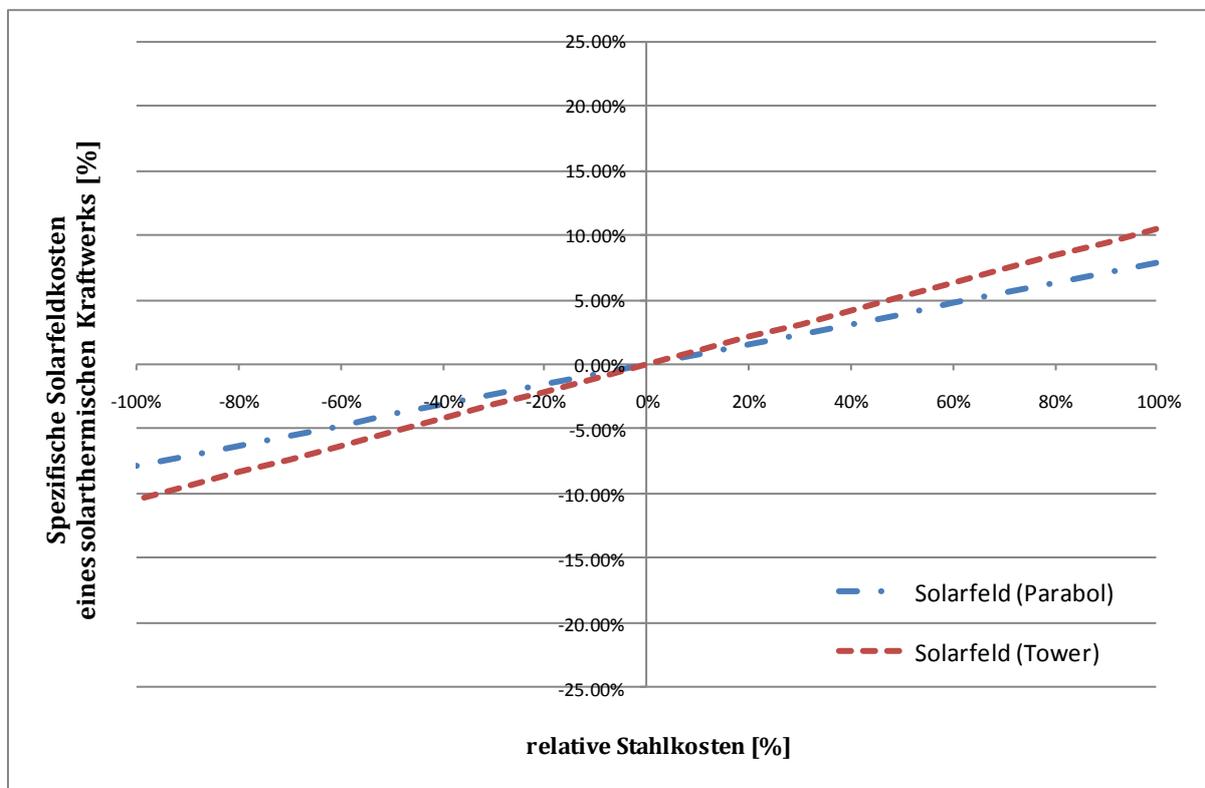


Abbildung 47: Sensitivitätsanalyse eines Solarfeldes in Abhängigkeit des Stahlpreises

Es zeigt, dass der Stahlpreis die spezifischen Solarfeldkosten des Turmkraftwerks stärker beeinflusst als es beim Parabolrinnen-Kraftwerk der Fall ist. Dennoch ist die Abhängigkeit der spezifischen Solarfeldkosten bei beiden Kraftwerkstypen sehr hoch. So kann ein Anstieg des Stahlpreises um 100 Prozent und somit auf 1300€/t die spezifischen Solarfeldkosten eines Parabolrinnen-Solarfeldes um ca. 8 Prozent und die eines Solar Turm Kraftwerks sogar um ca. 10 Prozent erhöhen. Der derzeit noch eher niedrige Stahlpreis beeinflusst aus diesem Grund nicht nur den größten Kostenbereich Solarfeld, sondern dadurch auch die gesamten spezifischen Systemkosten eines solarthermischen Kraftwerks.

4.2.2. Einfluss des Glaspreises

Die Preise von eisenarmem und hochtransparentem Solarglas, wie es in der Photovoltaik verwendet wird, ist auch Hauptbestandteil der Spiegel solarthermischer Kraftwerke. Dieses Spezialglas, welches die optischen Verluste so gering wie möglich halten soll, muss wie im Kapitel Photovoltaik beschrieben in den Schmelzöfen der Floatglashersteller mit höheren Temperaturen gefahren werden, welche zu einem höheren Verschleiß der Schmelzwannen führen (Schnattbaum, 2010). Die wenigen Hersteller von Floatglas und die aufwendige Beschichtung des Glases lässt die Preise von normalem Flachglas von 5€/m² bis 7 €/m² welches ebenfalls für die Bau- und Automobilindustrie verwendet wird, auf 11€/m² bis 18 €/m² steigen.

So besitzen die reinen Solarglaskosten einen Anteil von 8 bis 10 Prozent, wobei die gesamten Spiegelkosten 20 bis 26 Prozent der Solarfeldkosten ausmachen können, wie dies in der Kostenanalyse dargestellt wurde. Die restlichen Kostenbereiche verteilen sich auf die Beschichtungs- und Biegeprozesse, sowie Qualitätssicherung, Transport und Errichtung. Durch den nahezu gleichen Bedarf an Solarglas ist die Abhängigkeit der Solarfeldkosten von den spezifischen Glaskosten ebenfalls gleichbleibend. Nur die anteilig niedrigeren spezifischen Solarfeldkosten des Solar Turm Kraftwerks führen dazu, dass der Einfluss des Glaspreises überwiegt, wie dies auch Abb. 48 darstellt.

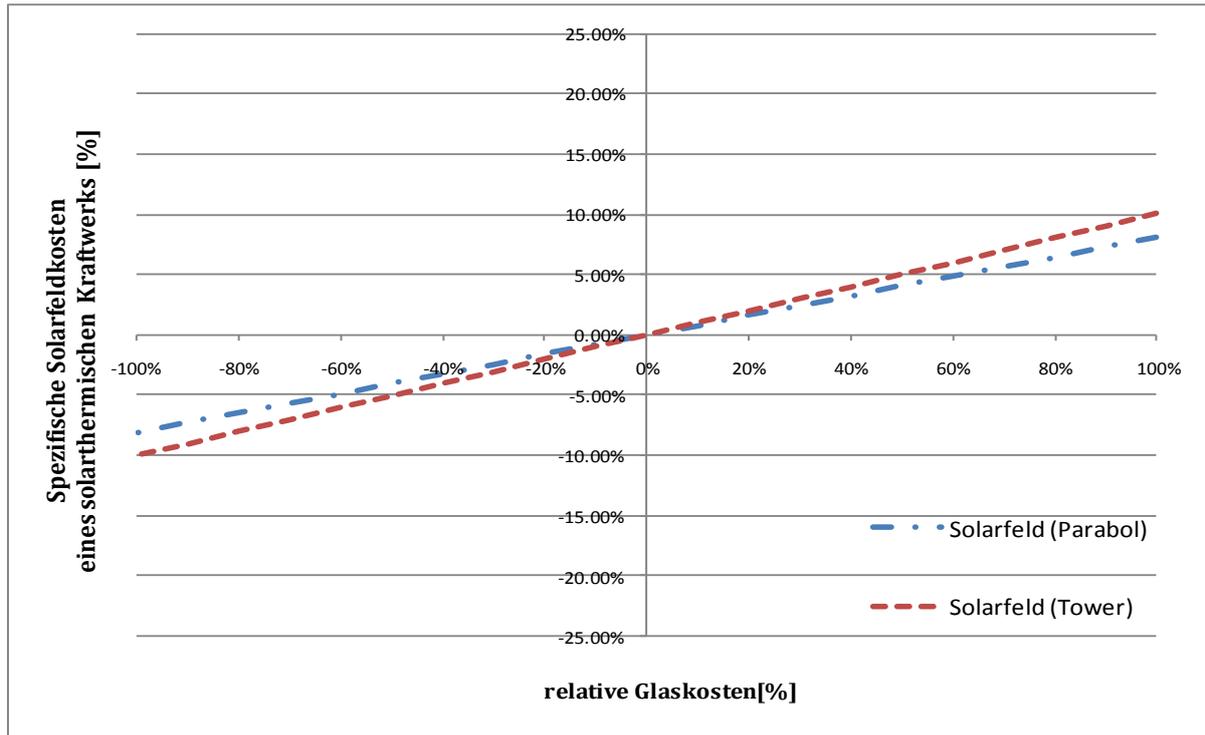


Abbildung 48: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Solarfeldkosten in Abhängigkeit der Glaskosten

Eine Erhöhung des Glaspreises um 30 Prozent würde die spezifischen Solarfeldkosten zwischen 2,5 (Parabol) und 3 Prozent (Turm) erhöhen. Ein Anstieg des Glaspreises um 50 Prozent sogar um ungefähr 4 bis 5 Prozent. Durch steigende Energiekosten ist zwar auch mit ansteigenden Glaskosten zu rechnen, jedoch könnte ein weitaus erhöhter Kapazitätsausbau, der nach Engpässen und nachfragebedingten Höchstpreisen, die Kosten des Solarglases wieder sinken lassen. So ist mittel- bis langfristig auch mit einem sinkenden Solarglaspreis zu rechnen. Diese Kostendegression ist einer unter mehreren nötigen Schritten, damit Solarkraftwerke sich zukünftig auch ohne finanzielle Förderungen am Markt behaupten können.

4.2.3. Einfluss des Betonpreises

Obwohl Beton mehr als 60 Prozent des Materialbedarfs eines Solarfeldes ausmacht, ist der Einfluss des Fundaments auf die Solarfeldkosten mit knapp 9 Prozent (Parabol) und 10 (Turm) Prozent eher gering, welches unter anderem an den relativ niedrigen, stabilen Betonkosten liegt. Aus diesem Grund ist auch der Anteil der reinen Baustoffkosten des Betons an den spezifischen Investitionskosten des Solarfeldes der untersuchten Kraftwerke mit 1,5 bis 1,7 Prozent sehr niedrig. Ein Anstieg der relativen Betonkosten von 30 Prozent würde, wie in Abb. 49 dargestellt, die spezifischen Solarfeldkosten des untersuchten solarthermischen Kraftwerks nur um zirka 0,5 Prozent erhöhen und hätte somit kaum Auswirkungen auf die Investitionskosten der Hauptkostenstelle

Solarfeld. Bemerkt sei hier noch, dass die Zementgewinnung eine sehr energieintensive ist, wobei in diesen Untersuchungen der Einfluss des Energiepreises auf die Betonkosten unberücksichtigt blieb.

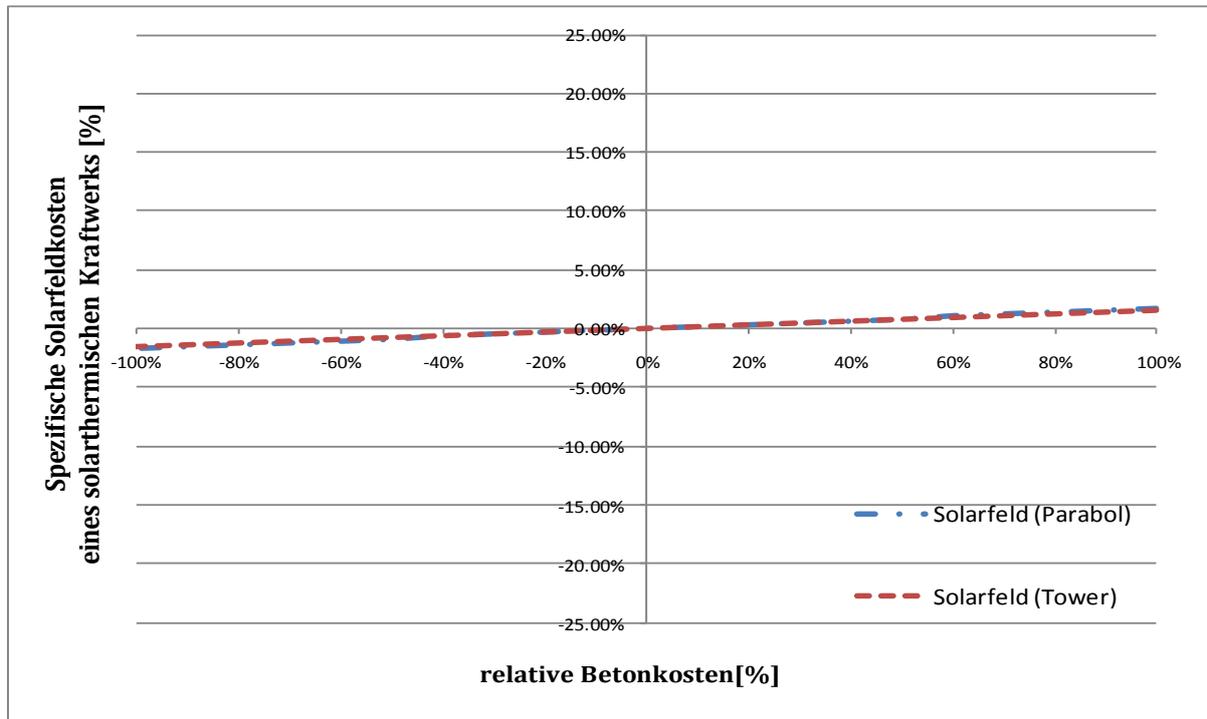


Abbildung 49: Sensitivitätsanalyse der Solarfeldkosten in Abhängigkeit der Betonkosten

Trotz des in erster Linie erhöhten Unterschieds von 1.009 t/MW (Parabol) zu 1.309 t/MW (Turm) zeigt die Darstellung, dass der Bedarf an Beton beim Solarfeld eines Parabolrinnen-Kraftwerks kaum einen minderen Einfluss auf die spezifischen Solarfeldkosten nimmt. Die geringen Baustoffkosten und die generell hohen spezifischen Solarfeldkosten dieser Kraftwerke kompensieren diesen Mehrbedarf des Betons um ein Vielfaches.

