

Bernd Hirschl, Astrid Aretz, Andreas Prahl, Timo Böther, Katharina Heinbach, Daniel Pick, Simon Funcke

Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien

Schriftenreihe des IÖW 196/10



i | ö | w

INSTITUT FÜR
ÖKOLOGISCHE WIRTSCHAFTSFORSCHUNG



ZEE Zentrum für
Erneuerbare Energien

Bernd Hirschl, Astrid Aretz, Andreas Prahl, Timo Böther, Katharina Heinbach, Daniel Pick, Simon Funcke

Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien

In Kooperation mit dem Zentrum für Erneuerbare Energien (ZEE)

Studie im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE)

Schriftenreihe des IÖW 196/10
Berlin, September 2010

ISBN 978-3-932092-99-2

Impressum

Autoren:

Dr. Bernd Hirschl (Projektleitung)

Dr. Astrid Aretz

Andreas Prahl

Timo Böther

Katharina Heinbach

(alle IÖW)

Co-Autoren Kapitel 4:

Dr. Daniel Pick

Simon Funcke

(beide ZEE)

Herausgeber:

Institut für ökologische

Wirtschaftsforschung (IÖW)

Potsdamer Straße 105

D-10785 Berlin

Tel. +49 – 30 – 884 594-0

Fax +49 – 30 – 882 54 39

E-mail: mailbox@ioew.de

www.ioew.de

In Kooperation mit:

Zentrum für Erneuerbare Energien

(ZEE) an der Universität Freiburg

Tennenbacherstr. 4

79106 Freiburg

Zusammenfassung

Kommunen sind wichtige Treiber beim Ausbau Erneuerbarer Energien und können gleichzeitig in relevantem Umfang Profiteure sein, denn im Regelfall werden bisher importierte Energierohstoffe oder Endenergien durch heimische Energiequellen, Technologien und Dienstleistungen ersetzt. Außerdem findet eine Reihe von Wertschöpfungsschritten in den Kommunen selbst statt, die dort zu positiven regionalwirtschaftlichen Wirkungen führen. Wie groß jedoch der Anteil genau ist, der in den Kommunen aus ökonomischer Sicht erwirtschaftet werden kann, d.h. welche Schritte der Wertschöpfung dort in der Regel in welchem Umfang stattfinden, ist bisher wenig bekannt. Die Wissenslücke wird noch größer, wenn man nach den verschiedenen Möglichkeiten und Potenzialen der kommunalen Wertschöpfung der verschiedenen EE-Technologien fragt. Dies verwundert umso mehr, da immer mehr Kommunen den Nutzen Erneuerbarer Energien erkennen und ihre Potenziale heben wollen. Zudem ist sogar ein kleiner Trend hin zu 100 %-EE-Kommunen auf kommunaler wie regionaler Ebene erkennbar. Die Nachfrage nach derartigem Wissen und Informationen ist dementsprechend hoch.

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel dieser Studie, diese Wissenslücke zu schließen bzw. hierzu einen wichtigen Beitrag zu leisten. Die Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) hat dazu Ende 2009 das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und das Zentrum für Erneuerbare Energien (ZEE) beauftragt, eine Studie zu diesem Thema zu erstellen.

Abstract

Communities are important drivers in the development of renewable energies. They can benefit at the same time because, as a rule, previously imported energy feedstocks or final energy will be replaced by local energy sources, technologies and services. Simultaneously, a series of value added steps take place within the community itself and can generate positive local economic effects. Up to now, little is known about the real impact on local economies, i.e. which of the value added steps generally take place in the community and to what extent. Concerning the different possibilities and potential to generate local value added by different renewable energy technologies, the knowledge gap is even greater. This is particularly surprising, since communities are increasingly recognizing the benefits of renewable energy and want to raise its potential. Moreover, a slight trend towards '100% renewable energy communities' can be identified on a local and regional level. This highlights the high demand for such information and knowledge.

Against this background, it is the objective of this study to fill in the described knowledge gap. At the end of 2009, the Renewable Energies Agency (AEE) commissioned the Institute for Ecological Economy Research (IÖW) and the Centre for Renewable Energy (ZEE) to compile a study on this subject.

Die Autorinnen und Autoren:

Dr. Bernd Hirschl ist Leiter des Forschungsfeldes „Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz“ am IÖW. Er beschäftigt sich seit vielen Jahren mit der Entwicklung, Analyse und Bewertung von Politikmaßnahmen sowie Märkten und Produkten im Energie- und Klimabereich, mit einem besonderen Schwerpunkt auf den Erneuerbaren Energien.

Kontakt: Bernd.Hirschl@ioew.de

Tel. +49 – 30 – 884 594-26

Dr. Astrid Aretz ist wissenschaftliche Mitarbeiterin im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz des IÖW. Ihre Arbeitsschwerpunkte sind die Bewertung erneuerbarer Energien und insbesondere der Biomassenutzung, nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz.

Andreas Prahl ist Wirtschaftswissenschaftler und hat als freier Mitarbeiter am IÖW maßgeblich an der Berechnung der Wertschöpfungsketten mitgearbeitet.

Timo Böther ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und beschäftigt sich mit der ökonomischen Bewertung erneuerbarer Energien.

Katharina Heinbach ist Studentin der Geoökologie an der Universität Potsdam und hat die CO₂-Vermeidung durch die Nutzung Erneuerbarer Energien sowie die vermiedenen Importe analysiert.

Dr. Daniel Pick ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Zentrum für Erneuerbare Energien (ZEE). Er hat die empirische Analyse in den Beispielkommunen geleitet. Sein Forschungsschwerpunkt sind Akteursanalysen.

Simon Funcke ist Studierender des Masterprogramms „Renewable Energy Management“ an der Universität Freiburg, studentischer Mitarbeiter am ZEE und hat u.a. die empirischen Erhebungen in zwei der Beispielkommunen durchgeführt.

Inhaltsverzeichnis

0	Kurzfassung der Studie.....	1
1	Einführung.....	21
2	Übergreifende Berechnungsmethoden und Annahmen.....	27
3	Analyse der Wertschöpfungsketten Erneuerbarer Energien	39
4	Analyse von Beispielkommunen (anonymisiert)	181
5	Analyse von modellierten Kommunen.....	187
6	Kommunale Wertschöpfung in Deutschland – Hochrechnungen für 2009..	201
7	Szenariobasierte Hochrechnungen für 2020	211
8	Anhang	223
9	Literaturverzeichnis.....	241

Inhaltsverzeichnis

0	Kurzfassung der Studie.....	1
0.1	Einführung: Licht ins Dunkel der kommunalen Wertschöpfung.....	1
0.2	Zentrale Berechnungsmethoden und Annahmen	3
0.3	Wertschöpfung von der Produktion bis zum Rückbau – am Beispiel Wind Onshore	5
0.4	Wertschöpfung am Beispiel einer „durchschnittlichen“ Kommune	9
0.5	Kommunale Wertschöpfung in Deutschland – Hochrechnung für 2009.....	10
0.6	Perspektive 2020	13
0.7	Fazit.....	17
1	Einführung.....	21
1.1	Definition der kommunalen Wertschöpfung in dieser Studie und zentrale Begriffe.....	21
1.2	Eingrenzung des Untersuchungsrahmens und Aufbau der Studie.....	24
2	Übergreifende Berechnungsmethoden und Annahmen.....	27
2.1	Umsatzstruktur der Wertschöpfungskette.....	28
2.2	Gewinne	29
2.2.1	Allgemeiner Ansatz.....	29
2.2.2	Spezialfälle	30
2.3	Beschäftigungseffekte.....	31
2.3.1	Allgemeiner Ansatz.....	31
2.3.2	Spezialfälle	32
2.4	Steuern.....	32
2.4.1	Unternehmenssteuern	33
2.4.2	Einkommensteuer und Sozialabgaben.....	34
2.4.3	Kommunale Steuereinnahmen	36
3	Analyse der Wertschöpfungsketten Erneuerbarer Energien	39
3.1	Windenergie Onshore	39
3.1.1	Kostenstruktur.....	39
3.1.1.1	Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel	39
3.1.1.2	Betriebskosten	40
3.1.2	Gewinne.....	42
3.1.3	Einkommenseffekte	44
3.1.4	Steuern und Pachteinnahmen	46
3.1.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	48
3.2	Windenergie Repowering.....	51
3.2.1	Kostenstruktur.....	51
3.2.2	Gewinne.....	52
3.2.3	Einkommenseffekte	54
3.2.4	Steuern	55
3.2.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	58
3.3	Photovoltaik-Kleinanlagen.....	60
3.3.1	Kostenstruktur.....	60

3.3.1.1	Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel	60
3.3.1.2	Betriebskosten	62
3.3.2	Gewinne	63
3.3.3	Einkommenseffekte	64
3.3.4	Steuern.....	66
3.3.5	Zusammenfassung der Ergebnisse	67
3.4	Photovoltaik-Großanlagen (Dach und Freiland).....	70
3.4.1	Kostenstrukturen	70
3.4.1.1	Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel	70
3.4.1.2	Betriebskosten	72
3.4.2	Gewinne	74
3.4.3	Einkommenseffekte	75
3.4.4	Steuern.....	77
3.4.5	Zusammenfassung der Ergebnisse	80
3.5	Solarthermie-Kleinanlagen	84
3.5.1	Kostenstruktur	84
3.5.1.1	Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel	84
3.5.1.2	Betriebskosten	86
3.5.2	Gewinne	87
3.5.3	Einkommenseffekte	87
3.5.4	Steuern.....	88
3.5.5	Zusammenfassung der Ergebnisse	90
3.6	Solarthermie-Großanlagen	93
3.6.1	Kostenstruktur	93
3.6.1.1	Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel	93
3.6.1.2	Betriebskosten	94
3.6.2	Gewinne	95
3.6.3	Einkommenseffekte	95
3.6.4	Steuern.....	96
3.6.5	Zusammenfassung der Ergebnisse	97
3.7	Wärmepumpen (kleine Geothermieanlagen)	100
3.7.1	Kostenstruktur	100
3.7.1.1	Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel	100
3.7.1.2	Betriebskosten	101
3.7.2	Gewinne	102
3.7.3	Einkommenseffekte	103
3.7.4	Steuern.....	103
3.7.5	Zusammenfassung der Ergebnisse	105
3.8	Wasserkraft-Kleinanlagen	107
3.8.1	Kostenstruktur	107
3.8.1.1	Investitions- und Baukosten	107
3.8.1.2	Betriebskosten	108
3.8.2	Gewinne	109
3.8.3	Einkommenseffekte	110
3.8.4	Steuern.....	111
3.8.5	Zusammenfassung der Ergebnisse	113
3.9	Biogas-Kleinanlagen	116
3.9.1	Kostenstruktur	116
3.9.1.1	Kosten für Investition, Planung, Installation etc.	116
3.9.1.2	Betriebskosten	117