4.2.4. Zusammenfassende Systembetrachtung

Die Analyse der Sensitivitäten hat gezeigt, dass die spezifischen Solarfeldkosten stark von ansteigenden bzw. abnehmenden Roh- und Baustoffpreisen abhängig sind. Obwohl Glas und Stahl mit 9 bzw. 22 Prozent einen geringeren Anteil als Beton am Materialbedarf besitzen, beeinflussen diese beiden Materialien die Solarfeldkosten und damit auch die gesamten spezifischen Investitionskosten am stärksten. Um den Einfluss auf die spezifischen Systemkosten zu verdeutlichen zeigt Abb. 50 und Abb. 51 zusammenfassend die Abhängigkeiten der Systemkosten von den untersuchten Parametern. Die Darstellung verdeutlicht, dass Stahl und Solarglas die spezifischen Investitionskosten eines Parabolrinnen-Kraftwerks nahezu gleich stark beeinflussen.

Außerdem wird der Einfluss der Kupferkosten betrachtet wobei deutlich wird, dass der Kupferpreis keinen nennenswerten Einfluss auf die spezifischen Systemkosten eines Parabolrinnen-Kraftwerks besitzt.

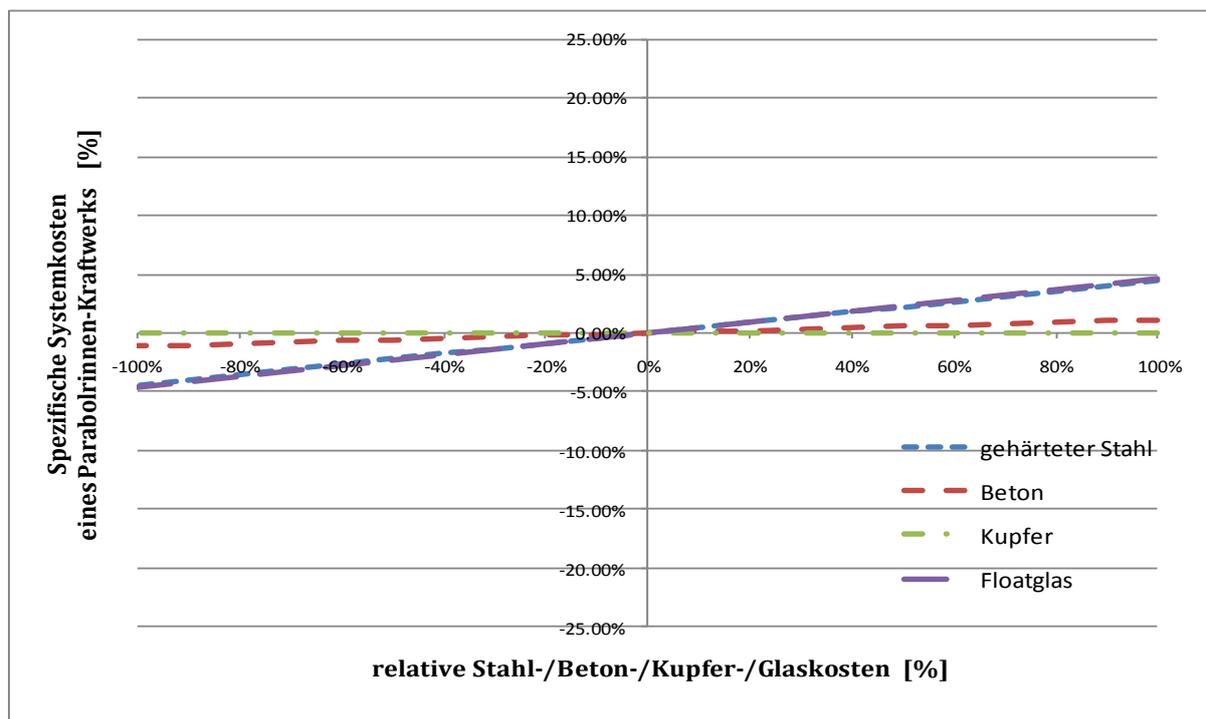


Abbildung 50: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Solarfeldkosten eines Parabolrinnen-Kraftwerks in Abhängigkeit des Stahl-, Beton-, Kupfer- und Glaskosten

Im Gegensatz zum gehärteten Stahl und Glas, wird Beton im einen hohen Maß für Speicher und Gebäude am Kraftwerk verwendet. Dennoch ist der Einfluss der Betonkosten auf die spezifischen Systemkosten nicht gestiegen. Durch die ebenfalls erhöhten spezifischen Gesamtkosten der

Kraftwerke bewirkt ein Anstieg der Betonkosten um 30 Prozent trotz des Mehrbedarfs, eine Erhöhung der spezifischen Systemkosten nur um 0,3 Prozent und hat somit keine große Relevanz.

Im Gegensatz zum Solarglas und Beton ist eine Erhöhung von über 80 Prozent beim Stahl längst Realität. Insbesondere die Finanz- und Wirtschaftskrise hat gezeigt, dass die Stahlpreise stark auf Veränderungen am Markt reagieren und eine genaue Zukunftsentwicklung schwer zu treffen ist.

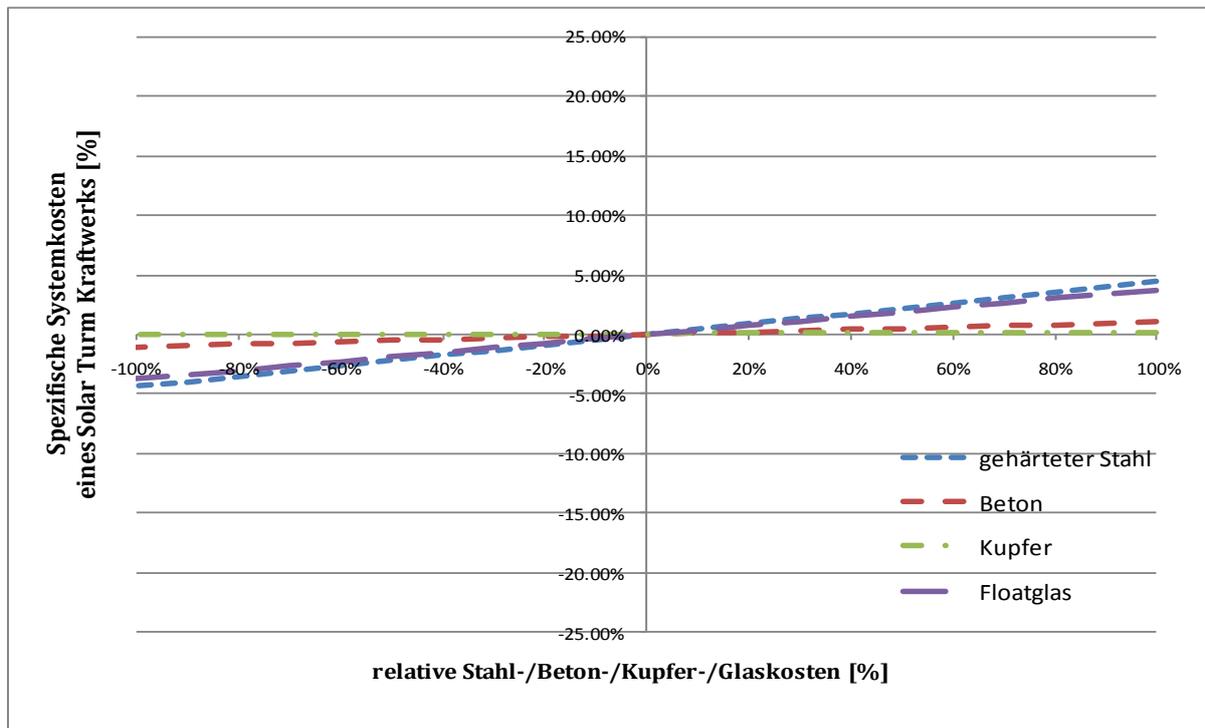


Abbildung 51: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Solarfeldkosten eines Solar Turm Kraftwerks in Abhängigkeit des Stahl-, Beton-, Kupfer- und Glaskosten

Das Solar Turm Kraftwerk wird ebenfalls am stärksten von steigenden oder fallenden Flachglas- und Stahlkosten beeinflusst. Ferner beeinflussen die Betonkosten kaum die Investitionskosten eines Solar Turm Kraftwerks, obwohl der Betonbedarf wie beim Parabolrinnen-Kraftwerk mit über 60 Prozent überwiegt. Die hohen Kosten des Solarglases und des Stahls, sind hier der entscheidende Faktor, wobei eine Abhängigkeit von steigenden Glaskosten bei diesem Kraftwerk etwas geringfügiger ist als beim Parabolrinnen-Kraftwerk. Dies ist jedoch wieder auf die wesentlich höheren spezifischen Investitionskosten des Solar Turm Kraftwerks von über 10.000€/kW zurückzuführen.

4.3. Windkraftanlagen

Die Kostenentwicklung von Windkraftanlagen in den vergangenen Jahren hat gezeigt, dass selbst bei einem anhaltenden technologischen Fortschritt, welche tendenziell zu immer größeren Turbinen führte, die spezifischen Investitionskosten nicht ausschließlich abnehmen. Die im Juni 2008 auf Höchstständen getriebenen Rohstoffpreise von Stahl, Kupfer, Eisen und Zink, welche unter anderem zur Herstellung einer Windkraftanlage benötigt werden, haben nicht nur die Kostendegressionen kompensiert, sondern außerdem die spezifischen Investitionskosten einer Windkraftanlage stark ansteigen lassen. In der folgenden Sensitivitätsanalyse wird der Einfluss der Rohstoffe Stahl, Kupfer und Zink auf die Turbinenkosten einer WKA auf Land als auch auf See einzeln analysiert. Ein weiterer Bestandteil der Kosten einer WKA, wie die Kostenanalyse in Kapitel 3 gezeigt hat, ist das Fundament, welches ebenfalls von meist ansteigenden Beton- oder Stahlkosten abhängig ist und ist Motiv zur weiteren Analyse in diesem Kapitel.

4.3.1. Einfluss des Stahlpreises

Der in der Materialanalyse dargestellte Bedarf an Stahl einer durchschnittlichen 2 MW Turbine von 110 t/MW (onshore) und 175 t/MW (offshore) zeigt dass Stahl einer der bedeutendsten Rohstoffe zur Herstellung einer WKA ist und die spezifischen Turbinenkosten am stärksten beeinflusst, siehe Abb. 52.

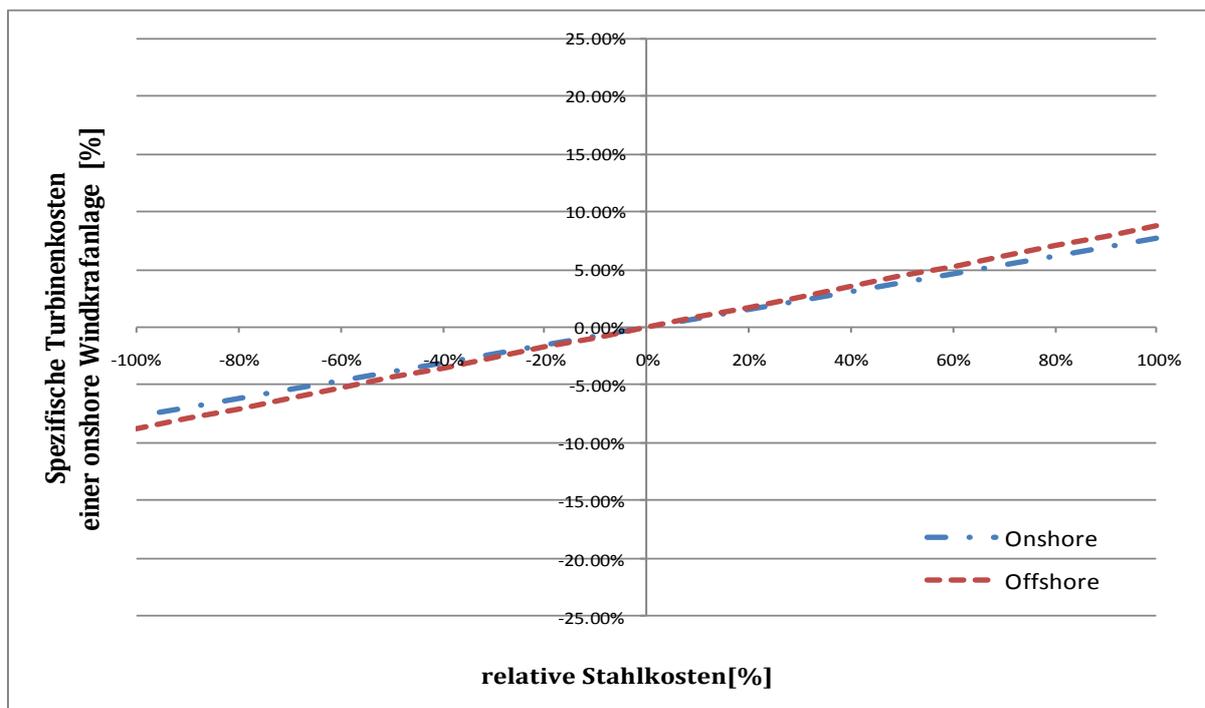


Abbildung 52: Sensitivitätsanalyse der Turbinenkosten einer Windkraftanlage in Abhängigkeit des Stahlkosten

Die obige Abbildung zeigt den Einfluss des Stahlpreises ausschließlich auf die spezifischen Investitionskosten einer on- und offshore Turbine. Hierzu ist der alleinige Bedarf an Stahl für eine offshore Turbine nötig, welcher wie bei der onshore Turbine bei rund 110 t/MW liegt. Der derzeit noch niedrige Marktpreis des Stahls von 650€/t kann bei einem Anstieg der Stahlkosten um 50 Prozent die spezifischen Turbinenkosten einer on- und offshore WKA um zirka vier Prozent erhöhen. Die auf See in niedrigeren Höhen besseren Windverhältnisse erreicht zwar dass der Anteil des Stahls für den Turm etwas geringer ist, jedoch durch den erhöhten Anteil der Gondel wieder kompensiert wird. Der geringere Stahlaufwand beim Turm erreicht auch, dass die reinen Turbinenkosten der ersten offshore Parks gegenüber onshore Turbinen geringer ausfallen und somit der Stahlpreis einen etwas erhöhten Einfluss auf die Turbinenkosten im offshore Bereich besitzen.

4.3.2. Einfluss des Kupferpreises

Im Gegensatz zu getriebelosen WKA, wobei der Generator wesentlich mehr Kupfer mit zirka 4 t/MW benötigt, ist der Anteil bei WKA mit Getriebe und somit kleinerem Generator mit ca. 1,4 t/MW gering. Dennoch hat der hohe Kupferpreis von derzeit knapp 7.000 US\$/t einen hohen Anteil von ungefähr 30 Prozent an den Generatorkosten bei Windkraftanlagen mit Getriebe. Der Anteil an den spezifischen Turbinenkosten liegt weitaus geringer und liegt bei diesen Preisen bei zirka 1 bis 1,5 Prozent. Abb. 53 stellt die Turbinenkosten einer mittleren 2 MW WKA in Abhängigkeit des Kupferpreises von 2005 mit 3700 US\$/t dar.

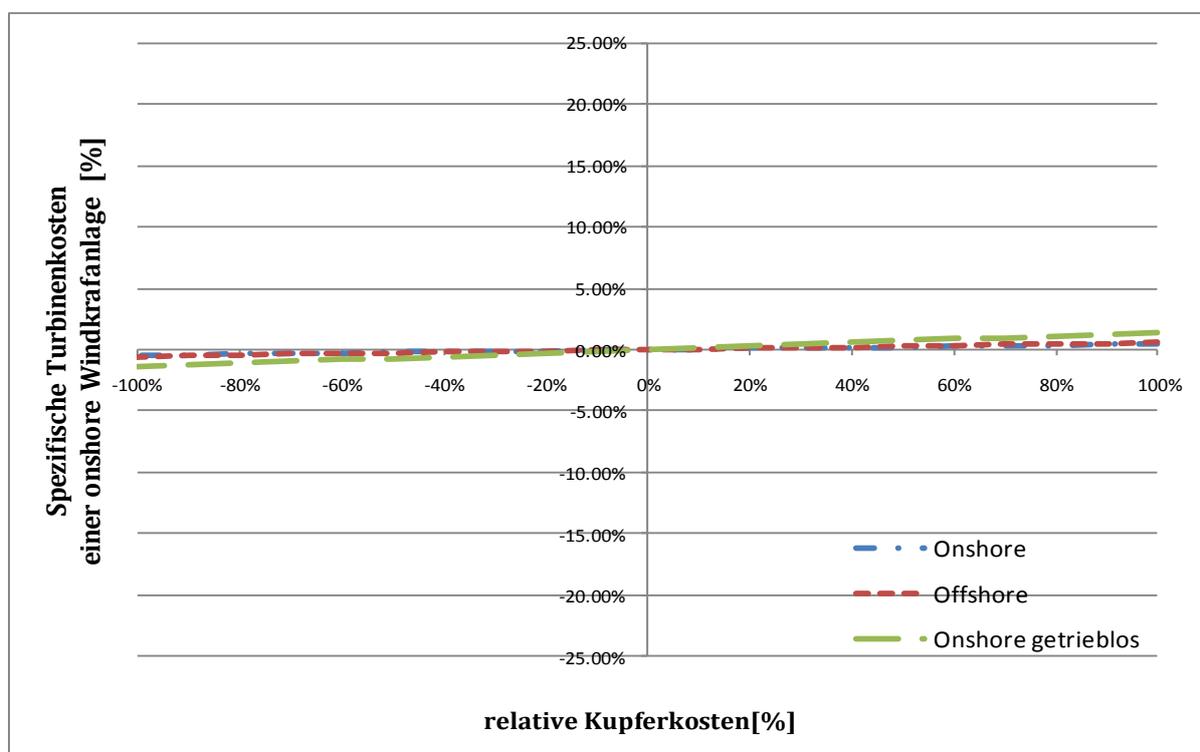


Abbildung 53: Sensitivitätsanalyse der Turbinenkosten einer Windkraftanlage in Abhängigkeit des Kupferkosten

Obwohl der Kupferanteil bei Windkraftanlagen mit Getriebe gering ist, kann ein ansteigender oder fallender Kupferpreis von 200 Prozent sich auf die Turbinenkosten auswirken und diese um zirka ein Prozent erhöhen bzw. senken. Anders sieht es bei getriebelosen Turbinen aus, bei der ein Anstieg des Kupferpreises, wie es von 2004 bis Mitte 2008 der Fall gewesen ist, die spezifischen Turbinenkosten um drei Prozent ansteigen lassen. Auch hier zeigt, dass die geringeren Turbinenkosten einer offshore WKA und der geringfügig höhere Bedarf an Kupfer gegenüber einer onshore Turbine, die Abhängigkeit des Kupferpreises ansteigen lässt. Im Gegensatz zum Stahlpreis sind trotz des sehr hohen Kupferpreises die Abhängigkeiten geringfügig. Der hier nicht abgebildete Kupferbedarf der Seekabel, zwischen den WKA und zur Netzintegration an Land, spielt darüber hinaus eine

wesentliche Rolle, wird aber dieser Untersuchung nicht berücksichtigt, da dieser ebenso von der Entfernung und der Wassertiefe abhängig ist.

4.3.3. Einfluss des Zinkpreises

Der zum Korrosionsschutz von Eisen- und Stahlprodukten verwendete Zinkbedarf ist hauptsächlich bei offshore Anlagen bedeutsam, welcher bei der untersuchten WKA einen spezifischen Bedarf von 5 t/MW Zink benötigt. Eine Erhöhung der Zinkkosten um 100 Prozent bedeutet ein Anstieg der spezifischen Turbinenkosten von ca. 0,7 Prozent. Der geringe Anteil von 0,1 t/MW Zink bei onshore WKA besitzt somit keinen nennenswerten Anteil wie dargestellt wird, siehe Abb. 54.

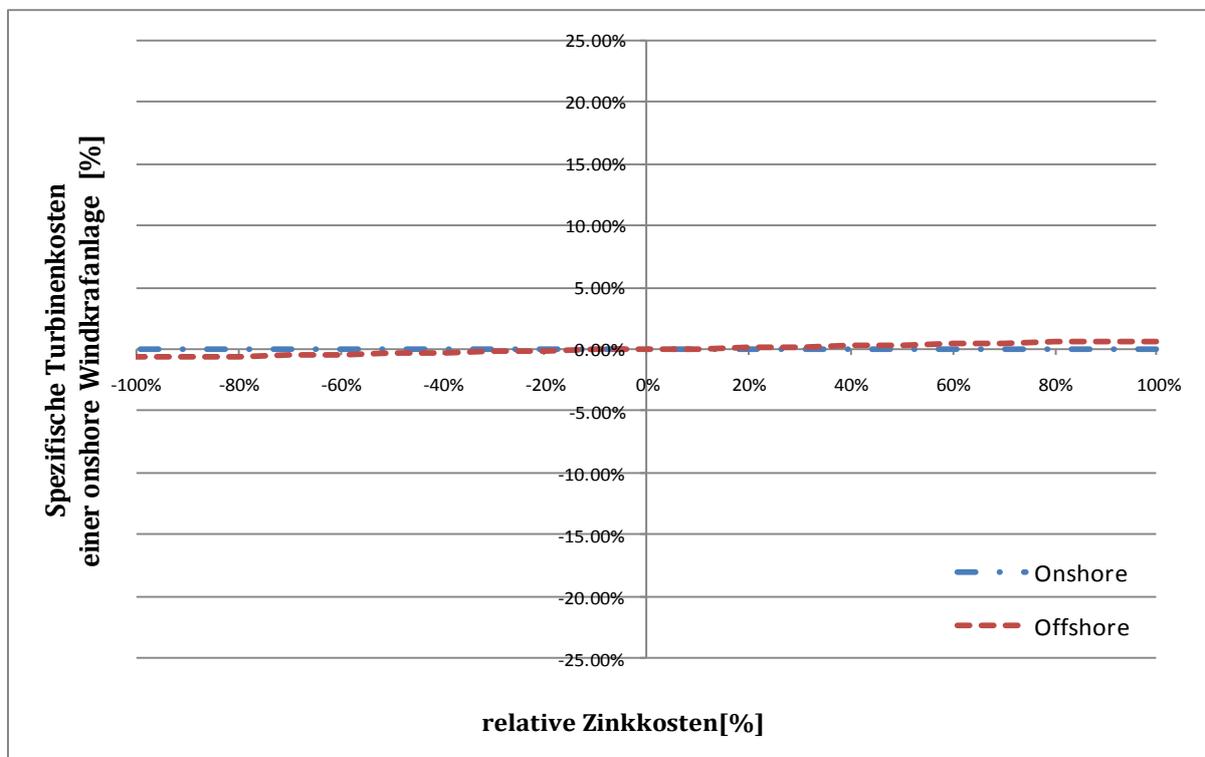


Abbildung 54: Sensitivitätsanalyse der Turbinenkosten einer Windkraftanlage in Abhängigkeit des Zinkkosten

4.3.4. Einfluss des Beton- und Stahlpreises beim Fundament

Im folgenden Abschnitt werden die Fundamentkosten einer durchschnittlichen 2 MW WKA betrachtet. Der Einfluss der Betonkosten bei on- und offshore Fundamenten soll einerseits bei Schwerkraftfundamenten, welche wesentlich aus Beton bestehen, sowie bei Monopile-Fundamenten aus Stahl untersucht werden. Der spezifische Betonbedarf pro MW zur Errichtung der untersuchten onshore WKA liegt bei rund 400 Tonnen und liegt wesentlich niedriger als bei Schwerkraftfundamenten mit 900 Tonnen. Dem gegenüber steht das Monopile-Fundament, welche zwischen 100 und 400 Tonnen schwer sein kann und besonders in niedrigen Gewässern wirtschaftlich ist, als auch in tieferen Gewässern bis zirka 20 m angewendet wird. Der spezifische Bedarf der hier untersuchten 2 MW WKA liegt bei rund 100 t/MW Stahl für dieses Fundament.

Abb. 55 zeigt wie sich die spezifischen Fundamentkosten einer WKA im on- und offshore Bereich verhalten, wenn die relativen Beton- oder Stahlkosten ansteigen oder fallen.

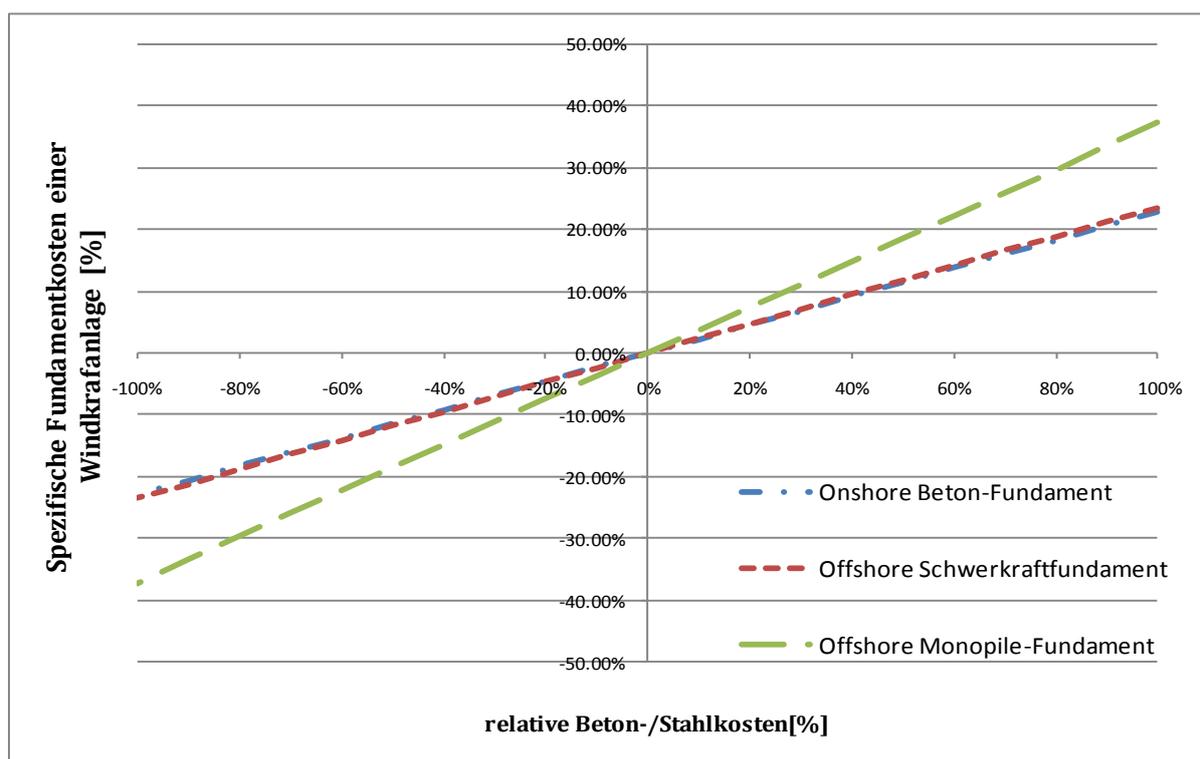


Abbildung 55: Sensitivitätsanalyse der Fundamentkosten einer Windkraftanlage in Abhängigkeit der Beton- und Stahlkosten

Die Darstellungen zeigen, dass die Kosten eines Monopile-Fundamentes stark von fluktuierenden Stahlpreisen abhängig sind. Obwohl der spezifische Materialbedarf bei Monopile-Fundamenten mit 100 t/MW Stahl am geringsten ist, beeinflusst ein erhöhter oder niedrigerer Stahlpreis die spezifischen Fundamentkosten diese Gründungsstruktur am stärksten. Ein Anstieg der Stahlkosten

von 50 Prozent würde die spezifischen Fundamentkosten um 18 Prozent erhöhen. Bei den Beton-Fundamenten ist der Einfluss etwas geringer. Jedoch bedingt durch den hohen spezifischen Materialbedarf von 400 t/MW Beton (onshore) und 900 t/MW Beton (offshore) erhöhen sich die Fundamentkosten ebenfalls stark mit zirka 11 Prozent. Bedeutend bleibt schlussendlich, dass die Abhängigkeit eines offshore Fundaments von volatilen Roh- und Baustoffen wesentlich beim Stahl zu beobachten ist. Hauptsächlich auch, zumal beim Baustoff Beton nicht mit wesentlichen Preissteigerungen von über 30 Prozent zu erwarten sind. Im Gegensatz zum Beton ist ein erneuter Anstieg des Stahlpreises von über 50 bis 100 Prozent durchaus zu erwarten.

4.3.5. Zusammenfassende Systembetrachtung

Zusammengefasst zeigt Abb. 56 die Abhängigkeiten von Stahl, Kupfer, Zink und Beton an den gesamten spezifischen Systemkosten von 1.227 €/kW der untersuchten onshore Windkraftanlagen. Durch den hohen Anteil der Turbinenkosten an der ganzen WKA beeinflussen wesentlich die Stahlkosten die spezifischen Systemkosten. Außerdem besitzen noch die Beton- und Kupferpreise einen nennenswerten Einfluss. Dem gegenüber beeinflussen erhöhte Aluminium- und Zinkpreise die spezifischen Systemkosten kaum bzw. gar nicht.