	3.9.2	Gewinne.....	118
	3.9.3	Einkommenseffekte	120
	3.9.4	Steuern	121
	3.9.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	123
3.10		Biogas-Großanlagen	126
	3.10.1	Kostenstruktur.....	126
	3.10.1.1	Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel	126
	3.10.1.2	Betriebskosten	127
	3.10.2	Gewinne.....	128
	3.10.3	Einkommenseffekte	129
	3.10.4	Steuern	131
	3.10.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	133
3.11		Biomasse-Kleinanlagen	136
	3.11.1	Kostenstruktur.....	136
	3.11.1.1	Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel	136
	3.11.1.2	Betriebskosten	137
	3.11.2	Gewinne.....	138
	3.11.3	Einkommenseffekte	139
	3.11.4	Steuern	139
	3.11.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	141
3.12		Biomasse-Großanlagen	144
	3.12.1	Kostenstruktur.....	144
	3.12.1.1	Investitionskosten	144
	3.12.1.2	Betriebskosten	145
	3.12.2	Gewinne.....	146
	3.12.3	Einkommenseffekte	147
	3.12.4	Steuern	148
	3.12.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	150
3.13		Pflanzenöl	153
	3.13.1	Kostenstruktur.....	153
	3.13.1.1	Investitionskosten	153
	3.13.1.2	Betriebskosten	153
	3.13.2	Gewinne.....	155
	3.13.3	Einkommenseffekte	156
	3.13.4	Steuern	157
	3.13.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	158
3.14		Bioethanol	160
	3.14.1	Kostenstruktur.....	160
	3.14.1.1	Investitionskosten	160
	3.14.1.2	Betriebskosten	161
	3.14.2	Gewinne.....	162
	3.14.3	Einkommenseffekte	164
	3.14.4	Steuern	165
	3.14.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	166
3.15		Biodiesel.....	168
	3.15.1	Kostenstruktur.....	168
	3.15.1.1	Investitionskosten	168
	3.15.1.2	Betriebskosten	168
	3.15.2	Gewinne.....	169
	3.15.3	Einkommenseffekte	170

3.15.4	Steuern.....	171
3.15.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	173
3.16	Vergleich der Effekte der betrachteten EE-Technologien.....	175
4	Analyse von Beispielkommunen (anonymisiert).....	181
4.1	Vorgehen und Methoden.....	181
4.2	Ergebnisse.....	182
4.2.1	Beispielkommune bis 5.000 Einwohner, Schwerpunkt Photovoltaik.....	182
4.2.2	Beispielkommune bis 20.000 Einwohner, Schwerpunkt Biogas.....	183
4.2.3	Beispielkommune bis 100.000 Einwohner, Schwerpunkt Biomasse.....	185
5	Analyse von modellierten Kommunen.....	187
5.1	Vorgehen und Methoden.....	187
5.2	Ergebnisse.....	189
6	Kommunale Wertschöpfung in Deutschland – Hochrechnungen für 2009..	201
6.1	Vorgehen, Methoden und Annahmen.....	201
6.2	Ergebnisse für Deutschland 2009.....	203
7	Szenariobasierte Hochrechnungen für 2020.....	211
7.1	Vorgehen, Methoden und Annahmen.....	211
7.2	Entwicklung der gesamten kommunalen Wertschöpfung und anderer Indikatoren.....	212
7.3	Hochrechnung 2020 für Modellkommune 4.....	219
8	Anhang.....	223
8.1	Vergleichende Auswertung der Ausbauszenarien von BMU und BEE.....	223
8.1.1	BEE Ausbauprognose - Kurzprofil.....	223
8.1.2	BMU Leitszenario 2009 – Kurzprofil.....	223
8.1.3	Ergebnisse im Vergleich.....	224
8.1.3.1	Stromerzeugung im Jahr 2020.....	224
8.1.3.2	Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2020.....	225
8.1.3.3	Biokraftstoffe im Jahr 2020.....	226
8.1.4	Annahmen zur Entwicklung der Importpreise und –quoten fossiler Energieträger.....	227
8.1.5	Substitution fossiler Energieträger und vermiedene Importe.....	228
8.1.5.1	Stromsektor 2009 und 2020.....	228
8.1.5.2	Wärmesektor 2009 und 2020.....	231
8.1.5.3	Verkehr 2020.....	233
8.2	Substitution fossiler Energieträger und vermiedene Importe – spezifische Faktoren.....	234
8.2.1	Strom.....	235
8.2.2	Wärme.....	236
8.2.3	Verkehr.....	240
9	Literaturverzeichnis.....	241

Abbildungsverzeichnis

Abb. 0.1:	Kommunale Wertschöpfung durch 1 kW WEA (Onshore), einmalige und jährliche Effekte, 2009.....	8
Abb. 0.2:	Kommunale Wertschöpfung durch 1 kW WEA (Onshore), über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	8
Abb. 0.3:	Kommunale Wertschöpfung einer modellierten Kommune mit durchschnittlichem EE-Ausbaugrad im Jahr 2009	10
Abb. 0.4:	Gesamte kommunale Wertschöpfung, hochgerechnet für die Jahre 2009 sowie 2020 nach Wachstumsdaten gemäß BMU- und BEE-Szenario.....	14
Abb. 0.5:	Kommunale Wertschöpfung der Modellkommune (75.000 Einwohner, durchschnittlicher EE-Ausbau), hochgerechnet für die Jahre 2009 sowie 2020 nach Wachstumsdaten gemäß BMU- und BEE-Szenario in Euro	16
Abb. 1.1:	Zentrale Bestandteile kommunaler Wertschöpfung	22
Abb. 1.2:	Einordnung kommunaler Wertschöpfung zur gesamten Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien in Deutschland	23
Abb. 2.1:	Kommunale Steuereinnahmen in den Jahren 2008 und 2009.....	37
Abb. 3.1:	Kommunale Wertschöpfung von Windenergie Onshore, einmalige und jährliche Effekte, 2009.....	50
Abb. 3.2:	Kommunale Wertschöpfung von Windenergie Onshore über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	50
Abb. 3.3:	Kommunale Wertschöpfung von Windenergie Repowering, einmalige und jährliche Effekte, 2009	59
Abb. 3.4:	Kommunale Wertschöpfung von Windenergie Repowering über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	59
Abb. 3.5:	Kommunale Wertschöpfung von Photovoltaik-Kleinanlagen, einmalige und jährliche Effekte 2009	69
Abb. 3.6:	Kommunale Wertschöpfung von Photovoltaik-Kleinanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	69
Abb. 3.7:	Kommunale Wertschöpfung von PV-Großanlagen (Freiland), einmalige und jährliche Effekte, 2009	82
Abb. 3.8:	Kommunale Wertschöpfung von PV-Großanlagen (Freiland) über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	82
Abb. 3.9:	Kommunale Wertschöpfung von PV-Großanlagen (Dach), einmalige und jährliche Effekte, 2009.....	83
Abb. 3.10:	Kommunale Wertschöpfung von PV-Großanlagen (Dach) über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	83
Abb. 3.11:	Kommunale Wertschöpfung von Solarthermie-Kleinanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009	92
Abb. 3.12:	Kommunale Wertschöpfung von Solarthermie -Kleinanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	92
Abb. 3.13:	Kommunale Wertschöpfung von Solarthermie-Großanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009	99
Abb. 3.14:	Kommunale Wertschöpfung von Solarthermie -Großanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	99
Abb. 3.15:	Kommunale Wertschöpfung von Wärmepumpenanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009.....	106

Abb. 3.16:	Kommunale Wertschöpfung von Wärmepumpenanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	106
Abb. 3.17:	Kommunale Wertschöpfung von Wasserkraft-Kleinanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009	115
Abb. 3.18:	Kommunale Wertschöpfung von Wasserkraft-Kleinanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit, 2009	115
Abb. 3.19:	Kommunale Wertschöpfung von Biogas-Kleinanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009	125
Abb. 3.20:	Kommunale Wertschöpfung von Biogas-Kleinanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	125
Abb. 3.21:	Kommunale Wertschöpfung von Biogas-Großanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009	135
Abb. 3.22:	Kommunale Wertschöpfung von Biogas-Großanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	135
Abb. 3.23:	Kommunale Wertschöpfung von Biomasse-Kleinanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009	143
Abb. 3.24:	Kommunale Wertschöpfung von Biomasse-Kleinanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	143
Abb. 3.25:	Kommunale Wertschöpfung von Biomasse-Großanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009	152
Abb. 3.26:	Kommunale Wertschöpfung von Biomasse-Großanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit	152
Abb. 3.27:	Kommunale Wertschöpfung Pflanzenöl, 2009	159
Abb. 3.28:	Kommunale Wertschöpfung Bioethanol, 2009	167
Abb. 3.29:	Kommunale Wertschöpfung Biodiesel, 2009	174
Abb. 3.30:	Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte Strom erzeugender EE-Anlagen in 2009 in Euro pro kWh _{el} , aufgeteilt nach Nettoeinkommen, Gewinnen und Steuern	177
Abb. 3.31:	Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte Strom erzeugender EE-Anlagen in 2009 in Euro pro kWh _{el} , aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen	177
Abb. 3.32:	Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte Wärme erzeugender EE-Anlagen in 2009 in Euro pro kWh _{th} , aufgeteilt nach Nettoeinkommen, Gewinnen und Steuern	178
Abb. 3.33:	Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte Wärme erzeugender EE-Anlagen in 2009 in Euro pro kWh _{th} , aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen	178
Abb. 3.34:	Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte bei Biokraftstoffen in 2009 in Euro pro 1.000 Liter, aufgeteilt nach Nettoeinkommen, Gewinnen und Steuern	179
Abb. 3.35:	Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte bei Biokraftstoffen in 2009 in Euro pro 1.000 Liter, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen	179
Abb. 3.36:	Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Beispielkommune 1, Kategorie bis 5.000 Einwohner, im Jahr 2009	183
Abb. 3.37:	Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Beispielkommune 2, Kategorie bis 20.000 Einwohner, im Jahr 2009	185
Abb. 3.38:	Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Beispielkommune 3, Kategorie bis 100.000 Einwohner, 2009	186
Abb. 5.1:	Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Modellkommune 1, 2009	191
Abb. 5.2:	Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Modellkommune 2, 2009	193
Abb. 5.3:	Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Modellkommune 3, 2009	195
Abb. 5.4:	Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Modellkommune 4, 2009	197
Abb. 5.5:	Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Modellkommune 5, 2009	199
Abb. 6.1:	Import- und Exportquoten unter Beachtung der Wertschöpfungstiefe im Jahr 2004 nach BMU (2006)	202