Abbildung 56: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Systemkosten einer onshore Windkraftanlage in Abhängigkeit der Stahl-, Aluminium-, Kupfer-, Zink-, und Betonkosten

Auch die spezifischen Systemkosten einer offshore WKA werden hauptsächlich durch den Stahlpreis beeinflusst. Bei der Fundamentierung durch ein Schwerkraftfundament welches bei einer durchschnittlichen 2 MW Turbine, wie beschrieben, einen spezifischen Betonbedarf von 900 Tonnen besitzt, ist ebenfalls ein wesentlicher Einfluss auf die Systemkosten vorhanden. Im Gegensatz zur onshore Turbine ist zwar der Zinkbedarf bei der offshore Turbine gestiegen, beeinflusst die hohen spezifischen Systemkosten dennoch nur geringfügig. Durch den geringen Anteil an Kupfer und Aluminium an der Turbine besitzen diese keinen merklichen Anteil an den Systemkosten, siehe Abb. 57.

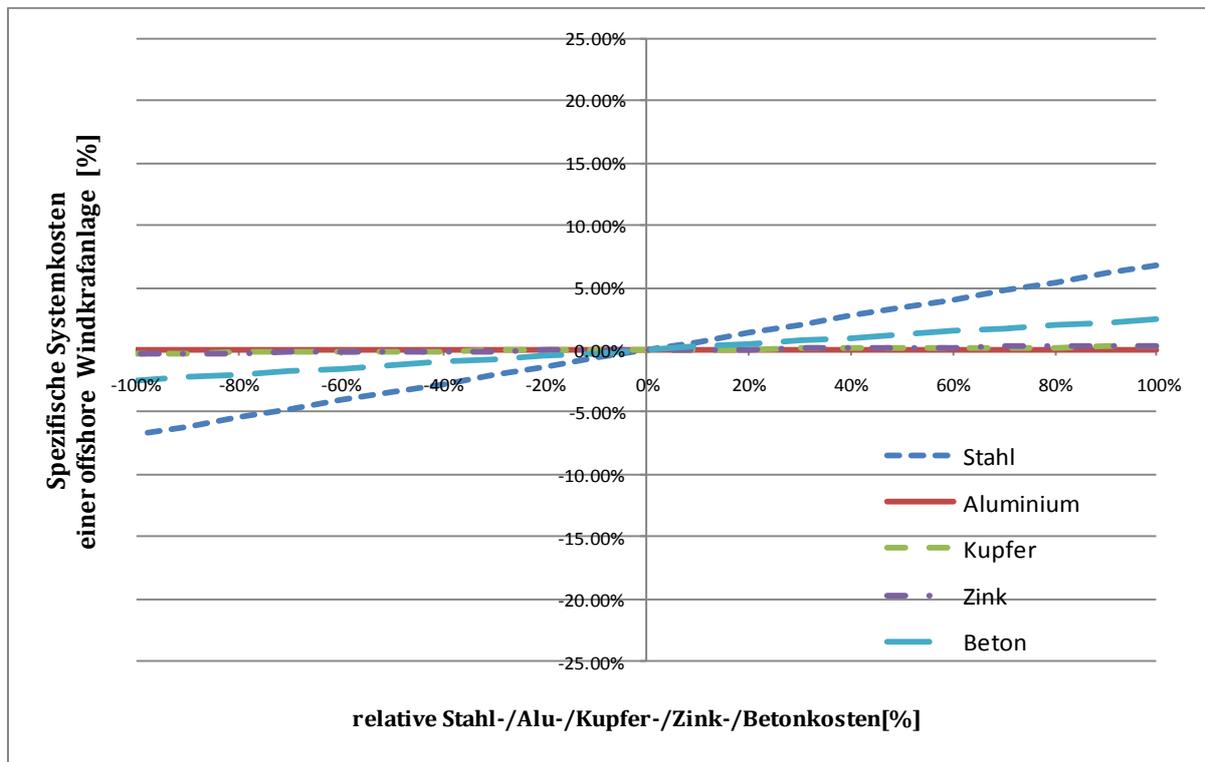


Abbildung 57: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Systemkosten einer offshore Windkraftanlage in Abhängigkeit der Stahl-, Aluminium-, Kupfer-, Zink-, und Betonkosten

Im Gegensatz zur Abb. 52, welche den Bedarf an Stahl allein bei der on- und offshore Turbine darstellt, zeigt Abb. 57 einen weitaus stärkeren Einfluss auf die gesamten spezifischen Anlagenpreise. Insbesondere liegt dies im zusammenfassenden Bedarf von 175t/MW Stahl, welches den Aufwand an Stahl für das Monopile-Fundament ebenfalls beinhaltet.

4.4. Gas- und Dampfkraftanlagen

Die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten eines Gas- und Dampfkraftwerks von 2001 bis 2009 hat gezeigt, dass ebenfalls der stark volatile Stahlpreis einen erhöhten Einfluss auf die Kosten des Equipments und Materials haben kann. Im folgenden Abschnitt wird dieser Einfluss der Hauptmaterialien Stahl Kupfer und Beton auf diese Investitionskosten näher untersucht.

4.4.1. Einfluss des Stahlpreises

Durch den hohen Stahlaufwand von ungefähr 18 t/MW kann dies zu einem starken Anstieg von bis zu sieben Prozent der spezifischen Systemkosten führen, falls wie in Abb. 58 die Stahlkosten um 100 Prozent variieren.

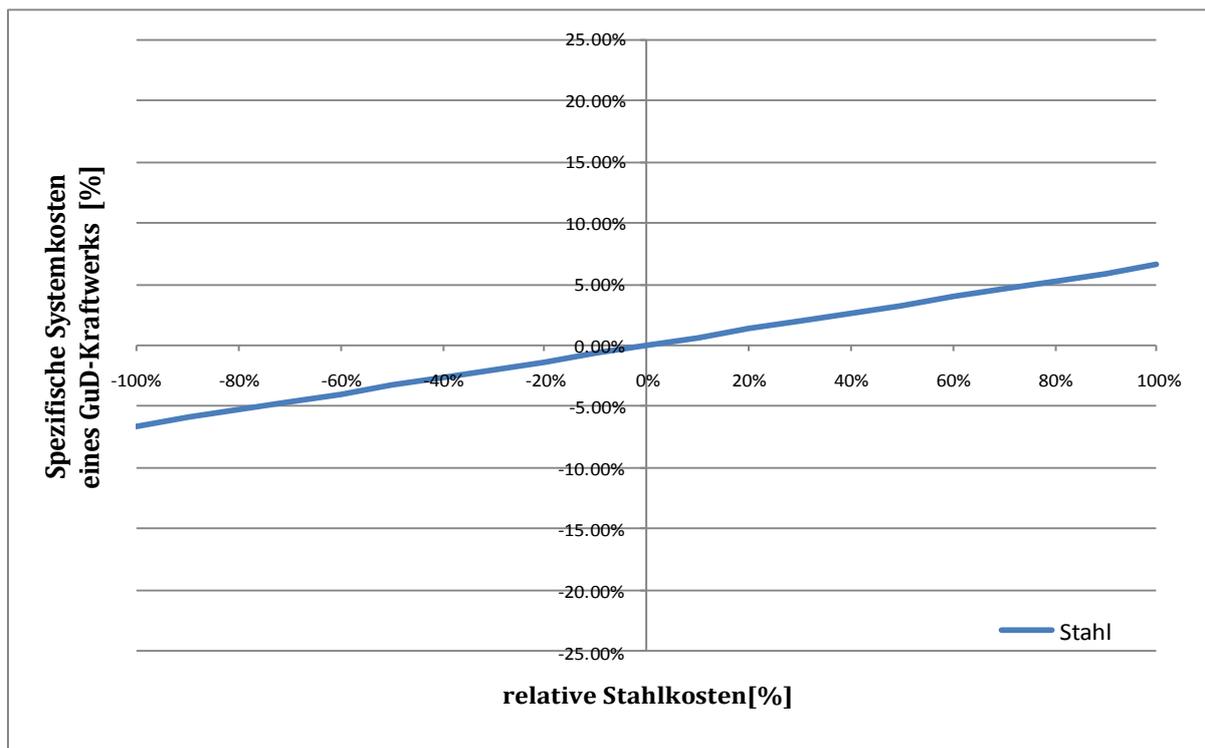


Abbildung 58: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Systemkosten eines GuD-Kraftwerks in Abhängigkeit der Stahlkosten

Aus diesem Grund ist Stahl der stärkste Einflussparameter und größtenteils für einen Anstieg der spezifischen Systemkosten eines GuD-Kraftwerks verantwortlich.

4.4.2. Einfluss des Kupferpreises

Im Gegensatz zum Stahl ist der Bedarf für ein GuD-Kraftwerk an Kupfer eher gering. Der Kupferbedarf von 507 Tonnen beim untersuchten 816 MW Kraftwerk wird hauptsächlich in den Kraftwerksbereichen Maschinentechnik und Elektrotechnik verwendet und besitzt nur einen spezifischen Bedarf von 0,62 t/MW. Dieser geringe Bedarf an Kupfer stellt auch die Entwicklung der spezifischen Systemkosten in Abhängigkeit der Kupferkosten dar, siehe Abb. 59.

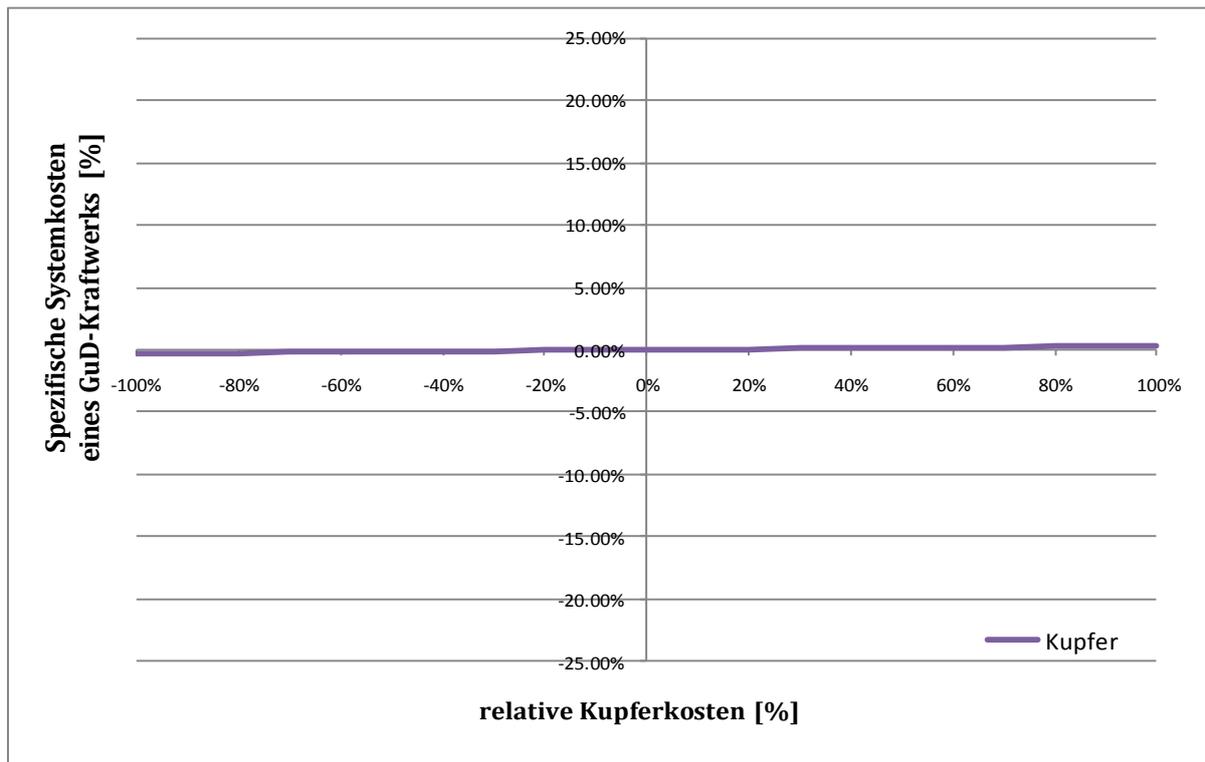


Abbildung 59: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Systemkosten eines GuD-Kraftwerks in Abhängigkeit der Kupferkosten

Ein Anstieg der Kupferkosten auf Höchstwerte von Mitte 2008 und somit einen Anstieg von 200 Prozent, würde die spezifischen Systemkosten lediglich um 0,6 Prozent erhöhen und hätte aus diesem Grund kaum Auswirkungen auf die Investitionskosten eines GuD-Kraftwerks.

4.4.3. Einfluss des Betonpreises

Der mit Abstand größte Bedarf an Materialien ist beim Baustoff Beton zu beobachten und macht knapp 65 Prozent des gesamten Materialaufwands eines Kraftwerks aus, wie es die Materialanalyse gezeigt hat. Dennoch spielt der spezifische Bedarf von 39 t/MW kaum eine Rolle im Vergleich zu den Stahlkosten und hat noch einen geringeren Einfluss als der Kupferpreis.

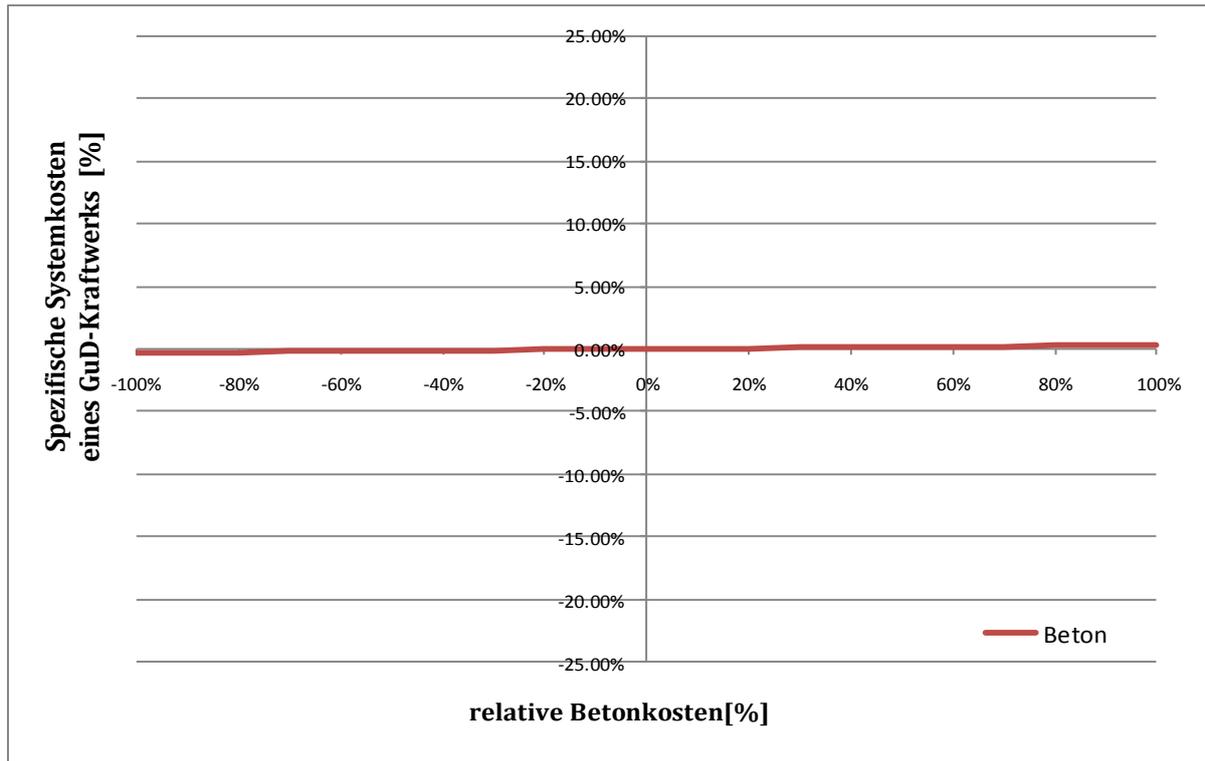


Abbildung 60: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Systemkosten eines GuD-Kraftwerks in Abhängigkeit der Betonkosten

Wie Abb. 60 darstellt, ist der Einfluss dieses Baustoffes selbst bei einem sehr hohen und eher unwahrscheinlichen Anstieg der Betonpreise von 50 Prozent mit zirka 0,15 Prozent auf die spezifischen Investitionskosten sehr gering, bzw. zu vernachlässigen.

4.4.4. Zusammenfassende Systembetrachtung

Zusammenfassend zeigt die Abb. 61 die Veränderung der spezifischen Systemkosten des untersuchten GuD-Kraftwerks in Abhängigkeit der Stahl-, Kupfer-, und Betonkosten.

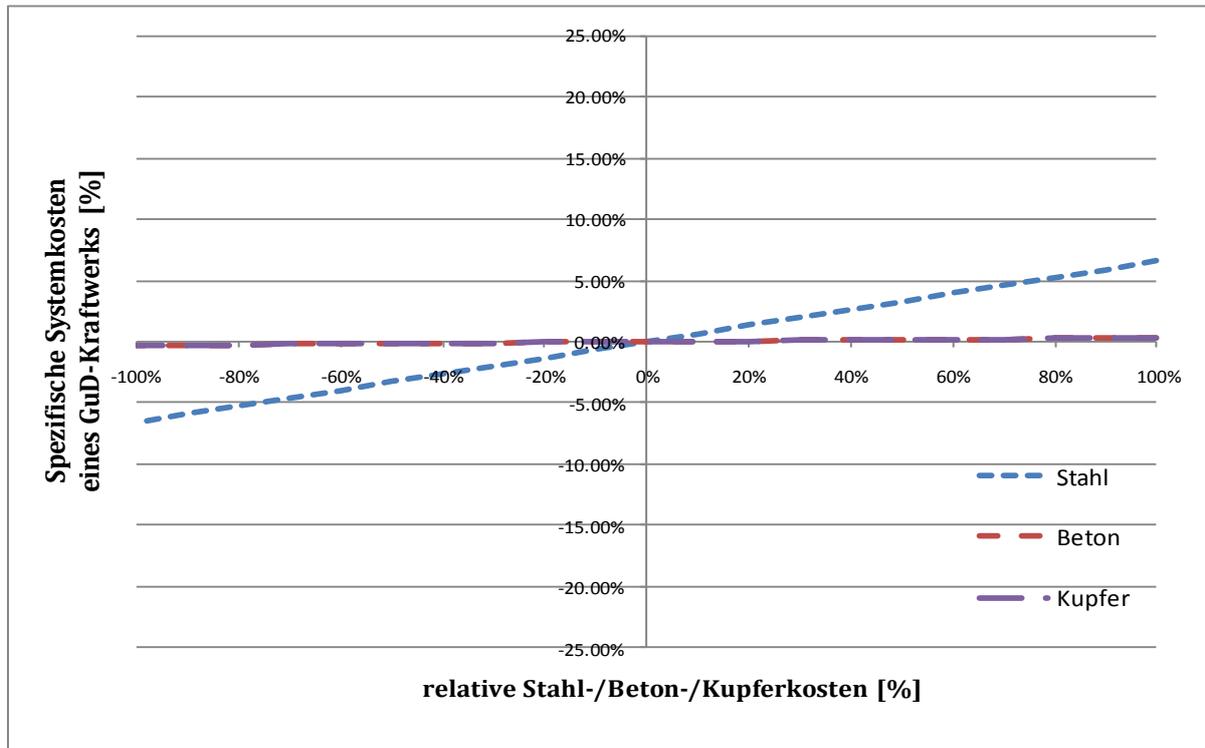


Abbildung 61: Sensitivitätsanalyse der spezifischen Systemkosten eines GuD-Kraftwerks in Abhängigkeit der Stahl-, Kupfer-, und Betonkosten

Die hohen und volatilen Stahlpreise sowie der Bedarf von 18 t/MW Stahl ist der einzige Parameter, welche die spezifischen Investitionskosten wesentlich beeinflussen kann. Kupfer und Beton beeinflussen hier die spezifischen Systemkosten kaum.

Kapitel 5

Ergebnisse der wissenschaftlichen Analyse

Die in Kapitel 4 dargestellte Sensitivitätsanalyse der untersuchten Energieträger hat gezeigt, dass unterschiedliche Roh- und Baustoffe die spezifischen Investitionskosten erneuerbarer und neuer Energieträger zum Teil stark und zum Teil auch kaum beeinflussen. Folgend werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse in diesem Abschnitt zusammengefasst und der Einfluss der untersuchten Parameter miteinander verglichen und ausführlich diskutiert. Generell, ist ein sehr technologiespezifischer Einfluss der verschiedenen Rohstoffe beobachtet worden, welcher bei der Entwicklung zukünftiger Investitionskosten berücksichtigt werden sollte.

Einen wesentlichen Einfluss in der Untersuchung hat die Auswahl der spezifischen Investitionskosten dargestellt. Alle Annahmen beruhen auf empirisch ermittelten und tatsächlich realisierten Projekten. In diesem Zusammenhang ist beispielsweise der spezifische Bedarf an Stahl mit 361 t/MW (Parabol) und 686 t/MW (Solar Turm) gegenüber dem eines Gas- und Dampfkraftwerks mit 18 t/MW äußerst unterschiedlich. Gründe für diesen starken Unterschied sind in den Kapazitäten und in den verschiedenen spezifischen Investitionskosten zu finden, welche bei dem untersuchten Solar Turm Kraftwerk bei 10.140 €/kW liegen und beim GuD-Kraftwerk nur bei 570€/kW. Die hohen spezifischen Investitionskosten der solarthermischen Kraftwerke sind auch Grund der geringen Erfahrung im kommerziellen Einsatz und der damit bedingten Lerneffekte, welche jedoch erst bei einer weiteren kommerziellen Verbreitung eintreten. Nicht zu vergessen sind auch die nicht vorhandenen Brennstoffkosten der erneuerbaren Energieträger, welche beim konventionellen Gas- und Dampfkraftwerk 78 Prozent der Kosten ausmachen (NETL, 2007).

Auch in den Untersuchungen der Photovoltaiktechnologie verwendeten spezifischen Systempreise einer mittleren PV-Anlage kann ein unterschiedlicher Systempreis große Änderungen des Einflusses von Roh- und Baustoffen bewirken, da Netto-Systempreise (Endkundenpreis) stark von unterschiedlichen Faktoren, wie Anlagengröße, Auf-Dach, dachintegriert oder Freifläche sowie Standortauswahl abhängig sind.

Silizium

Basierend auf der Sensitivitätsanalyse der Photovoltaik sind insbesondere die Siliziumkosten als ausschlaggebende Parameter zu nennen, der den Hauptkostenbereich, die Modulherstellung einer Photovoltaik-Anlage stark beeinflusst. Ein Anstieg der Siliziumkosten aus Langzeitverträgen von 110 Prozent, wie sie von 2004 bis 2007 gewesen sind, würde die Modulpreise um zirka 15 Prozent erhöhen. Selbst ein Anstieg von 150 US\$/kg auf 450 US\$/kg wie sie am Spotmarkt Mitte 2008 zu finden waren, würde die derzeitigen Modulpreise um zirka 30 Prozent ansteigen lassen.

Dennoch lassen sich die in den Jahren 2004 bis 2006 stark angestiegenen Modulpreise von 3 €/Wp auf fast 4,6 €/Wp und somit einen Anstieg von 55 Prozent nicht nur in den erhöhten Siliziumkosten begründen, da mit dem Preisanstieg des Rohstoffes neue Produktionsschritte eingeführt wurden. So wurde der Bedarf an Silizium zur Herstellung von dünneren Wafer halbiert. Auch die erhöhte Nachfrage an PV-Anlagen und die damit einhergehenden Preisanstiege, bei denen die Modulhersteller beachtliche Gewinne erzielen konnten sind weitere Gründe dieser Preisentwicklung (Hug, et al., 2006).

Tellurium

Derzeit besitzt das Halbleitermaterial Tellurium nur einen sehr geringen Anteil von weniger als 5 Prozent an den Herstellungskosten und knapp 2 Prozent an den spezifischen Systemkosten. Selbst eine Erhöhung um 200 Prozent, wie die Sensitivitätsanalyse gezeigt hat, würde den Anteil des Halbleitermaterials Tellurium an den spezifischen Systemkosten auf 6 Prozent ansteigen lassen und somit die spezifischen Systempreise einer mittleren PV-Anlage bis 100 kW in Deutschland im Jahr 2009 von 3.500 €/kW um 4 Prozent auf 3.640 €/kW erhöhen. Dennoch kann der starke Ausbau von CdTe-Dünnschichtmodulen wie es derzeit geschieht und somit die starke Nachfrage nach Tellur zukünftig die Preise beachtlich ansteigen lassen und möglicherweise das Wachstum von CdTe-Dünnschichtmodulen begrenzen. Motiv dieses unter Umständen begrenzten Wachstums ist, dass bei Tellur, obwohl es als Nebenprodukt bei der Kupfer- und Nickelherstellung entsteht, die Verfügbarkeit begrenzt und somit langfristig die Reserven erschöpft sind (FhG-ISI, IZT gGmbH, 2009).

Stahl

Stahl besitzt unter den dargestellten Parametern den größten Einfluss auf die spezifischen Investitionskosten der untersuchten Energieträger. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass der Stahlpreis stark von Angebot und Nachfrage im Markt abhängt. Durch die hohe Nachfrage an Stahl, insbesondere aus China, ist der Stahlpreis von zirka 650 €₂₀₀₀/t Mitte 2004 auf 1.200 €₂₀₀₀³/t Mitte 2008 gestiegen, welcher einem Anstieg von mehr als 80 Prozent entspricht.

Die folgende Abb. 62 stellt zusammenfassend die Zunahme der spezifischen Systemkosten der untersuchten Energieträger dar, welche durch eine 80 prozentige Erhöhung des Stahlpreises hervorgeht.

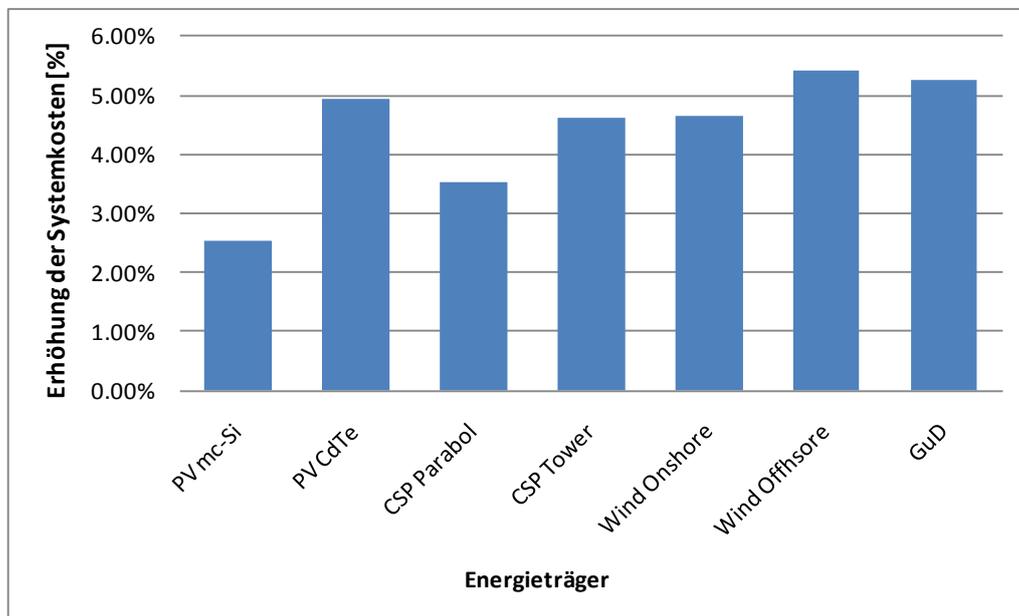


Abbildung 62: Anstieg der spezifischen Systemkosten der untersuchten Energieträger unter der Zunahme des Stahlpreises von 80 Prozent in den Jahren 2004 bis 2008

Es zeigt, dass alle untersuchten Energieträger eine starke Abhängigkeit des volatilen Stahlpreises aufweisen. Der größte Einfluss auf die spezifischen Systemkosten ist bei offshore Windkraftanlagen, gefolgt von Gas- und Dampfkraftanlagen, zu beobachten. Beträchtlich ist auch der erhöhte Anstieg bei CdTe-Systemkosten gegenüber den mc-Si Systemkosten. Dies verdeutlicht noch einmal den hohen Bedarf an Stahl bei der Auslegung mit Dünnschichtmodulen. Anders als bei den solarthermischen Kraftwerken, die ebenfalls einen sehr hohen Bedarf an Stahl vorzeigen aber dennoch einen etwas geringen Anstieg der spezifischen Systemkosten darstellen. Grund hierfür liegt, wie beschrieben, in den sehr hohen spezifischen Systemkosten dieser Kraftwerkstypen im Gegensatz zu den Gas- und Dampfkraftwerken oder den Windkraftanlagen.