Abb. 6.2:	Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte stromerzeugender EE-Anlagen in 2009 in Mio. Euro, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen.....	207
Abb. 6.3:	Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte wärmeerzeugender EE-Anlagen in 2009 in Mio. Euro, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen.....	208
Abb. 6.4:	Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte Biokraftstoffe in 2009 in Mio. Euro, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen.....	209
Abb. 6.5:	Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte über alle EE-Sparten in 2009 in Mio. Euro, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen.....	210
Abb. 7.1:	Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte über alle EE-Sparten im BMU-Szenario in Mio. Euro, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen.....	214
Abb. 7.2:	Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte über alle EE-Sparten im BEE-Szenario in Mio. Euro, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen.....	214
Abb. 7.3:	Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2020 (BMU Szenario).....	221
Abb. 7.4:	Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in MK 4 im Jahr 2020 (BEE Szenario).....	222

Tabellenverzeichnis

Tab. 0.1:	Untersuchte Wertschöpfungsketten der Erneuerbaren Energien.....	2
Tab. 0.2:	Kostenpositionen einer Windenergieanlage.....	5
Tab. 0.3:	Ausgewählte Ergebnisse der Hochrechnung kommunaler Wertschöpfungseffekte durch Erneuerbare Energien 2009.....	12
Tab. 0.4:	Ausgewählte Ergebnisse der Hochrechnung kommunaler Wertschöpfungseffekte durch Erneuerbare Energien in 2020 gemäß BMU-Szenario.....	15
Tab. 0.5:	Ausgewählte Ergebnisse der Hochrechnung kommunaler Wertschöpfungseffekte durch Erneuerbare Energien in 2020 gemäß BEE-Szenario.....	15
Tab. 1.1:	Untersuchte Wertschöpfungsketten der Erneuerbaren Energien.....	24
Tab. 2.1:	Beitragsbemessungsgrenzen der Sozialversicherungen für das Jahr 2009.....	36
Tab. 3.1:	Investitions- und Investitionsnebenkostenstruktur bei Windenergie Onshore.....	40
Tab. 3.2:	Betriebskosten bei Windenergie Onshore.....	41
Tab. 3.3:	Betriebskosten bei Windenergie Onshore.....	42
Tab. 3.4:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Windenergie Onshore.....	43
Tab. 3.5:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Windenergie Onshore.....	45
Tab. 3.6:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Windenergie Onshore.....	47
Tab. 3.7:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte bei Windenergie Onshore.....	49
Tab. 3.8:	Investitions- und Investitionsnebenkostenstruktur sowie Betriebskosten bei Windenergie Repowering.....	51
Tab. 3.9:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Windenergie Repowering.....	53
Tab. 3.10:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Windenergie Repowering.....	55
Tab. 3.11:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Windenergie Repowering.....	56
Tab. 3.12:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte bei Wind Repowering.....	58
Tab. 3.13:	Investitionskosten von PV-Kleinanlagen (inkl. Installationskosten) in Deutschland und Marktanteile der Zellentechnologien im Jahr 2009.....	60

Tab. 3.14:	Investitions- und Installationskostenstruktur (inkl. Großhandel) sowie Umsätze von Photovoltaik-Kleinanlagen	62
Tab. 3.15:	Betriebskosten von PV-Kleinanlagen und generierte Umsätze relevanter Wertschöpfungsschritte	63
Tab. 3.16:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei PV-Kleinanlagen.....	64
Tab. 3.17:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei PV-Kleinanlagen	65
Tab. 3.18:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Photovoltaik-Kleinanlagen.....	67
Tab. 3.19:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Photovoltaik-Kleinanlagen	68
Tab. 3.20:	Investitionskosten von PV-Großanlagen (inkl. Installationskosten) in Deutschland und Marktanteile der Zelltechnologien im Jahr 2009.....	70
Tab. 3.21:	Investitions- und Installationskostenstruktur (inkl. Großhandel) sowie Umsätze von PV-Großanlagen (Freiland).....	71
Tab. 3.22:	Investitions- und Installationskostenstruktur (inkl. Großhandel) sowie Umsätze von PV-Großanlagen (Dach)	72
Tab. 3.23:	Betriebskosten von PV-Großanlagen (Freiland und Dach)	73
Tab. 3.24:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei PV-Großanlagen (Freiland und Dach)	75
Tab. 3.25:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei PV-Großanlagen (Freiland und Dach)	76
Tab. 3.26:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei PV-Großanlagen (Freiland).....	78
Tab. 3.27:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei PV-Großanlagen (Dach)	79
Tab. 3.28:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von PV-Großanlagen (Freiland).....	80
Tab. 3.29:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von PV-Großanlagen (Dach)	80
Tab. 3.30:	Investitions- und Installationskostenstruktur von Solarthermie-Kleinanlagen	85
Tab. 3.31:	Investitions- und Installationskostenstruktur (inkl. Handel) sowie Umsätze von Solarthermie-Kleinanlagen	85
Tab. 3.32:	Betriebskosten von Solarthermie-Kleinanlagen und generierte Umsätze relevanter Wertschöpfungsschritte	86
Tab. 3.33:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Solarthermie-Kleinanlagen	87
Tab. 3.34:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Solarthermie-Kleinanlagen	88
Tab. 3.35:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Solarthermie-Kleinanlagen.....	88
Tab. 3.36:	Spezifische Investitionskosten und Umsatzsteuer von Solarthermie-Kleinanlagen	89
Tab. 3.37:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Solarthermie-Kleinanlagen.....	90
Tab. 3.38:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Solarthermie-Kleinanlagen.....	91
Tab. 3.39:	Investitions- und Installationskostenstruktur von Solarthermie-Großanlagen	93
Tab. 3.40:	Investitions- und Installationskostenstruktur (inkl. Handel) sowie Umsätze von Solarthermie-Großanlagen	94
Tab. 3.41:	Betriebskosten von Solarthermie-Großanlagen und generierte Umsätze relevanter Wertschöpfungsschritte	94
Tab. 3.42:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Solarthermie-Großanlagen.....	95
Tab. 3.43:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Solarthermie-Großanlagen	96
Tab. 3.44:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Solarthermie-Großanlagen.....	97
Tab. 3.45:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Solarthermie-Großanlagen	98
Tab. 3.46:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Solarthermie-Großanlagen	98
Tab. 3.47:	Investitions- und Installationskosten von Wärmepumpenanlagen.....	100
Tab. 3.48:	Investitions- und Installationskostenstruktur (inkl. Handel) sowie Umsätze von Wärmepumpenanlagen	101
Tab. 3.49:	Betriebskosten von Wärmepumpenanlagen.....	101
Tab. 3.50:	Betriebskosten von Wärmepumpenanlagen und generierte Umsätze relevanter Wertschöpfungsschritte	102

Tab. 3.51:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt von Wärmepumpenanlagen.....	102
Tab. 3.52:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Wärmepumpenanlagen	103
Tab. 3.53:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Wärmepumpenanlagen	104
Tab. 3.54:	Spezifische Investitionskosten und Umsatzsteuer von Wärmepumpenanlagen.....	104
Tab. 3.55:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Wärmepumpenanlagen	105
Tab. 3.56:	Investitions- und Baukostenstruktur von Wasserkraft-Kleinanlagen	107
Tab. 3.57:	Investitions- und Installationskostenstruktur von Wasserkraft-Kleinanlagen	108
Tab. 3.58:	Betriebskosten von Wasserkraft-Kleinanlagen.....	109
Tab. 3.59:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt von Wasserkraft-Kleinanlagen	110
Tab. 3.60:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Wasserkraft-Kleinanlagen	111
Tab. 3.61:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Wasserkraft-Kleinanlagen.....	112
Tab. 3.62:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Wasserkraft-Kleinanlagen	114
Tab. 3.63:	Investitionskostenstruktur von Biogas-Kleinanlagen	116
Tab. 3.64:	Betriebskosten von Biogas-Kleinanlagen	118
Tab. 3.65:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Biogas-Kleinanlagen	119
Tab. 3.66:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Biogas-Kleinanlagen	120
Tab. 3.67:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Biogas-Kleinanlagen	122
Tab. 3.68:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Biogas-Kleinanlagen.....	123
Tab. 3.69:	Investitions- und Investitionsnebenkostenstruktur von Biogas-Großanlagen	126
Tab. 3.70:	Betriebskosten von Biogas-Großanlagen.....	127
Tab. 3.71:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Biogas-Großanlagen	129
Tab. 3.72:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Biogas-Großanlagen	130
Tab. 3.73:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Biogas-Großanlagen.....	132
Tab. 3.74:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Biogas-Großanlagen.....	134
Tab. 3.75:	Investitions- und Installationskostenstruktur von Biomasse-Kleinanlagen.....	136
Tab. 3.76:	Betriebskosten von Biomasse-Kleinanlagen	137
Tab. 3.77:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Biomasse-Kleinanlagen	138
Tab. 3.78:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Biomasse-Kleinanlagen.....	139
Tab. 3.79:	Spezifische Investitionskosten und Umsatzsteuer von Biomasse-Kleinanlagen	140
Tab. 3.80:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Biomasse-Kleinanlagen	140
Tab. 3.81:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte bei Biomasse-Kleinanlagen	142
Tab. 3.82:	Investitions- und Investitionsnebenkostenstruktur von Biomasse-Großanlagen.....	144
Tab. 3.83:	Betriebskosten von Biomasse-Großanlagen.....	145
Tab. 3.84:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Biomasse-Großanlagen	146
Tab. 3.85:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Biomasse-Großanlagen	148
Tab. 3.86:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Biomasse Großanlagen	149
Tab. 3.87:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Biomasse-Großanlagen.....	151
Tab. 3.88:	Investitions- und Investitionsnebenkostenstruktur von Pflanzenöl.....	153
Tab. 3.89:	Betriebskosten von Pflanzenöl	154
Tab. 3.90:	Jährliche Kosten und Umsätze pro 1.000 Liter produzierten Pflanzenöls.....	154
Tab. 3.91:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Pflanzenöl.....	156
Tab. 3.92:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Pflanzenöl.....	157
Tab. 3.93:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Pflanzenöl	158
Tab. 3.94:	Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte bei Pflanzenöl	159
Tab. 3.95:	Investitionskostenstruktur von Bioethanol	160
Tab. 3.96:	Investitions- und Betriebskosten von Bioethanol.....	161
Tab. 3.97:	Jährliche Kosten und Umsätze pro 1.000 Liter produzierten Bioethanols	162
Tab. 3.98:	Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Bioethanol	163
Tab. 3.99:	Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Bioethanol.....	164
Tab. 3.100:	Ermittlung der Kommunalsteuern bei Bioethanol	166

Tab. 3.101: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Bioethanol	167
Tab. 3.102: Jährliche Kosten von Biodiesel	168
Tab. 3.103: Jährliche Kosten und Umsätze pro Liter produzierten Biodiesels	169
Tab. 3.104: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Biodiesel	170
Tab. 3.105: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Biodiesel	171
Tab. 3.106: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Biodiesel.....	172
Tab. 3.107: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte bei Biodiesel.....	173
Tab. 3.108: Übersicht zentraler Wertschöpfungsschritte in Beispielkommune 1.....	182
Tab. 3.109: Übersicht zentraler Wertschöpfungsschritte in Beispielkommune 2.....	184
Tab. 3.110: Übersicht zentraler Wertschöpfungsschritte in Beispielkommune 3.....	186
Tab. 5.1: Übersicht des Aufbaus der Modellkommunen mit wesentlichen Merkmalen	188
Tab. 5.2: Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 1 im Jahr 2009	190
Tab. 5.3: Vermiedene CO ₂ -Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 1 im Jahr 2009	190
Tab. 5.4: Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 2 im Jahr 2009	192
Tab. 5.5: Vermiedene CO ₂ -Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 2 im Jahr 2009	192
Tab. 5.6: Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 3 im Jahr 2009	194
Tab. 5.7: Vermiedene CO ₂ -Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 3 im Jahr 2009	194
Tab. 5.8: Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2009	196
Tab. 5.9: Vermiedene CO ₂ -Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2009	196
Tab. 5.10: Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 5 im Jahr 2009	198
Tab. 5.11: Vermiedene CO ₂ -Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 5 im Jahr 2009	198
Tab. 6.1: Hochgerechnete kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2009.....	205
Tab. 6.2: Hochgerechnete direkte Beschäftigungseffekte, vermiedene Emissionen und vermiedene Importe fossiler Brennstoffe durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2009.....	206
Tab. 7.1: Spezifische Investitionskosten der EE-Anlagen im Jahr 2009 und 2020	211
Tab. 7.2: Gesamte kommunale Wertschöpfung im Vergleich, Hochrechnungen Deutschland für 2009 sowie 2020 nach BMU- und BEE-Szenario.....	213
Tab. 7.3: Gesamte kommunale Gewerbe- und Einkommensteuer im Vergleich, Hochrechnungen Deutschland für 2009 sowie 2020 nach BMU- und BEE-Szenario .	215
Tab. 7.4: Gesamte Beschäftigungseffekte aus kommunaler Wertschöpfung im Vergleich, Hochrechnungen Deutschland für 2009 sowie 2020 nach BMU- und BEE-Szenario .	215
Tab. 7.5: Gesamte vermiedene Importe fossiler Brennstoffe im Vergleich, Hochrechnungen Deutschland für 2009 sowie 2020 nach BMU- und BEE-Szenario	216
Tab. 7.6: Hochgerechnete kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2020 gemäß BMU-Szenario	217
Tab. 7.7: Hochgerechnete direkte Beschäftigungseffekte, vermiedene Emissionen und vermiedene Importe fossiler Brennstoffe durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2020 gemäß BMU-Szenario	217

Tab. 7.8:	Hochgerechnete kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2020 gemäß BEE-Szenario.....	218
Tab. 7.9:	Hochgerechnete direkte Beschäftigungseffekte, vermiedene Emissionen und vermiedene fossiler Brennstoffimporte durch EE in Deutschland 2020 gemäß BEE-Szenario	218
Tab. 7.10:	Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2020 (BMU Szenario)	220
Tab. 7.11:	Vermiedene CO ₂ -Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2020 (BMU Szenario)	220
Tab. 7.12:	Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2020 (BEE Szenario)	221
Tab. 7.13:	Vermiedene CO ₂ -Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2020 (BEE Szenario)	222
Tab. 8.1:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2020	224
Tab. 8.2:	Brutto-Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern in Deutschland im Jahr 2020 ..	225
Tab. 8.3:	Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2020	225
Tab. 8.4:	Biokraftstoffbereitstellung im Jahr 2020	226
Tab. 8.5:	Entwicklung der Importpreise für fossile Brennstoffe bis 2020.....	227
Tab. 8.6:	CO ₂ -Aufschlag für die zukünftige Kostenbelastung durch CO ₂ -Zertifikate im Jahr 2020	227
Tab. 8.7:	Entwicklung der Importquoten fossiler Energieträger bis zum Jahr 2020	228
Tab. 8.8:	Wirkungsgradsteigerung des Kraftwerkparks bis zum Jahr 2020	228
Tab. 8.9:	Substitutionsfaktoren für EE-Strom (Klobasa et al. 2009).....	229
Tab. 8.10:	Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung 2009 und 2020 in Deutschland (Primärenergie in TWh) (Werte gerundet)	230
Tab. 8.11:	Brutto-Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung 2009 und 2020 in Deutschland (Werte gerundet)	230
Tab. 8.12:	Vermiedene Importe fossiler Energieträger zur Stromerzeugung 2009 und 2020.....	231
Tab. 8.13:	Substitutionsfaktoren für EE-Wärme	232
Tab. 8.14:	Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung 2009 und 2020 (Primärenergie in TWh)	232
Tab. 8.15:	Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung 2009 und 2020	233
Tab. 8.16:	Vermiedene Importe fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung 2009 und 2020...	233
Tab. 8.17:	Eingesparte fossile Primärenergie (brutto) durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor 2009 und 2020 in TWh	234
Tab. 8.18:	Brutto-Einsparung fossiler Kraftstoffe durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor 2009 und 2020 in Mio. Liter.....	234
Tab. 8.19:	Vermiedene Importe fossiler Kraftstoffe im Sektor Verkehr durch die Nutzung erneuerbarer Energien 2009 und 2020	234
Tab. 8.20:	Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung 2009– eingesparte Primärenergie in kWh pro kWh EE-Strom	235
Tab. 8.21:	Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung 2009 pro kWh EE-Strom.....	235
Tab. 8.22:	Vermiedene Importe fossiler Energieträger zur Stromerzeugung 2009 in Euro pro kWh EE-Strom	236
Tab. 8.23:	Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung 2009 – eingesparte Primärenergie in kWh pro kWh EE-Wärme..	236

Tab. 8.24:	Eingesparte Primärenergie durch die Substitution von Fernwärme durch Erneuerbare Energien in kWh pro kWh EE-Wärme	237
Tab. 8.25:	Eingesparte Primärenergie durch die Substitution von Elektrizität zur Wärmeerzeugung durch Erneuerbare Energien in kWh pro kWh EE-Wärme	238
Tab. 8.26:	Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung 2009 pro kWh EE-Wärme	238
Tab. 8.27:	Vermiedene Importe fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung 2009 in Euro pro kWh EE-Wärme	239
Tab. 8.28:	Eingesparte fossile Kraftstoffe durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor 2009.....	240
Tab. 8.29:	Vermiedene Importe fossiler Kraftstoffe im Sektor Verkehr durch die Nutzung erneuerbarer Energien 2009 in Euro pro kWh.....	240

0 Kurzfassung der Studie

0.1 Einführung: Licht ins Dunkel der kommunalen Wertschöpfung

Kommunen sind wichtige Treiber beim Ausbau Erneuerbarer Energien (nachfolgend auch kurz: EE) und können gleichzeitig in relevantem Umfang Profiteure sein. Denn im Regelfall werden bisher importierte Energierohstoffe oder Endenergien durch heimische Energiequellen, Technologien und Dienstleistungen ersetzt. Gleichzeitig findet eine Reihe von Wertschöpfungsschritten in den Kommunen selbst statt, die dort zu positiven regionalwirtschaftlichen Wirkungen führen. Wie groß jedoch der Anteil genau ist, der in den Kommunen aus ökonomischer Sicht erwirtschaftet werden kann, d.h. welche Schritte der Wertschöpfung dort in der Regel in welchem Umfang stattfinden, ist bisher wenig bekannt. Die Wissenslücke wird noch größer, wenn man nach den verschiedenen Möglichkeiten und Potenzialen der kommunalen Wertschöpfung der verschiedenen EE-Technologien fragt. Dies verwundert umso mehr, da immer mehr Kommunen den Nutzen Erneuerbarer Energien erkennen und ihre Potenziale heben wollen. Zudem ist sogar ein kleiner Trend hin zu 100 %-EE-Kommunen auf kommunaler wie regionaler Ebene erkennbar.¹ Die Nachfrage nach derartigem Wissen und Informationen ist dementsprechend hoch.

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel dieser Studie, diese Wissenslücke zu schließen bzw. hierzu einen wichtigen Beitrag zu leisten. Die Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) hat dazu Ende 2009 das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung beauftragt, eine Studie zu diesem Thema zu erstellen. Projektpartner des IÖW war das Zentrum für Erneuerbare Energien (ZEE) an der Universität Freiburg.²

Definition der kommunalen Wertschöpfung

Der Begriff der Wertschöpfung im Allgemeinen sowie der kommunalen Wertschöpfung im Speziellen wird sehr uneinheitlich verwendet. Wir definieren die „Schöpfung“ von ökonomischen Werten auf kommunaler Ebene als Zusammensetzung aus:³

- den erzielten Gewinnen (nach Steuern) beteiligter Unternehmen,
- den Nettoeinkommen der beteiligten Beschäftigten und
- den auf Basis der betrachteten Wertschöpfungsschritte gezahlten Steuern.

Bei letzteren stehen bei kommunaler Betrachtung insbesondere die Gewerbesteuer auf die Unternehmensgewinne sowie die Steuern auf die Einkommen, die den Kommunen anteilig zurückfließt,

¹ Vgl. hierzu beispielhaft die Internetseiten der Projekte „100 % EE-Regionen“ (www.100-ee.de), gefördert vom BMU sowie „EE-Regionen – Sozial-Ökologie der Selbstversorgung“ (www.ee-regionen.de), gefördert vom BMBF.

² Das ZEE war im Rahmen des Projekts für die Befragung und Datenerhebung der Beispielkommunen zuständig.

³ Im Rahmen der regionalen Wertschöpfung sind neben der ökonomischen auch sozial-ökologische oder institutionelle Entwicklungen bedeutsam. Wir fokussieren hier ausschließlich auf die ökonomischen Wirkungen.

im Vordergrund. Die Umsatzsteuer spielt demgegenüber nur eine untergeordnete Rolle, wird jedoch der Vollständigkeit halber ebenfalls als dritte Kommunalsteuer betrachtet.⁴

Die „kommunale Wertschöpfung“ ist eine Teilmenge von der gesamten globalen Wertschöpfung, die durch in Deutschland errichtete und produzierte EE-Anlagen und die dazu gehörigen Produktionsanlagen induziert wird. Zieht man von dieser gesamten globalen Wertschöpfung diejenigen Vorleistungen und Rohstoffe ab, die aus dem Ausland kommen, so verbleibt die Wertschöpfung, die dem nationalen Bezugsraum zuzurechnen ist. In dieser Studie betrachten wir darüber hinaus nur die direkt den EE zurechenbaren Wertschöpfungseffekte – indirekte Effekte (z.B. Produktionsanlagen oder auch Tourismus zu EE-Anlagen) und nicht direkt zuordenbare Vorleistungen (wie z.B. Gläser für Solaranlagen) bleiben bezüglich ihrer jeweiligen Wertschöpfungseffekte (und ihrer Beschäftigungseffekte) außen vor. Des Weiteren bleiben bei der kommunalen Analyse von Wertschöpfungseffekten die durch EE verursachten Steuern und Abgaben von Bund und Ländern sowie weitere Wertschöpfungsschritte außen vor, die sich nicht direkt den EE-Wertschöpfungsketten anteilig zurechnen lassen (z.B. Bildung, Forschung und öffentliche Stellen). Zu letzterer Kategorie gehört auch der Biomasseanbau, da die Wertschöpfung aus der Energiepflanzenproduktion auch durch andere landwirtschaftliche Güter erzielt werden kann und somit nicht EE-spezifisch ist.