³ Wechselkurs 2000, Europäische Zentralbank, 2009

Kupfer

Anders als beim Stahl, welcher bei sämtlichen untersuchten Energieträgern stark verwendet wird und somit alle Energietechnologien beeinflusst, ist beim Kupferbedarf dieser Energieträger sehr unterschiedlich wie auch Abb. 63 darstellt.

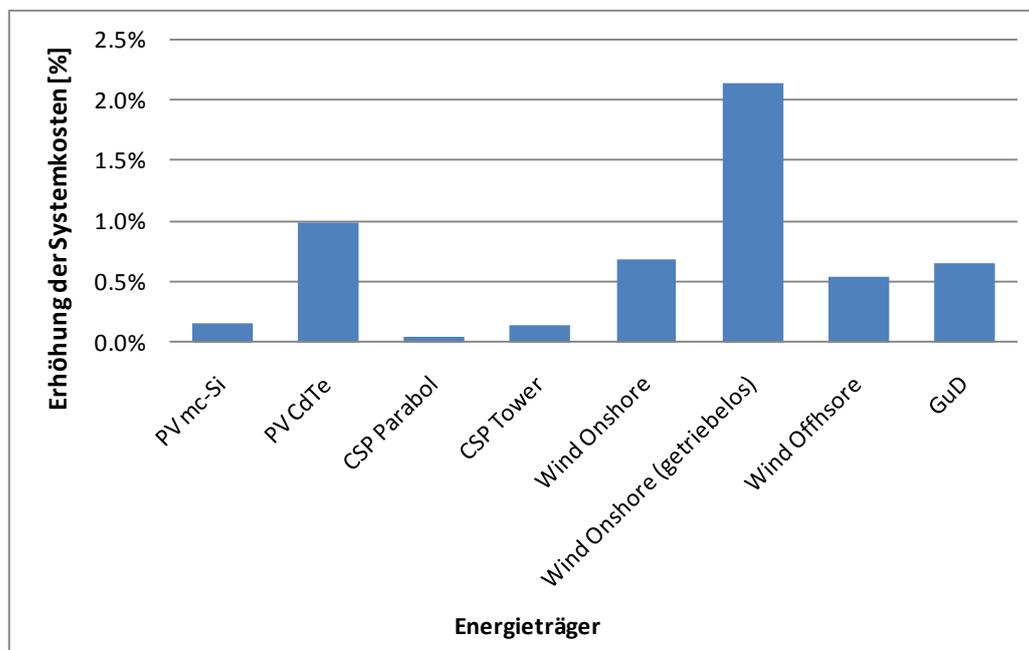


Abbildung 63: Anstieg der spezifischen Systemkosten der untersuchten Energieträger unter der Zunahme des Kupferpreises von 200 Prozent in den Jahren 2004 bis 2008

Wesentlich hat der von Mitte 2004 bis 2008 um 200 Prozent exorbitant gestiegene Kupferpreis die spezifischen Systemkosten von getriebelesenen Windkraftanlagen beeinflusst, welche bisher ausschließlich in nennenswerter Stückzahl von der Firma Enercon GmbH hergestellt werden. Überraschenderweise bleibt trotz Höchstpreisen von über 8.000 US\$/t Kupfer der Anstieg der spezifischen Systemkosten relativ gering. Auffallend ist ferner der Anstieg der spezifischen Systemkosten bei CdTe-Dünnschichtmodulen, bei der die Kupferkosten einen annähernd gleichen Einfluss besitzen wie bei offshore Windkraftanlagen. Wobei hier lediglich der Kupferbedarf zur Herstellung der Module sowie der Bedarf an Kupfer für den Generator der Turbine ohne Netzanbindung verglichen wird.

Beton

Obwohl Beton den weitaus größten Teil des Materialbedarfs ausmacht, ist ein Anstieg der spezifischen Systemkosten der untersuchten Energieträger durch den bisher nicht sonderlich angestiegenen Betonpreis kaum vorhanden. Lediglich bei Schwerkraftfundamenten im offshore Bereich sowie bei Fundamenten bei WKA an Land, ist eine geringfügige Erhöhung der spezifischen Systemkosten gegeben, welche auch Abb. 64 darstellt.

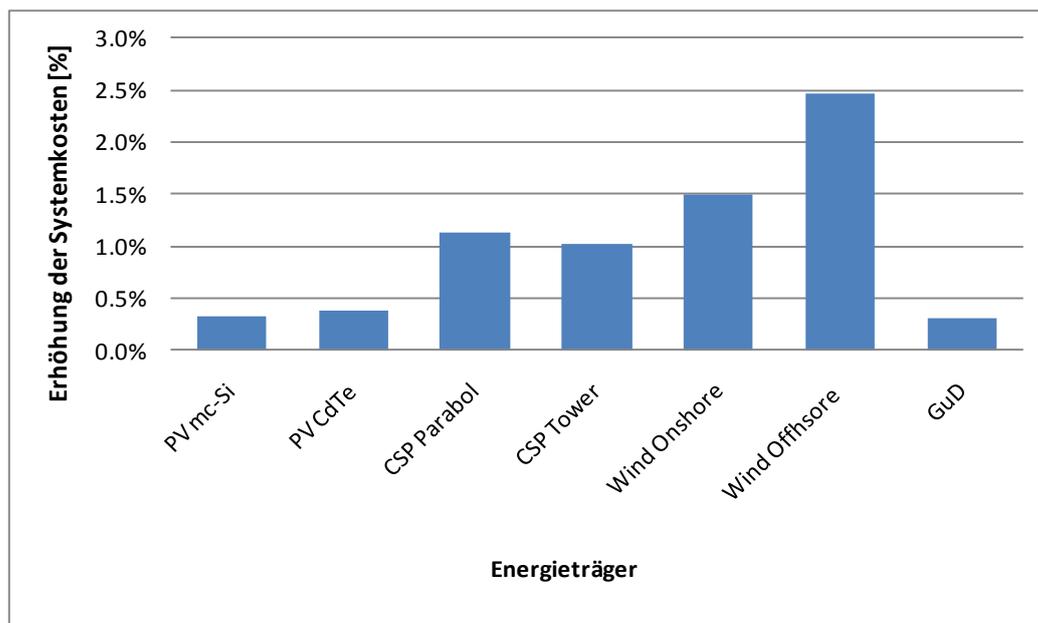


Abbildung 64: Anstieg der spezifischen Systemkosten der untersuchten Energieträger unter der Zunahme des Betonpreises von 20 Prozent

Selbst die eher hoch angesetzte Erhöhung der Betonkosten von 20 Prozent beeinflusst die Photovoltaik sowie Gas- und Dampfkraftwerke kaum bzw. nahezu nicht. Eine weiterführende Untersuchung des Einflusses von Energiepreisen auf die Zementgewinnung würde interessante Aufschlüsse bringen, war jedoch nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

Flachglas

Ein hoher Bedarf an Flachglas besteht ausschließlich bei der Photovoltaik sowie bei den solarthermischen Kraftwerken und wird folgend in Abb. 65 zusammengefasst.

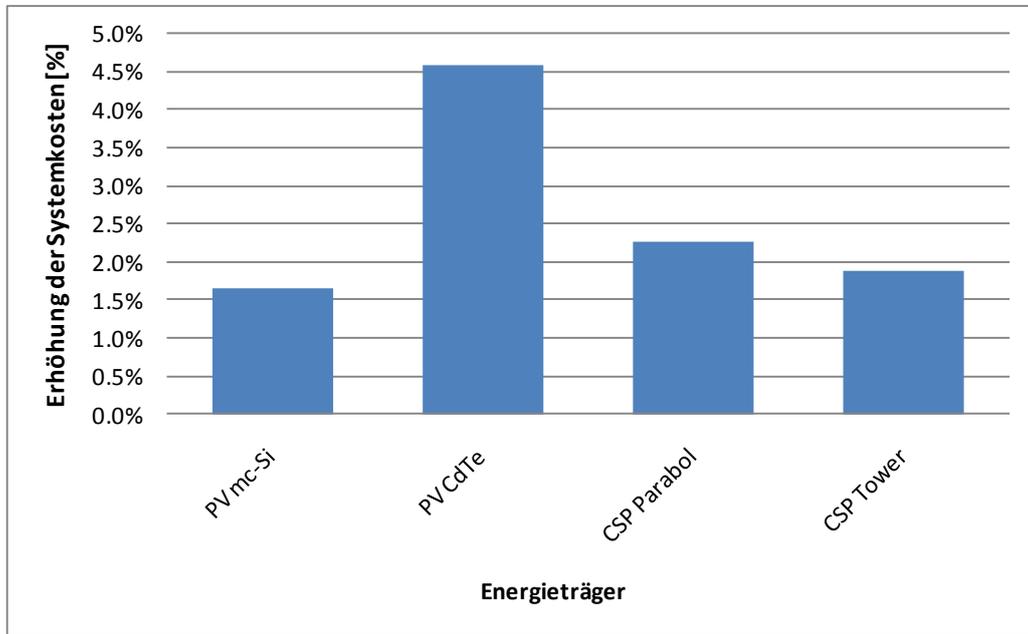


Abbildung 65: Anstieg der spezifischen Systemkosten der untersuchten Energieträger unter der Zunahme des Flachglaspreises von 50 Prozent

Die von 2005 bis 2007 angestiegenen Flachglaskosten von zirka 50 Prozent erhöhen besonders die spezifischen Systemkosten von Dünnschichtmodulen, welche durch den hohen Glasbedarf von 213 t/MW und den gegenüber solarthermischen Kraftwerken geringeren spezifischen Investitionskosten von 3.485 €/kW zurückzuführen ist, da auch bei den solarthermischen Kraftwerken der Glasbedarf mit 134 t/MW (Parabol) und 212 t/MW (Turm) sehr hoch liegt. Trotz der hohen Systemkosten beeinflusst dieser hohe Materialaufwand an speziellem eisenarmen Solarglas die konzentrierende Solartechnik entsprechend.

Zusammenfassend zeigt Abb. 66 den Anstieg der spezifischen Systemkosten in Abhängigkeit der Stahl-, Kupfer-, und Betonkosten.

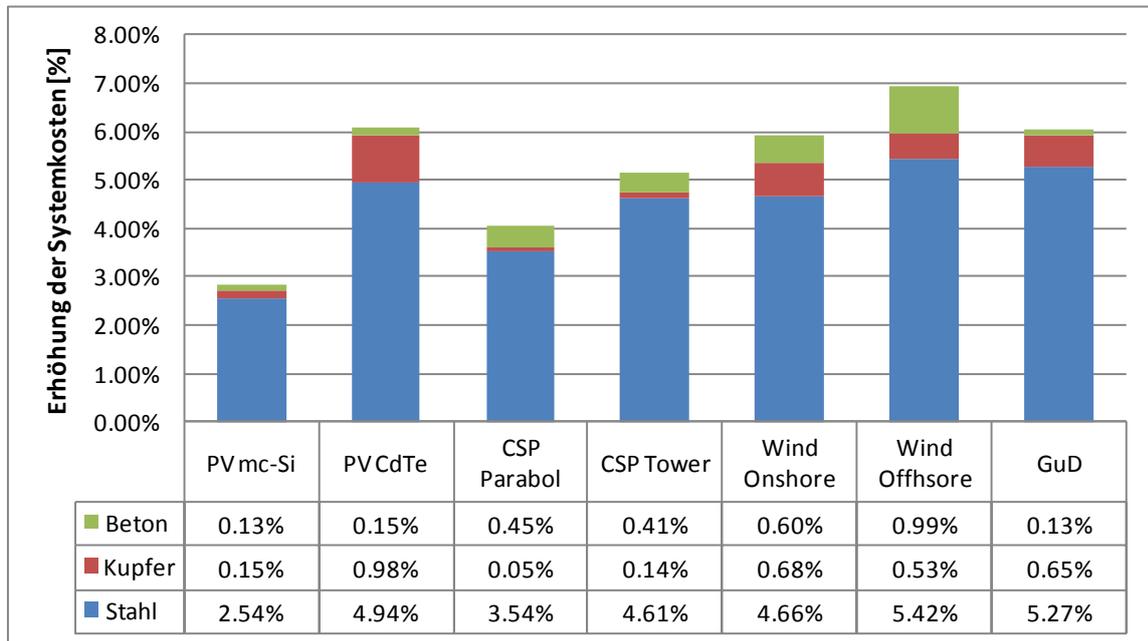


Abbildung 66: Ergebnisse des spezifischen Systemkostenanstiegs in Abhängigkeit der Stahl-, Kupfer- und Betonkosten

Es zeigt sich, dass bei den derzeitigen Systempreisen der untersuchten Energieträger von 570 €/kW beim Gas- und Dampfkraftwerk bis zu über 10.000 €/kW beim Solar Turm Kraftwerk wesentliche Unterschiede bei den Abhängigkeiten von steigenden Stahl-, Kupfer-, und Betonpreisen vorhanden sind. Obwohl beispielsweise der Aufwand an Stahl für PV Module oder solarthermische Kraftwerken wesentlich höher liegt als bei GuD-Kraftwerken ist der Einfluss dieses Rohstoffs durchaus geringer. Ein Anstieg der hier dargestellten Stahlkosten um 80 Prozent, der Kupferkosten um 200 Prozent und der Betonkosten um 20 Prozent wie sie vor Ausbruch der Finanz- und Wirtschaftskrise gestiegen sind, lassen zudem deutlich erkennen, dass der hohe Aufwand an Stahl, Beton und Kupfer die Investitionskosten einer offshore Windkraftanlage am stärksten beeinflussen. Der hier nicht dargestellte Einfluss der Glas- und Siliziumkosten bewirkt, dass insbesondere die PV-Systemkosten nur eine sehr geringe Abhängigkeit dieser drei Roh- und Baustoffe aufzeigen.