Untersuchungsrahmen der Studie

Im Rahmen der Studie „Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien“ werden erstens Aussagen zur heutigen Situation ermittelt und zweitens auf dieser Basis die Entwicklung der kommunalen Wertschöpfung bis 2020 für ausgewählte kommunalökonomische Indikatoren aufgezeigt.

Basis waren die in der Tabelle dargestellten 16 EE-Technologien, die als besonders wichtig für die kommunale Wertschöpfung angesehen wurden. Damit wurden alle für eine „durchschnittliche Kommune“ wesentlichen Technologien und Anlagengrößen aus den Bereichen Strom- und Wärmeerzeugung sowie Biokraftstoffen analysiert. Sonderfälle wie Wasserkraft-Großkraftwerke, Offshore-Windenergie oder Tiefengeothermie, die nur wenige Kommunen betreffen, wurden hier nicht betrachtet. Beteiligungen an solchen Anlagen können jedoch in unserer Systematik berücksichtigt werden.

In methodischer Hinsicht wurde in der Studie Neuland betreten, da auf keine existierende ver-

Tab. 0.1: Untersuchte Wertschöpfungsketten der Erneuerbaren Energien

1	Windkraft	Onshore
2		Repowering
3	Photovoltaik	Kleinanlagen Dach
4		Großanlagen Dach
5		Freiflächenanlagen
6	Solarthermie	Kleinanlagen
7		Großanlagen
8	Geothermie	Wärmepumpen
9	Wasserkraft	Kleinanlagen
10	Biogas	Kleine Anlagen
11		Großanlagen
12	Biomasse	Kleinanlagen
13		Großanlagen
14	Biokraftstoffe	Pflanzenöl
15		Bioethanol
16		Biodiesel

⁴ Laut Bundesministerium für Finanzen sind die Gewerbesteuer (mit ca. 45 %) und der Anteil an der Einkommensteuer (mit ca. 40 %) die beiden tragenden Säulen der Kommunalhaushalte (Anteile bezogen auf die Jahre 2008 und 2009).

gleichbare Untersuchung aufgebaut werden konnte und zudem für viele der erforderlichen Berechnungen die Datenbasis fehlte. Zunächst wurden für die aufgeführten EE-Technologien entlang des gesamten Lebensweges alle relevanten Wertschöpfungen erhoben, berechnet oder abgeschätzt. Es entstanden somit 16 vollständige Wertschöpfungsketten mit jeweils modularem Aufbau. Damit liegen alle Informationen vor, um daraus spezifische Anwendungsfälle zu berechnen. So können nun beliebige reale Beispielkommunen oder typisierte Modellkommunen hinsichtlich ihrer Wertschöpfungseffekte oder –Potenziale analysiert werden. Dies wurde im Rahmen des Projektes für einzelne reale Beispielkommunen sowie für 5 verschiedene, typisierte Modellkommunen vorgenommen. Dabei dienten die Beispielkommunen der Vervollständigung der Datenlücken und der Plausibilisierung des Modells und der Berechnungen. Die Modellkommunen dienen primär der Veranschaulichung der Ergebnisse für typisierte Kommunen in unterschiedlichen Größenklassen und mit unterschiedlichen EE- und Wertschöpfungsschwerpunkten. Mit dem Modell ist es möglich, nicht nur die Wertschöpfung durch die in der Kommune errichteten EE-Anlagen zu ermitteln, sondern auch die „Exporte“ kommunaler Hersteller und Dienstleister in die Region bzw. nach außerhalb der Kommune. Ebenso kann abgebildet werden, dass nicht alle errichteten Anlagen von kommunalen Akteuren z.B. geplant oder gewartet werden (Dienstleistungsimport). Darüber hinaus erlaubt der Ansatz, die Wertschöpfungseffekte aus dem Betrieb über die Anlagenlaufzeit (im Regelfall werden 20 Jahre angenommen) abzubilden.

Außerdem wurden für die ermittelten kommunalen Effekte Hochrechnungen auf die Bundesebene für die Gegenwart und die Zukunft vorgenommen. Im Rahmen des Projekts wurden zur Abbildung zukünftiger Entwicklungen zwei ausgewählte Szenarien für 2020 herangezogen.

0.2 Zentrale Berechnungsmethoden und Annahmen

Nachfolgend werden die wesentlichen übergreifenden Berechnungsmethoden und Annahmen kurz erläutert. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass sich dieses methodische Grundgerüst wie ein roter Faden durch alle untersuchten EE-Technologiebereiche zieht, dass jedoch in Abhängigkeit von der spezifischen Ausgestaltung der Wertschöpfungskette sowie der teilweise sehr unterschiedlichen Datenlage und –qualität auch die Methoden im Detail differieren bzw. spezifisch ergänzt werden (vgl. Kapitel 0.3).

Zentrale Grundlage für die Ermittlung der Wertschöpfung bildet eine Analyse der **Umsätze bezogen auf die installierte Leistung (in kW)** in den einzelnen Wertschöpfungsstufen. Hier ist zunächst zwischen den verschiedenen Stufen rund um die (einmalige) Investition einer EE-Anlage sowie dem Betrieb der Anlage zu unterscheiden, der jährlich betrachtet wird. Die Ermittlung der Umsatzstruktur der Investitionen erfolgte im Regelfall auf der Basis von **Kostenstrukturen** der einzelnen Technologien, die aus der Literatur und eigenen Forschungsarbeiten entnommen wurden.⁵

Die **Umsätze durch den Betrieb** der Anlagen fallen im Unterschied zu den Investitionskosten nicht einmalig sondern jährlich über die gesamte Laufzeit an. Hier werden z.B. im Bereich Wartung & Instandhaltung auch anteilig durch den Ersatz von Komponenten Wertschöpfungsanteile in der Pro-

⁵ Abweichend zum „Standardfall“ der Ermittlung der Umsätze in Euro pro kW wurden bei der Solarthermie die Investitionskosten und die Kostenstruktur bezogen auf die installierte Kollektorfläche in m² ermittelt, bei den Biokraftstoffen wurde die Bezugsgröße „Liter produzierter Kraftstoff“ gewählt, da die jeweils konsistentesten Daten in diesen Einheiten vorlagen.

duktion während der Betriebsphase von Bestandsanlagen berücksichtigt. Bei der Finanzierung wird technologiespezifisch von einem Anteil an Fremdkapital ausgegangen. Die Kosten für das Eigenkapital werden vom Gewinn der Betreibergesellschaft bestritten. Die Kosten der Geschäftsführung werden in dem hier betrachteten Modell des Betreibers als GmbH & Co. KG von der KG, welche alle Gewinne verwaltet, an die GmbH ausgezahlt.

Aufbauend auf der derart ermittelten Umsatzstruktur in den Wertschöpfungsketten der einzelnen Technologien werden im Anschluss die Komponenten der Wertschöpfung ermittelt, d.h. die Gewinne, die Beschäftigungseffekte und die Steuern. Zur **Ermittlung der Gewinne** wurde primär die Umsatzrentabilität der Unternehmen herangezogen. Maßgeblich sind hier die Gewinne vor Steuern. Je nach Datenverfügbarkeit wurden zur Ermittlung dieser Gewinne unterschiedliche Berechnungsweisen angewendet, da im Regelfall keine empirische Grundlage für die EE-Unternehmen in den verschiedenen Branchen verfügbar ist. Wichtig waren hier u.a. Analogien zu statistischen Daten vergleichbarer Branchen sowie die Differenzierung von Kapital- und Personengesellschaften. Für die Finanzierung mit Fremdkapital, die Pacht sowie die Betreibergesellschaft wurden spezifische Berechnungsverfahren zur Gewinnermittlung entwickelt.

Die **Bestimmung der Einkommen** erfolgt über die **Beschäftigungseffekte**. Diese wiederum werden im Regelfall aus den Umsätzen hergeleitet. Hierbei sind Umsätze, die ausschließlich mit Dienstleistungen erwirtschaftet werden von Umsätzen ohne oder mit anteiligen Dienstleistungen zu differenzieren. Für den ersten Fall wurden nach einer Zuordnung von Berufsgruppen aus statistischen Daten die Einkommensniveaus bestimmt. Für den zweiten Fall wurden zunächst aus statistischen Beschäftigungsindikatoren vergleichbarer Wirtschaftszweige (Beschäftigte pro Umsatz) Beschäftigungseffekte je Stufe ermittelt und von diesen in der Folge wie im ersten Fall die Einkommensniveaus in Euro pro kW ermittelt. Auch hier mussten aufgrund der Datenlage für einzelne Stufen spezifische Ansätze entwickelt werden (dies waren Großhandel, Versicherungen, Kapitaldienst, Geschäftsführung der Betreibergesellschaft und Stromverbrauch).⁶

Aus den zuvor ermittelten Werten lassen sich nun die **kommunalen Steuern** ermitteln. Dabei stellen die Gewerbesteuereinnahmen eine zentrale Steuereinnahme aus Erneuerbaren Energien dar. Als zweite maßgebliche Steuer wird der kommunale Anteil an der Einkommensteuer der sozialversicherungspflichtigen Arbeitnehmer ermittelt. Dabei werden auch Ost-West-Gewichtungen berücksichtigt. Weiterhin erfolgt die Berechnung des kommunalen Anteils an der veranlagten Einkommenssteuer, die aus dem Gewinnanteil der Gesellschafter von Personenunternehmen resultiert. Die Gewerbesteuer und der kommunale Anteil an der Einkommensteuer sind damit die für Kommunen maßgeblichen Steuern, die im Rahmen verschiedenen Wertschöpfungsschritte überwiegend relevant sind. Vernachlässigbar gering ist demgegenüber die Umsatzsteuer, die nur bei den Anlagen zu berücksichtigen ist, bei denen der Betreiber keine Gewinnerzielungsabsicht hat bzw. bei der kein unternehmerischer Hintergrund vorliegt (wg. Vorsteuerabzug). Alle anderen Steuern fallen nicht bei den Kommunen an bzw. können aufgrund der Umlagemechanismen zwischen Bund, Land und Kommune nicht mehr mit den Erneuerbaren Energien in Verbindung gebracht werden.

⁶ Durch das Vorgehen zur Ermittlung der Einkommen konnten somit im Rahmen der Studie auch Beschäftigungseffekte bestimmt werden. Diese ermöglichen einen orientierenden Vergleich zu den auf andere Weise (z.B. durch Input-Output-Tabellen) ermittelten Beschäftigungsdaten.

0.3 Wertschöpfung von der Produktion bis zum Rückbau – am Beispiel Wind Onshore

In der Studie wurden für alle der oben genannten 16 verschiedenen EE-Technologien die vollständigen Schritte entlang ihres gesamten Lebenszyklus sowie die jeweilige komplette Wertschöpfung ermittelt. Wir unterscheiden vier aggregierte **Wertschöpfungsstufen**, die je nach Technologiebereich und Anlagengröße zum Teil sehr unterschiedliche Wertschöpfungsschritte aufweisen:

1. Investition (Produktion von Anlagen und Anlagenkomponenten)
2. Planung, Installation, (teilweise) Grundstückskauf etc. (auch Investitionsnebenkosten genannt)
3. Betriebsführung (Wartung, Instandhaltung, teilweise Pacht etc.)
4. Betreibergesellschaft (finanzielle Betriebsführung, Gewinnermittlung)

Nachfolgend wird stellvertretend für die ermittelten 16 Wertschöpfungsketten beispielhaft anhand der Ergebnisse für Windkraft Onshore das Vorgehen, die Methoden (allgemeine und ergänzende spezifische) sowie ausgewählte Ergebnisse für diese Kette dargestellt.

Berechnungsmethoden für WEA-Onshore

Ausgangspunkt sind zum einen die **spezifischen Investitions- und Installationskosten** für Windenergieanlagen (WEA), die anhand von Literaturdaten auf 1.247 Euro/kW angesetzt werden. Auf der Basis verschiedener Kostenanalysen für die Investitions- und Investitionsnebenkosten wurden diese einmaligen Kostenbestandteile der Stufen 1 und 2 bestimmt. Im zweiten Schritt wurden die **Betriebskosten** der WEA als jährliche Kosten ermittelt. Hierzu wurden u.a. Berechnungen für die Finanzierung sowie die Verteilung von Rückbaukosten vorgenommen.

Die nebenstehende Tabelle zeigt die vollständige Struktur der Wertschöpfungsschritte der Investition und Betriebsführung, welche die Ausgangsbasis für die Berechnung der Wertschöpfung und für eine spätere, differenzierte Modellierung der kommunalen Situation bilden. Für alle Wertschöpfungsschritte werden die entsprechenden Kosten sowie die Umsätze je kW ermittelt.

Im nächsten Schritt werden nun die jeweiligen **Gewinne vor Steuern** berechnet. Für die Produktionsunternehmen wurden hier zum Teil Gewinndaten der börsennotierten Unternehmen, zum Teil Renditedaten des deutschen Ma-

Tab. 0.2: Kostenpositionen einer Windenergieanlage

Investition Anlage
Nabe und Hauptwelle
Gondel
Generator
Turm
Blätter
Getriebe
Azimutsystem WEA
Hydraulik WEA
Kabel und Sensorik WEA
Montage
Logistik
Investitionsnebenkosten
Planung
Installation
Fundament
Erschließung
Netzanbindung
Dienstleistungen
Materialproduktion
Ausgleichsmaßnahmen
Betriebskosten
Wartung und Instandhaltung
Personalkosten
Produktion Ersatzmaterial
Stromkosten
Versicherung
Sonstige Kosten
Pachtzahlungen
an Kommunen
an Landwirtschaft
Rückbau
Personal
Logistik
Renaturierung
Deponierung
Erlöse Sekundärrohstoffe
Geschäftsführung
Haftungsvergütung
Fremdkapitalzinsen
Abschreibungen

schinenbaus herangezogen. Für die meisten der nachfolgenden Wertschöpfungsstufen werden die Gewinngrößen anhand von branchentypischen Werten ermittelt. So wird zum Beispiel die Rentabilität von Planungsdienstleistungen den statistischen Daten der Kategorie „Unternehmensnahe Dienstleistungen“, die Fundamenterstellung wird dem Baugewerbe zugeordnet. Für die Ermittlung der Gewinne aus dem Betrieb der Anlage sind zusätzlich die Fremdkapitalquote festzulegen (wir gehen hier von 75 % aus) und der Gewinn der Betreibergesellschaft zu ermitteln. Bei letzterem gehen wir von der typischen bzw. derzeit am Markt vorherrschenden GmbH & Co. KG aus.

Die Berechnung der jeweiligen **Einkommenseffekte** erfolgt ebenfalls ausgehend von den ermittelten Umsätzen je Stufe. Im Fall von Stufen mit Produktionsanteil erfolgt die Ermittlung der Einkommen über die statistischen Kenngrößen „Beschäftigte pro Umsatz“ sowie die Bruttojahreseinkommen relevanter Berufsgruppen. Beispielsweise wird für den maschinenbaulichen Anteil der WEA-Produktion der Beschäftigtenanteil pro Euro Umsatz anhand des entsprechenden Indikators für den Wirtschaftszweig Maschinenbau gemäß Statistischem Bundesamt (WZ08-28) berechnet. Im zweiten Schritt wird eine typische Zusammensetzung von Berufsgruppen angenommen; in diesem Fall wird von einem 40 %-Anteil der Kategorie „Ingenieure“, 30 % Technikern und 30 % in der Kategorie „Schlosser“ ausgegangen. Hieraus kann ein gewichtetes Bruttojahreseinkommen ermittelt werden. Bei allen reinen Dienstleistungen werden demgegenüber zunächst spezifische Sachkostenanteile ermittelt, die von den Umsätzen abgezogen werden. Hier können nun direkt über die angenommenen beteiligten Berufsgruppen die Bruttojahreseinkommen je Stufe ermittelt werden. Für die Planung wurde hier beispielsweise eine Zusammensetzung von 50 % Ingenieuren, 30 % in der Kategorie „technische Zeichner“ und 20 % Wirtschafts- und Sozialwissenschaftler angenommen. Die Kosten für die Geschäftsführung des Betreiberunternehmens wurden demgegenüber empirisch aus Beteiligungsprospekten ermittelt. Im Ergebnis liegen damit die Bruttobeschäftigungskosten in Euro/kW für alle Wertschöpfungsstufen vor.

Die Ermittlung der **kommunalen Steuereinnahmen** erfolgt getrennt für die unternehmensbezogenen Steuern (Gewerbsteuer) und die Einkommensteuern. Für die Besteuerung der Unternehmensgewinne im Rahmen der **Gewerbsteuer** ist zunächst eine Unterteilung nach Kapital- und Personengesellschaften in den für die Windenergie relevanten Wertschöpfungsstufen vorzunehmen, da diese unterschiedlich besteuert werden. Dies erfolgt mittels Daten des Statistischen Bundesamtes über die zugeordneten Wirtschaftszweige. So wird beispielsweise bei der Produktion ein Anteil von 100 % an Kapitalgesellschaften angesetzt, bei den Logistikunternehmen handelt es sich demgegenüber mit 73 % mehrheitlich um Personengesellschaften. Bei beiden Gesellschaftsformen werden die Gewerbesteuern ermittelt, bei den Personengesellschaften zusätzlich die Einkommenseffekte aus den Gewinnen.

Bei den Gewerbesteuereinnahmen der Betreibergesellschaft ist darüber hinaus die geltende Aufteilung nach Anlagen- und Betreiberstandort zu berücksichtigen: 70 % der gesamten Gewerbesteuereinnahmen verbleiben am Standort, 30 % entfallen auf den Sitz des Betreibers. Im Rahmen des Modells können somit unterschiedliche Konstellationen bezüglich der Anlagen- und Betreiberstandorte und daraus resultierende unterschiedliche Wertschöpfungseffekte abgebildet werden. Im Rahmen von Hochrechnungen auf die nationale Ebene werden in jedem Fall beide Effekte berücksichtigt. Rechnet man die Gewerbesteuer für die gesamte Betriebslaufzeit einer WEA (20 Jahre) hoch, dann ergeben sich für die Kommune pro MW installierter Leistung eine Summe von ca.

100.000 Euro.⁷ Die Ermittlung der **Einkommenssteuern** erfolgt nach dem oben dargestellten allgemeinen Verfahren gemäß der spezifischen Nettobeschäftigungskosten pro kW und auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast (inkl. Sozialabgaben) am Bruttojahreseinkommen nach Wertschöpfungsstufe und Berufsgruppen. Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei Onshore-WEA im Verhältnis zu den Gesamtsteuern, die WEA-Unternehmen insgesamt zu entrichten haben (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommenssteuer) bei den gesamten Investitionskosten auf ca. 22 %, aus dem Betrieb einschließlich der Betreibergesellschaft vereinnahmen die Gemeinden in etwa 33 %.

Eine zusätzliche Relevanz haben bei der Windenergie die **Pachteinnahmen**. Diese sind gemäß Erfahrungen aus der Praxis so modelliert, dass sie anteilig auf die Kommunen und auf Landwirte entfallen. Bei letzteren unterliegen die Pachteinnahmen zusätzlich der Einkommenssteuer. Für den Durchschnittsfall und die Hochrechnungen wird von einer hälftigen Zusammensetzung eingegangen, für die Modellierung von kommunalen Situationen können beliebige Pachtverhältnisse angenommen werden.

Ergebnisse

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die auf diese Weise ermittelten Wertschöpfungseffekte der Kette WEA (Onshore) je Stufe. Dabei werden zum einen die einmaligen Effekte rund um die Investition und Installation von den jährlichen Wertschöpfungen durch den Betrieb unterschieden. Zum anderen wird in der zweiten Abbildung die Wertschöpfung über eine angenommene Laufzeit von 20 Jahren aufsummiert dargestellt.

Die beiden Abbildungen verdeutlichen, dass im Jahr der Errichtung die mit Abstand höchste Wertschöpfung durch die Installation erwirtschaftet wird (obere Abbildung), dass jedoch über die gesamte Lebensdauer die Wertschöpfung, die über den Betrieb und insbesondere durch den Betreiber generiert wird, die größte Bedeutung erlangt (untere Abbildung). Hier schlagen die Gewinne deutlich zu Buche, aber auch die Einkommen und die Steuern erreichen für eine Kommune eine attraktive Höhe. Wenn eine Kommune aktiv dazu beiträgt, dass sich Betreiber, Dienstleister für den Betrieb von Anlagen und auch Planer und Installateure ansiedeln, dann kann sie im günstigsten Fall von großen Teilen der Wertschöpfungseffekte dieser drei Stufen profitieren. Einkommen, Gewinne und Steuern könnten dann vor Ort generiert und über die gesamte Anlagenlaufzeit gebunden werden. Sollten sich darüber hinaus noch Zulieferer oder Produktionsbetriebe ansiedeln, dann ließen sich noch weitere hohe Anteile der ersten Wertschöpfungsstufe generieren. Wenn die vor Ort ansässigen Unternehmen zudem überregional aktiv sind, erhöhen diese „überkommunalen“ Exporte von Anlagen, Komponenten und Dienstleistungen in die Region die Wertschöpfung weiter.