Kapitel 6

Schlussfolgerung und Ausblick

Schlussfolgerung

Die zu Beginn dargestellte Preisentwicklung der volatilen Energie- und Rohstoffpreise haben gezeigt, dass eine schnell wachsende Wirtschaft, welche in den letzten Jahren insbesondere in den aufstrebenden Ländern wie China oder Indien beobachtet werden konnte, die Preise dieser Rohstoffe stark beeinflussen. Erst die Finanz- und Wirtschaftskrise Mitte 2008 und die damit verbundene vorübergehend geringere Nachfrage an Roh- und Baustoffen ließen die Marktpreise von Höchstständen fallen. Eine nun langsam anziehende Weltwirtschaft lässt sich gegenwärtig ebenfalls in den ansteigenden Rohstoffpreisen wie Stahl und Kupfer beobachten, welche Ende 2009 wieder auf dem gleichen mittleren Niveau des Jahres 2005 liegen und damit möglicherweise vor einem erneuten überaus starken Anstieg der Rohstoffpreise.

Hohe Rohstoffpreise, sei es bei Stahl oder Kupfer haben ebenfalls die Investitionskosten von Windkraftanlagen sowie Gas- und Dampfkraftwerke ansteigen lassen und zeigten, dass die Rohstoffentwicklung einen besonderen Einfluss auf die Investitionskosten dieser Technologien ausübt. Ein Anstieg der spezifischen Investitionskosten neuer Anlagen von 20 Prozent bei Windturbinen und bis zu 40 Prozent bei Gas- und Dampfkraftwerken war die Folge dieser vorübergehenden Rohstoffknappheit. Ebenso stiegen die spezifischen Modulpreise von Silizium Zellen über 50 Prozent und waren mit knapp 4,5 €/W_p so teuer wie 1996 in Deutschland. Folglich kann daraus geschlossen werden, dass die Rohstoffpreise die gesamten technologischen Lerneffekte dieser Periode kompensiert haben.

Durch den spezifischen Bedarf an Roh- und Baustoffen sowie den spezifischen Investitionskosten der untersuchten Energieträger, welche in der Kosten- und Materialanalyse beschrieben wurden, konnten die Abhängigkeiten von volatilen Roh- und Baustoffen in der Sensitivitätsanalyse näher untersucht werden. Zwar besitzen Stahl- und Kupferpreise einen hohen Einfluss auf die Systemkosten, eine anteilige Erhöhung von bis zu 20 Prozent oder mehr konnte jedoch insbesondere bei Windturbinen und Gas- und Dampfkraftanlagen nicht nachgewiesen werden. Auch der hohe Anstieg der Systemkosten von offshore Windkraftanlagen, welche bei den ersten offshore Windparks

in Dänemark bei rund 1.680 €/kW lagen und nun zwischen 2.000 bis 2.200 €/kW liegt, ist nur zu einem Teil in der Erhöhung der Rohstoffkosten begründet.

Einen summierten relativen Anstieg der Stahl- und Kupferkosten lassen die spezifischen Turbinenkosten einer Windkraftanlage nur 7 bis 10 Prozent steigen, wobei 10 Prozent ausschließlich bei getriebelosen Turbinen der Fall ist. Aus diesem Grund kann der Anstieg der spezifischen Turbinenkosten von WKA nicht nur auf steigende Rohstoffpreise zurück geführt werden, sondern ist auch die Auswirkung einer erhöhten Nachfrage nach Windkraftanlagen, den Mehraufwand an Gutachten sowie ansteigende Kapitalkosten und der damit erschwerten Finanzierung dieser Anlagen.

Einen hohen Einfluss besitzen Stahl- und Betonpreise insbesondere auch bei offshore Windkraftanlagen und dessen Gründungsfundament. Ein Anstieg des Stahlpreises auf 1.200 €/t würde die spezifischen Fundamentkosten um 30 Prozent erhöhen. Auch ein Anstieg des eher niedrigen Betonpreises würde, bedingt durch den hohen Bedarf an Beton, die spezifischen Fundamentkosten um 5 Prozent erhöhen. Ferner haben schließlich eine ansteigende Nachfrage an offshore WKA und deren Fundament, welche derzeit von nur 2 bis 3 etablierten Lieferanten bereitgestellt werden, die Preise steigen lassen. Außerdem sind die wenigen Kranschiffe zur Errichtung dieser Anlagen nur mit hohen Verzögerungen zu erhalten, welche wiederum steigende Mietpreise bedeuten. Hersteller von Kabel, Transformatoren und ganzen Umspannwerken wurden ebenfalls von der hohen Nachfrage überrascht, welches sich jedoch ohnehin der Betrachtung dieser Studie entzog (BWEA, 2009).

Auch bei Gas- und Dampfkraftwerken ist der Anstieg der spezifischen Systemkosten nicht allein in den erhöhten Stahl-, Kupfer und Betonkosten begründet, da diese die Kosten nach den Sensitivitäten nur um ca. 6 Prozent erhöhen. Stahl macht hier ebenfalls den eigentlichen Kostentreiber unter den untersuchten Roh- und Baustoffen aus. Ein Parameter, welcher die spezifischen Investitionskosten ebenfalls beeinflusst hat, ist die Tendenz zu einem Verkäufermarkt, bei der die Nachfrage wie auch bei den WKA höher liegt als das derzeitige Angebot. Zudem sind erhöhte Kapitalkosten ein weiterer Parameter dieser Preissteigerung (S. Wissel, 2008).

Im Hinblick auf die untersuchten solarthermischen Kraftwerke kann auf die Erhöhung der spezifischen Systemkosten durch ein Ansteigen der Rohstoffkosten nur bedingt eine Aussage getroffen werden. Gründe liegen in den unterschiedlichen Kapazitäten und dem solaren Anteil bei den ersten kommerziellen Kraftwerken in Süd-Kalifornien gegenüber den untersuchten Parabolrinnen- und Solar Turm Kraftwerken. Jedoch zeigen die Ergebnisse, dass alleine die Stahl-, Glas-, und Betonkosten, welche den mit Abstand größten Teil eines solarthermischen Kraftwerks ausmachen, die derzeitigen spezifischen Investitionskosten um bis zu 8 Prozent erhöht haben.

Generell kann gesagt werden, dass die stark volatilen Rohstoffkosten nur bedingt zu einem Anstieg der spezifischen Investitionskosten der untersuchten Energieträger geführt haben. Ein Anstieg wesentlich über 10 Prozent, welche ausschließlich auf den angestiegenen Rohstoffkosten beruhen, konnte insbesondere bei Windkraftanlagen, solarthermischen Kraftwerken und Gas- und Dampfkraftwerken nicht nachgewiesen werden. Einen erhöhten Einfluss besitzen nur die Siliziumpreise bei einer reinen Betrachtung der Modulherstellung. Dennoch ist der Anstieg der Kosten wie es in der Photovoltaik-Branche oft angegeben wird nicht in dem Maße, da eine erhöhte Nachfrage an Modulen die Preise ebenfalls stark anziehen ließ.

Ausblick

Zum Schluss soll ein Ausblick beschrieben werden inwieweit einem zukünftigen wachsenden Anstieg der Rohstoffpreise entgegengewirkt werden kann um den teilweise hohen Einfluss der damit verbundenen steigenden spezifischen Investitionskosten der erneuerbaren und neuen Energieträger zu vermeiden. Besonders gilt hier das Augenmerk auf die untersuchten Massenrohstoffe Eisen und Kupfer, da oft angenommen wird, dass die stark angestiegenen Rohstoffpreise in schwindenden Rohstoffvorkommen begründet sind. Diese sind jedoch bis auf einige Ausnahmen in der steigenden Nachfrage und den fehlenden Investitionen zur Förderung dieser Rohstoffe zu finden.

Ein Motiv liegt in den wenigen weltweit agierenden Bergbauunternehmen, welche starke Preisimpulse benötigen um neue Reserven zu erschließen oder auch Ressourcen zu suchen. Selbst getätigte Investitionen in neue Vorkommen brauchen 5 bis 7 Jahren oder noch länger, bis sie sich in einer gestiegenen Produktion niederlegen. Die oft fehlende Konkurrenz im Bergbaugeschäft ist ebenfalls einer der Gründe, warum die Preise der Rohstoffe historisch meist gestiegen sind. So wird beispielsweise drei Viertel des weltweiten Eisenerzgeschäfts von drei großen Konzernen -CVRD, Rio Tinto und BHP Billiton - kontrolliert (Jung, 2006).

Im Hinblick auf das Wachstum der Weltwirtschaft kann nur schwer eine Aussage getroffen werden, wie sich die Nachfrage an Rohstoffen entwickelt. Dennoch wird sich der Blick weiter stark auf die wachsenden Schwellenländer in Asien richten, da besonders die bevölkerungsreichen Länder China und Indien einen Lebensstil anstreben, welcher den Industrieländern gleicht. Ebenso ist es nur eine Frage der Zeit, dass ebenfalls aus einem anderen Land oder Region eine ähnliche Nachfrage entsteht wie es in China der Fall ist. Aus diesem Grund kann wohl mit weiter ansteigenden Rohstoffpreisen gerechnet werden, wenn nicht genügend Investitionen in die Erschließung neuer Vorkommen getätigt werden. Nur ein ausreichendes, dem Markt angepasstes Angebot an Rohstoffen, kann dieser

wachsenden Nachfrage entgegenwirken und somit die Preise niedrig halten. So ist auch der drastische Preisanstieg bei Kupfer von 1.600 US\$/t in 2003 auf über 8.400 US\$/t in 2008 ein Resultat einer stagnierenden Produktion im weltweiten Kupferabbau von 2000 bis 2003 und der aus China hauptsächlich stark gewachsenen Nachfrage dieses Rohstoffes. Dennoch entstehen die stark volatilen Kupferpreise nicht ausschließlich aus der hohen Nachfrage Chinas, sondern sind ebenso in den charakteristischen Zyklen der Rohstoffe zurückzuführen (FrondeI, 2006).

Ebenfalls beim Eisenerz, welches zur Stahlproduktion verwendet wird, ist der starke Preisanstieg nicht exklusiv eine Folge schwindender Reserven. Diese würden selbst bei der gegenwärtigen Förderung noch 120 Jahre ausreichen, zumal Ressourcen um ein Vielfaches mehr vorhanden sind. Eher resultiert der Preisanstieg vom Abbau der Überkapazitäten, die den Stahlpreis lange niedrig hielten. Mittlerweile sind diese Überkapazitäten abgebaut und getätigte Investitionen der Bergbauunternehmen greifen nur in starker zeitlicher Verzögerung (FrondeI, 2006).

Es zeigt sich, dass durch die hauptsächlich von China wachsende Nachfrage an diesen beiden Rohstoffen die Preise anstiegen ließ, dagegen können mittel- bis langfristig weitgehende Investitionen der Bergbauunternehmen die Preise wieder senken. Ausschließlich von steigenden Rohstoffpreisen in der Zukunft kann aus diesem Grund dennoch nicht ausgegangen werden, so dass auch der Einfluss auf die Investitionskosten von den untersuchten Energieträgern abnehmen kann.

Ein Beispiel von nun fallenden Rohstoffpreisen ist der Siliziumpreis, welche sich von Höchstständen in den Jahren 2007 und 2008 wieder entspannt hat. Bestehende Siliziumproduzenten haben ihre Kapazitäten erweitert und neue Marktteilnehmer sind hinzugekommen. So gab es 2004 nur sieben Hersteller von multikristallinem Silizium, 2008 sind es zirka 72 gewesen und weitere hundert Hersteller sind in der Planung- bzw. Realisierungsphase (Kreuzmann, 2008).

Dennoch könnten zwei weitere wichtige Rohstoffe, metallurgisches Silizium (MG-Si) und Graphit, welche beide zur multikristallinen Siliziumherstellung benötigt werden, kurz- bis mittelfristig knapp werden. MG-Si ist der Rohstoff für multikristallines Silizium und wird bisher nur zu zirka 5 Prozent von der Solarindustrie benötigt. 50 Prozent geht in die Aluminiumherstellung und ca. 40 Prozent wird von der chemischen Industrie benötigt. Der Rest teilt sich die Halbleiter- und Solarbranche. Eine Tonne mc-Si benötigt wiederum 1,3 t bis 1,6 t MG-Si. Durch den Einbruch der Automobil- und Flugzeugindustrie, welche den größten Bedarf an Aluminium beanspruchen, waren bisher kaum Auswirkungen einer Knappheit bei der multi-kristallinen Siliziumherstellung bemerkbar. Ein Anziehen in anderen Industriezweigen könnte ebenfalls zu einer Verknappung des Ausgangsstoff führen und somit letztendlich die mc-Si Herstellung verteuern (Sollmann, 2009).

Als zweiten knappen Rohstoff, welcher die Preise für mc-Si heben könnte, ist wie in der Hintergrundbeschreibung angesprochene Bedarf an Graphit, welcher in Ofenbauteilen, Schmelzriegeln und Gussformen für die Herstellung von MG-Si und mc-Si benötigt wird, aber ebenso in den Hochöfen bei der Stahlherstellung Verwendung findet. Graphit könnte ab 2011 oder 2012 knapp werden, wenn die kristalline Photovoltaik weiter so wächst wie bisher. Keine oder nur geringe Neuinvestitionen in die Graphitherstellung würden einen erneuten Anstieg der Silizium Preise bedeuten. Zudem kommt, dass die Rohstoffe welche zur Graphitherstellung nötig sind, an Erdöl und Kohlepreise gebunden sind und zudem die Herstellung energieaufwendig ist. Aus geologischer Sicht ist Graphit ausreichend verfügbar, zudem es ebenfalls künstlich hergestellt werden kann (Sollmann, et al., 2008).

Ferner ist das noch relativ teure Silizium nach Sauerstoff das meist verbreitete Element und somit reichlich vorhanden. Vorrusschauende Investitionen in den Ausbau zur Herstellung des Siliziums und den benötigten Materialien kann mittel- bis langfristig die Siliziumkosten weiter sinken lassen. Aus diesem Grund sind Silizium Preise von unter 30 \$/kg durchaus möglich, welche den Anteil an den Modulkosten stark reduzieren würden. Die Minderung der Wafer-Dicke von derzeit ca. 200 µm sowie des Ausschusses, welches noch ein Viertel der Waferkosten ausmacht, würde ebenfalls den dargestellten hohen Einfluss auf die spezifischen Kosten senken. Auf der anderen Seite ist eine Reduzierung des energieaufwendigen Prozesses nötig, damit, wie die Sensitivitätsanalyse gezeigt hat, steigende Energiekosten die Minderung des Ausschusses bzw. des Siliziumbedarfs nicht nur kompensieren.