⁷ Dabei wurde für die Berechnung eine Eigenkapitalquote von 25 % angesetzt, was nach eigenen Recherchen ein in der Praxis häufig vorkommender Anteil ist.

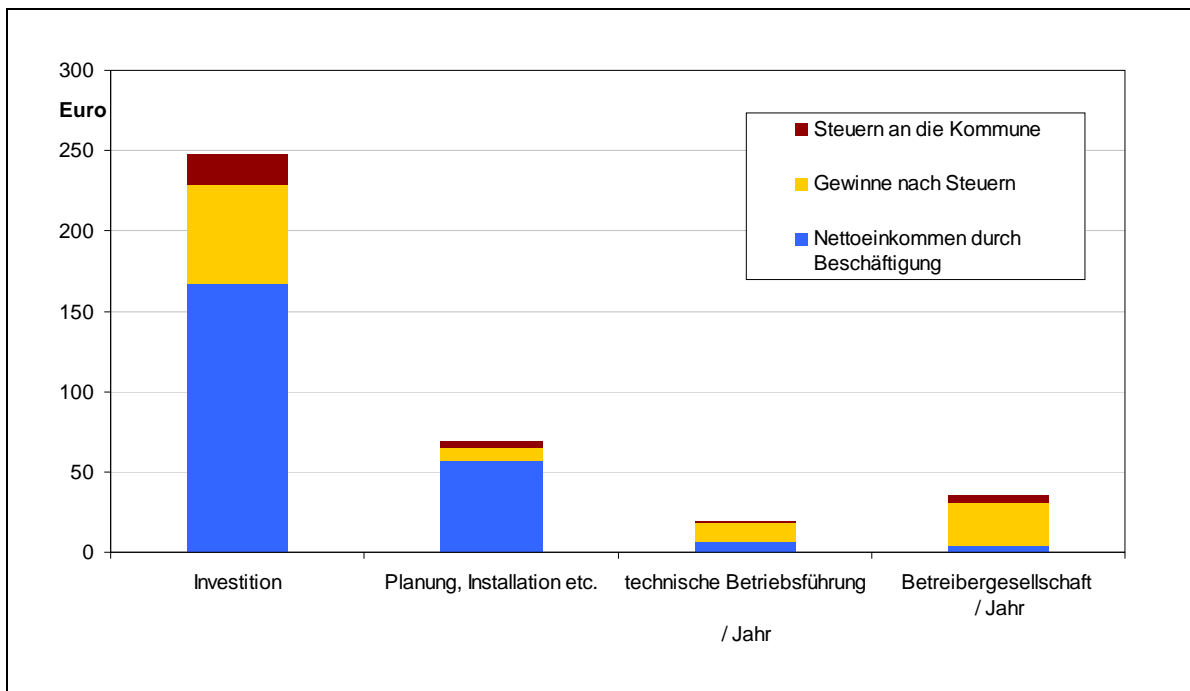


Abb. 0.1: Kommunale Wertschöpfung durch 1 kW WEA (Onshore), einmalige und jährliche Effekte, 2009

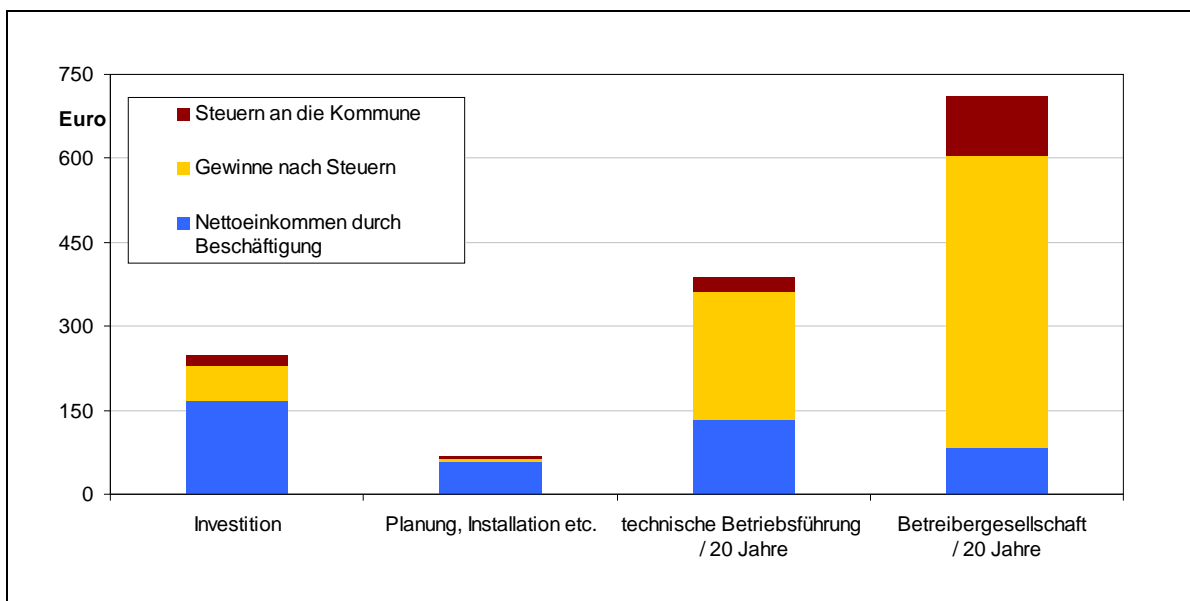


Abb. 0.2: Kommunale Wertschöpfung durch 1 kW WEA (Onshore), über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

0.4 Wertschöpfung am Beispiel einer „durchschnittlichen“ Kommune

Mit den ermittelten Wertschöpfungen über alle Stufen in den verschiedenen EE-Technologiebereichen ist es nun möglich, die Effekte in realen Beispielkommunen oder in modellierten Kommunen abzubilden. So können beispielsweise typische, durchschnittliche, oder auf gewisse Schwerpunkte hinsichtlich der Technologien oder Wertschöpfungsstufen ausgerichtete Kommunen modelliert werden.

An dieser Stelle wird exemplarisch das Ergebnis für eine **modellierte Kommune** wiedergegeben, die einen im Vergleich zu den bundesweiten Installationszahlen **durchschnittlichen Ausbaugrad** aufweist.⁸ Dafür wurden die offiziellen Daten des BMU verwendet und diese auf einen Einwohner normiert. Damit lassen sich Installationszahlen für „durchschnittliche“ Kommunen unterschiedlicher Größe ermitteln. Um die Wertschöpfung in 2009 abbilden zu können, ist zwischen den Stufen Produktion und Installation auf der einen sowie Betrieb und Betreibergesellschaft auf der anderen Seite zu differenzieren. Während für die erstgenannten Stufen der Zubau des Jahres 2009 maßgeblich ist, sind für den Betrieb die gesamten Anlagenbestände relevant. Ende 2009 hat die Kommune schließlich – unter der Annahme ebenfalls durchschnittlicher Energieverbräuche – einen EE-Anteil von 16,1 % im Strombereich, 8,4 % in der Wärmeversorgung und einen 5,5 %-Anteil beim Kraftstoffverbrauch.

Die modellierte Kommune hat **75.000 Einwohner**. In ihr sind in allen betrachteten EE-Bereichen Unternehmen aus den **Wertschöpfungsschritten** Planung & Projektierung, Installation, Finanzierung und Versicherung ansässig. Die beiden Wertschöpfungsstufen Produktion von Anlagen sowie Betreibergesellschaften größerer EE-Anlagen finden sich demgegenüber nicht in dieser Modellkommune, da insbesondere die Produktion relativ gesehen nur in wenigen Kommunen relevant ist.

Die erzielte Wertschöpfung in der modellierten Kommune ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Sie erreicht einen Wert von insgesamt knapp **3 Mio. Euro**. Hauptverantwortlich hierfür sind die Windenergie mit 1,2 Mio. Euro und Photovoltaik mit mehr als 1 Mio. Euro. Dabei spielen jeweils die **Einkommen** eine zentrale Rolle. Bei der Photovoltaik liegen die Einkommen höher, weil die Beschäftigungsintensität bei der Installation im Vergleich zur Windenergie (pro kW) größer ist.

An **Steuern** nimmt diese Kommune von ihren im EE-Bereich aktiven Unternehmen insgesamt 235.000 Euro ein. Dies entspricht etwas mehr als 0,5 % der Steuersumme aus allen Gewerbesteueren und kommunalen Rückflüssen aus der Einkommensteuer, die eine Kommune in dieser Größe durchschnittlich einnimmt.⁹ Bei Kommunen, die überdurchschnittliche Ausbauzahlen und vor Ort ansässige EE-Unternehmen aufweisen, kann der Anteil der Steuern aus Gewerbebetrieb und Einkommen teilweise mehrere Prozentpunkte betragen. Zusätzlich entfallen ca. 200.000 Euro auf

⁸ Im Rahmen der Studie wurden 4 weitere Kommunen modelliert und mehrere reale Beispielkommunen (anonymisiert) untersucht.

⁹ In Deutschland betrug im Jahr 2009 der Verwaltungshaushalt der Gemeinden hinsichtlich der Gewerbesteuer 25 Milliarden Euro und am Gemeindeanteil an der Einkommenssteuer 23,9 Milliarden Euro (BMF 2010). Damit ergeben sich bei einer Bevölkerung von rund 82 Millionen pro Einwohner Gewerbesteuereinnahmen von ca. 291 €, während sich der Gemeindeanteil an der Einkommenssteuer pro Einwohner auf ca. 305 € beziffert. Insgesamt vereinnahmten die Kommunen an diesen Steuereinnahmen 596 € pro Einwohner.