Auch die Glasherstellung ist keine grundsätzliche Hürde. Allerdings ist die Herstellung von Flachglas sehr energieaufwendig und somit sind seine Kosten an die Energiepreise gekoppelt. Darüber hinaus nimmt der Bedarf an Floatglas mit dem Wachstum der Photovoltaik deutlich zu. Im Jahr 2008 gingen weniger als 1 % der weltweiten Glasproduktion in die Solarindustrie, für 2012 ist zu erwarten, dass es 5 % sein werden. Spezielles eisenarmes Solarglas, wie es die Solarindustrie benötigt, kann möglicherweise zukünftig die Kosten von PV-Anlagen wieder ansteigen lassen, da seine Grundstoffe (Sand, Dolomit und Feldspat) knapper und teurer werden. Außerdem drängen die etablierten Glashersteller dazu, ihre bestehenden Kapazitäten des Floatglases auszulasten, hingegen die PV-Branche auch das zu 80 Prozent energieärmere Walzglas verwenden könnte. Ein Ausbau eigener Solarglaskapazitäten, wie es bereits seit gut einem Jahr zu sehen ist, könnte hier die Materialkosten senken und die Solarindustrie unabhängiger von den etablierten Glashersteller machen (Podewils, 2008).

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse haben gezeigt, dass Beton obwohl es mehrfach, den mit Abstand größten Materialbedarf ausmacht, nur einen sehr geringen Einfluss auf die spezifischen Systemkosten der untersuchten Energieträger besitzt. Der eigentliche Preistreiber des Betons ist neben der erhöhten Nachfrage eines weltweiten Wachstums, der generelle Anstieg der Energiekosten bei der Zementherstellung, wobei Zement nur durchschnittlich 11 Prozent des Betons ausmacht. Der restlichen Bestandteile des Betons sind Kies (41 %), Sand (26 %), Wasser (16 %) und Luft (6 %).

Der Energiebedarf von 2,9 GJ/t bis 4,7 GJ/t Zement in 2006 wird weitgehend von Kohle, Öl, Erdgas und Elektrizität bereitgestellt und zeigt die Kopplung der Zementherstellung an den Energierohstoffpreisen. Energiekosten, welche 20 bis 40 Prozent der Herstellung ausmachen, könnten durch effizientere Verbrennungsverfahren den steigenden Primärenergiekosten entgegenwirken, wie es schon in der Vergangenheit der Fall gewesen ist. So ist der Energieaufwand zur Herstellung des Zements in den Vereinigten Staaten von 5,2 GJ/t 1999 auf 4,5 GJ/t 2006 gesunken (IEAc, 2009). Es zeigt ferner, dass steigende Energiepreise zudem eine Erhöhung der Energieeffizienz nach sich ziehen, sei es in der Zementherstellung, der Glasfertigung oder der Siliziumproduktion.

Literaturverzeichnis

ASIF. 2009. *Hacia la consolidación de la energía solar fotovoltaica en España, Informe anual 2009.* Madrid: Asociación de la Industria Fotovoltaica , 2009.

Bächler, Manfred. 2005. *Cost Comparison of Large Scale Crystalline and Thin-Film PV-Systems.* Sulzemoos : Phoenix SonnenStrom AG, 2005.

BINE. 2005. *Photovoltaik - Innovationen bei Solarzellen und Modulen.* Bonn: FIZ Karlsruhe GmbH, 2005.

Böhme, Dieter; Dürrschmidt, Wolfhart und van Mark, Michael. 2009. *Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung.* Berlin : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2009.

BP. 2009. *BP Statistical Review of World Energy June 2009.* [Online] 06 2009. [Zitat vom: 3. 10 2009.] <http://www.bp.com/statisticalreview>.

Brand, Ruth. 2007. *Variierende Rohstoffpreise und Arbeitskosten, Auswirkungen auf Hersteller und Betreiber von Windenergieanlagen.* HUSUMwind2007 : Enercon GmbH, 2007.

Briem, Sebastian und Markus Blesl, Ulrich Fahl, Michael Ohl, Johannes Moerschner, Ludger Eltrop, Alfred Voß. 2004. *Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken.* Stuttgart : Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2004.

BSW-Solar, Bundesverband Solarwirtschaft e.V. 2009. *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik).* s.l. : Bundesverband Solarwirtschaft e.V.(BSW-Solar), 2009.

BWE . 2006. *Bundesverband WindEnergie e.V., Fakten zur Windenergie.* Berlin : Bundesverband WindEnergie e.V., 2006.

BWEA. 2009. *UK Offshore Wind: Charting the Right Course: Scenarios for offshore capital costs for the next five years.* London : British Wind Energy Association , 2009.

CRU Group. 2009. CRU International Group. [Online] CRU Group, 2009. [Zitat vom: 10. 1 2010.] <http://www.cruonline.crugroup.com/>.

Dones, Roberto und Hirschberg, Stefan. 2007. *CO₂-Emissionen aus dem nuklearen Kreislauf.* Villigen : Paul Scherrer Institut, 2007.

EIA . 2009. *International Energy Outlook 2009.* Washington : Energy Information Administration, U.S. Department of Energy, 2009.

Elsam Engineering A/S. 2004. *Life Cycle Assessment of offshore and onshore sited wind farms.* Fredericia : Elsam Engineering A/S, 2004.

EPIA. 2008. *Solar Generation V – 2008.* Brüssel : European Photovoltaic Industry Association, 2008.

- EPIA. 2009.** *Global Market Outlook for photovoltaics until 2013*. Brussels : European Photovoltaic Industry Association, 2009.
- Espinasse, Marie. 2009.** *PHOTON Consulting's monthly silicon update*. Aachen, 9. 11. 2009.
- Eurostat. 2007.** *Gas and electricity market statistics 1990 - 2006*. Brussels : European Commission, 2007.
- . **2009.** *Panorama of energy, Energy statistics to support EU policies and solutions*. Brussels : European Commission, 2009.
- EWEA. 2009.** *Wind energy statistics*. Brussels : European Wind Energy Association, 2009.
- Fawer, Matthias. 2009.** *Solarenergie 2008, Stürmische Zeiten vor dem nächsten Hoch*. Basel : Sarasin Sustainable Investment, 2009.
- FhG-ISI, IZT gGmbH. 2009.** *Rohstoffe für Zukunftstechnologien*. Fraunhofer IRB Verlag, 2009.
- Finanzen. 2009.** Finanzen. [Online] 2009. [Zitat vom: 8. 11. 2009.]
<http://www.finanzen.net/rohstoffe/oelpreis>.
- First Solar Inc. 2009.** First Solar. [Online] 2009. [Zitat vom: 12. 11. 2009.] <http://www.firstsolar.com/>.
- Fogt, Ufe. 2010.** *Key Account Manager, Pilkington Holding GmbH*. 8. 1. 2010.
- Frondel, Manuel. 2006.** *Trends der Angebots- und Nachfragesituation bei mineralischen Rohstoffen*. Deutschland : Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2006.
- Geyer, Michael, et al. 2002.** *Solarthermische Kraftwerke - Technologien und Perspektiven. ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE)*. [Online] 2002. [Zitat vom: 25. 11. 2009.]
<http://www.fvee.de/publikationen/publikation/download/themen-2002-solare-kraftwerke/>.
- Greenpeace. 2009.** *Concentrating Solar Power 09, Why Renewable Energy is Hot*. Amsterdam : Greenpeace International, 2009.
- GWEC. 2009.** *Global Wind 2008 Report*. Brussels : Global Wind Energy Council, 2009.
- Hug, Rolf und Schachinger, Martin. 2006.** SolarServer. [Online] 15. 08 2006. [Zitat vom: 18. 12. 2009.] <http://www.solarserver.de/solarmagazin/artikelaugust2006.html>.
- IEA PVPS. 2009.** IEA PVPS. [Online] 2009. [Zitat vom: 15. 1 2009.] <http://www.iea-pvps.org/>.
- IEAa. 2009.** *Key World Energy Statistics*. Paris/OECD : International Energy Agency, 2009.
- IEAb. 2009.** *World Energy Outlook 2009*. Paris/OECD : International Energy Agency, 2009.
- IEAc. 2009.** *Energy Technology Transitions for Industry, Strategies for the Next Industrial Revolution*. Paris/OECD : International Energy Agency, 2009.
- IMF. 2009.** International Monetary Fund, Primary Commodity Prices. [Online] 2009. [Zitat vom: 19. 01 2010.] <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.asp>.

- Ito, Masakazu, et al. 2007.** *COMPARATIVE STUDY OF M-SI, A-SI AND CDTE SYSTEM OF VERY LARGE-SCALE PV (VLS-PV) SYSTEMS IN DESERT.* Tokyo : Correspondence to Masakazu Ito, Tokyo Institute of Technology, 2007.
- Jung, Alexander. 2006.** Die neue Macht der Minenriesen. *Spiegel Spezial, Kampf um Rohstoffe.* 2006, 5/2006.
- Jungbluth, Niels; Stucki, Matthias und Frischknecht, Rolf. 2009.** *Part XII Photovoltaic.* Dübendorf : Swiss Center of Live Cycle Inventories, 2009.
- Kreuzmann, Anne. 2008.** Sonnenstrom wird billiger. 2008, Photon , Mai 2008.
- Krewitt, Wolfram; Nast, Michael und Nitsch, Joachim. 2005.** *Energiewirtschaftliche Perspektiven der Fotovoltaik.* Stuttgart : Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., 2005.
- Krohn, Søren, Morthorst; Poul-Erik und Awerbuch, Shimon. 2009.** *The Economics of Wind Energy, A report by the European Wind Energy Association.* Brussels : European Wind Energy Association, 2009.
- Little, Arthur D. 2001.** *Potential Cost Reduction in PV Systems.* Cambridge : Cambridge Consultants Limited, 2001.
- MEPS LTD. 2009.** Management Engineering & Production Services . [Online] 2009. [Zitat vom: 10. 1 2010.] <http://www.meps.co.uk/>.
- Nelles, Christiane. 2007.** *Bundesverband der Glasindustrie e.V.* 2007.
- NETL . 2007.** *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity.* Pittsburgh : National Energy Technology Laboratory , 2007.
- NREL . 2005.** *PV FAQs.* Washington : National Renewable Energy Laboratory, 2005.
- Photon . 2009.** Photon. [Online] August 2009. [Zitat vom: 15.. Dezember 2009.] http://www.photon.de/presse/mitteilungen/Hintergrund_Modulpreise.pdf.
- Pitz-Paal, Robert. 2009.** *Concentrating Solar Power, A Roadmap from Research to Market.* Köln : Deutsches Luft und Raumfahrt Zentrum, 2009.
- Pitz-Paal, Robert; Dersch, Jürgen und Milow, Barbara. 2003.** *European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping.* Stuttgart : Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., 2003.
- Podewils, Christoph. 2008.** Auf dem Glasweg. *Photon,* Februar 2008.
- PVPS, IEA. 2009.** IEA Photovoltaic Power Systems Programme . [Online] IEA PVPS, 2009. [Zitat vom: 10. 12 2009.] <http://www.iea-pvps.org/trends/download/index.htm>.
- Rentzing, Sascha. 2008.** neue Energie. [Online], 4. 2008. [Zitat vom: 28. 11 2009.] <http://www.neueenergie.net/index.php?id=1678>.
- S. Wissel, S. Rath-Nagel, M. Blesl, U. Fahl, A. Voß. 2008.** *Stromerzeugungskosten im Vergleich.* Stuttgart : Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung , 2008.

- Sargent & Lundy Consulting Group LLC. 2003.** *Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*. Chicago : Prepared for Department of Energy and National Renewable Energy Laboratory, 2003.
- Schmid, J. 1994.** *Photovoltaik – Strom aus der Sonne*. Heidelberg : C.F. Müller Verlag, 1994.
- Schnattbaum, Larrs. 2010.** [Zitat vom: 13. 1 2010.] Erlangen, 13. 1 2010.
- Seebregts, A. J. und Tosato, Giancarlo. 2009.** *Gas-Fired Power*. Paris /OECD : IEA OECD ENERGY TECHNOLOGY SYSTEM ANALYSIS PROGRAM, 2009.
- Sinke, Wim C, et al. 2009.** *WAFER-BASED CRYSTALLINE SILICON MODULES AT 1 €/WP: FINAL RESULTS FROM THE CRYSTALCLEAR INTEGRATED PROJECT*. Petten : ECN Solar Energy, 2009.
- Solar Millenium AG. 2008.** *Die Parabolrinnen-Kraftwerke Andasol 1 bis 3*. Erlangen : Solar Millenium AG, 2008.
- Solarpaces.** Solarpaces. [Online] [Zitat vom: 4. 11 2009.] <http://www.solarpaces.org/>.
- SolarServer. 2009.** Solar Server. [Online] [Zitat vom: 3. 11 2009.] http://www.solarserver.de/solarmagazin/solar-report_0809.html.
- Sollmann, Dominik. 2009.** Heiß begehrter Rohstoff. *Photon*, Januar 2009.
- Sollmann, Dominik und Bomfleur, Birgit. 2008.** Leichtgewicht im Rampenlicht. *Photon*, September 2008.
- StBA. 2009.** Statistisches Bundesamt Deutschland. [Online] 2009. [Zitat vom: 11. 12 2009.] <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>.
- Trieb, Franz, et al. 1998.** *Einführung solarthermischer Kraftwerke auf dem Weltenergiemarkt - eine Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik Deutschlands*. Stuttgart : s.n., 1998.
- USGS. 2009.** U.S. Geological Survey. [Online] 2009. [Zitat vom: 30. 01 2010.] <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/silver/mcs-2010-silve.pdf>.
- USGSa. 2009.** U.S. Geological Survey. [Online] 2009. [Zitat vom: 8. 12 2009.] <http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/selenium/>.
- Viebahn, Peter, et al. 2008.** *Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants*. Italy : NEEDS - New Energy Externalities Developments for Sustainability, 2008.
- Willeke, Dr. Gerhard. 2003.** *Erfolge der Photovoltaik-Forschung*. Berlin : ForschungsVerbund Erneuerbare Energien, 2003.
- Windenergie. 2009.** Windenergie. [Online] 2009. [Zitat vom: 20. 01 2010.] http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Energiebilanzen/Datenblatt_EnergAmortisation_WEA.pdf.
- WindEnergie, Bundesverband. 2009.** Bundesverband WindEnergie e.V. [Online] 2009. [Zitat vom: 4. 12 2009.] <http://www.wind-energie.de/>.

Woditsch, P. 2000. *Kostenreduktionspotenziale bei der Herstellung von PV-Modulen.* Berlin : Der ForschungsVerbund Erneuerbare Energien (FVEE), 2000.

Zweibel, Ken. 1999. *Issues in Thin Film PV Manufacturing Cost Reduction.* Golden : National Renewable Energy Laboratory, 1999.