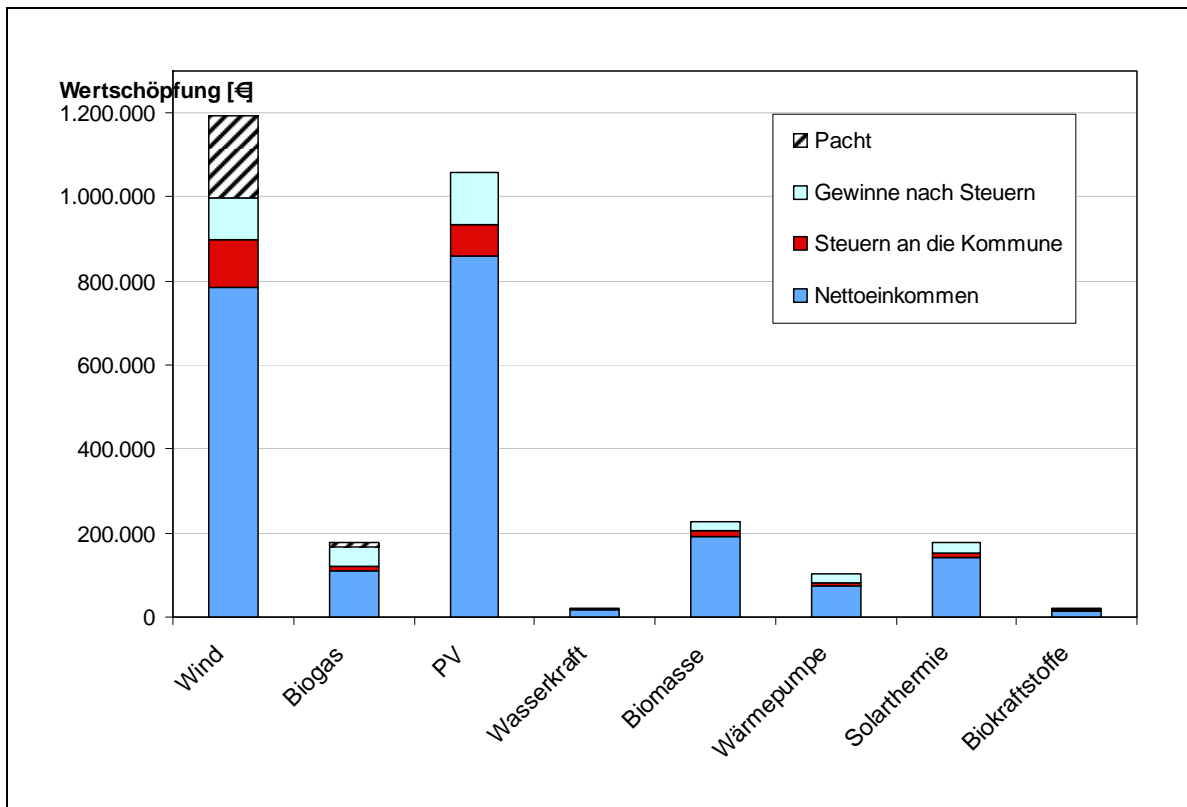


Abb. 0.3: Kommunale Wertschöpfung einer modellierten Kommune mit durchschnittlichem EE-Ausbaugrad im Jahr 2009

Pachteinnahmen, wenn die Flächen im Besitz der Kommune sind (dies wurde hier angenommen). Als weitere Pachteinnahme für die Kommune wurde eine Fläche für Biogasanlagen angenommen.¹⁰ Die in den verschiedenen EE-Branchen tätigen und in der Kommune ansässigen Unternehmen erzeugen eine Wertschöpfung in Höhe von 340.000 Euro durch **Gewinne**. Mit etwas Abstand auf die Wertschöpfung durch Windkraft und Photovoltaik folgen die Bereiche Biomasse, Solarthermie und Biogas. Die Modellkommune vermied 2009 außerdem etwa 2,9 Mio. Euro an **Ausgaben für fossile Brennstoffimporte** und über 56.000 Tonnen CO₂ durch den Einsatz der Erneuerbaren Energien. Mit der modellierten Wertschöpfung sind ungefähr **50 Vollzeitbeschäftigte** verbunden.

0.5 Kommunale Wertschöpfung in Deutschland – Hochrechnung für 2009

Die Hochrechnung auf die gesamte kommunale Wertschöpfung in Deutschland erfolgt anhand der Ergebnisse der einzelnen Wertschöpfungsketten für alle betrachteten EE-Technologien. Diese sind bezogen auf eine Einheit installierter Leistung und können somit unter Berücksichtigung der ge-

¹⁰ Zudem könnte die Kommune weitere Flächen wie z.B. Dachflächen für Solaranlagen verpachten (hier nicht modelliert).

samen in Deutschland, also in allen Kommunen installierten und zugebauten Leistung hochgerechnet werden.

Im Bereich der **Anlagenproduktion** müssen zusätzlich **Import- und Exportwirkungen** berücksichtigt werden, denn hier gibt es eine nennenswerte Importquote und eine in den letzten Jahren stetig steigende Exportquote in nahezu allen EE-Technologiebereichen. Dies trifft insbesondere bei den Technologien mit höherer Marktsättigung im Inland und regionalen Kostenvorteilen im Ausland zu, wie bei der Wind- und der Solartechnologie zu beobachten ist. Während die Importe nicht zur Wertschöpfung in Deutschland beitragen und somit abzuziehen sind, führen Exporte von in Deutschland ansässigen Produzenten von Anlagen oder Komponenten zu einer Erhöhung der Wertschöpfung. Für die **Dienstleistungen** ist von deutlich geringeren Import- und Exportquoten auszugehen, auch wenn diese, wie jüngere Forschungsergebnisse nachgewiesen haben, zum Teil auch über hohe Exportpotenziale verfügen (Hirschl/ Weiß 2009).¹¹ In Ermangelung empirisch belastbarer Daten gehen wir in dieser Studie von vernachlässigbaren Importquoten aus. Auch der Export, der gegenwärtig bereits in gewissem Umfang stattfindet und somit zur Wertschöpfung beiträgt, kann noch nicht quantifiziert werden und wird daher ebenfalls nicht berücksichtigt.

Für die **Hochrechnungen** wurden u.a. die aggregierten statistischen Daten des BMU (2010) zu den EE-Sparten auf der Basis von weiteren Literaturquellen und Annahmen an die differenziertere Aufteilung der 16 EE-Technologien in dieser Studie angepasst. Da im Rahmen dieser Studie nicht das gesamte EE-Spektrum abgebildet wurde (vgl. Kap. 1), sondern einzelne, insbesondere jüngere Technologiebereiche und/oder Großanlagen, die geringere Bedeutung für die Breite der Kommunen haben, ausgeblendet wurden, stellen alle nachfolgenden Ergebnisse mit Blick auf die gesamte Wertschöpfung aller Erneuerbarer Energien einen unteren, **konservativen Mindestwert** dar.¹²

Berechnet wurden darüber hinaus die **Einsparpotenziale bei den fossilen Energieträgern** (in Euro) sowie die **vermiedenen CO₂-Emissionen** durch Multiplikation der erzeugten Endenergie mit entsprechenden literaturbasierten Faktoren. Zudem wurden die **direkten Beschäftigungseffekte** ermittelt, die mit den entsprechenden kommunalen Wertschöpfungsstufen verbunden sind.

Ergebnisse

In Summe wurde 2009 in etwa **6,75 Mrd. Euro Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien** generiert. Dieses Ergebnis ist zu 36 % auf die Photovoltaik (2,4 Mrd. Euro) und zu 30 % auf die Windkraft (2,1 Mrd. Euro) zurückzuführen. Mit Abstand folgen die anderen EE-Technologien. In Summe tragen die verschiedenen Biomassenutzungen mehr als 1,5 Mrd. Euro bei, die feste Biomasse ebenso wie Biogas und die Biokraftstoffe jeweils etwas mehr eine halbe Mrd. Euro bzw. je ca. 8 % der gesamten ermittelten Wertschöpfung.¹³ Die Solarthermie erzielte eine Wertschöpfung in Höhe von 350 Mio. Euro, die Wärmepumpen 250 Mio. Euro. Die geringste kommunale Wertschöpfung wurde mit 30 Mio. Euro für die kleine Wasserkraft ermittelt.

¹¹ Ergebnisse des Forschungsprojektes EXPEED, in dem erstmalig die Rolle und wirtschaftliche Bedeutung, Exportpotenziale und Internationalisierungsstrategien von EE-Dienstleistungen breiter untersucht wurden (siehe auch unter www.expeed.de).

¹² Ebenfalls nicht betrachtet wurden aus methodischen und Zeitgründen die Bereiche Biomasse flüssig, biogener Abfall, Klär- und Deponiegas, Tiefengeothermie.

¹³ Ohne Wertschöpfung aus dem Anbau der Energiepflanzen; zur Begründung s. o.

Insgesamt waren durch die hochgerechneten kommunalen Wertschöpfungseffekte im Jahr 2009 **116.000 Personen beschäftigt** (Vollzeit).¹⁴ Am beschäftigungsintensivsten war dabei mit einem Anteil von 39 % an dieser Gesamtsumme die Photovoltaik (46.000 Beschäftigte), gefolgt von der Windenergie mit 20 % bzw. 23.000 Beschäftigten. Dies ist im Wesentlichen auf die deutlich höhere Beschäftigungsintensität der Photovoltaik bei der Installation zurückzuführen. Die **Einkommen**, die von den im EE-Bereich tätigen Unternehmen an die etwa 116.000 kommunal Beschäftigten gezahlt wurden, beliefen sich auf 3,2 Mrd. Euro.

Die Kommunen nahmen 2009 mehr als 370 Mio. Euro an **Gewerbesteuern** und 230 Mio. Euro an Rückflüssen aus den **Einkommensteuern** ein – in Summe verfügten die Kommunen also über 0,6 Mrd. Euro an diesbezüglichen Steuereinnahmen. Der größte Anteil geht dabei mit knapp 150 Mio. Euro auf die Windenergie zurück, gefolgt von der Photovoltaik mit ca. 110 Mio. Euro.

Tab. 0.3: Ausgewählte Ergebnisse der Hochrechnung kommunaler Wertschöpfungseffekte durch Erneuerbare Energien 2009

Quelle: Eigene Berechnungen

	installierte Leistung, Fläche, Absatzmenge		Nettoeinkommen	Gewerbesteuer und Kommunalanteil EK-Steuer	Wertschöpfung gesamt	Beschäftigungseffekte	vermiedene Emissionen	Vermiedene fossile Brennstoffimporte						
	MW								Mio. €	Mio. €	Mio. €	Anzahl	Mio. t CO ₂	Mio. €
	Bestand*	Zubau												
Windenergie	24.837	1.880	746	213	2.050	22.893	39	1.531						
Photovoltaik	7.377	3.000	1.248	203	2.396	45.736	4	212						
Kleine Wasserkraft	190	1	12	2	30	359	1	21						
Biogas	1.543	215	208	50	564	7.707	10	511						
Biomasse (Holz)	2.724	499	340	41	537	13.398	10	436						
Wärmepumpen	3.850	700	181	16	253	6.532	3	262						
	installierte Fläche [1.000 m ²]			0										
Solarthermie	12.150	1.700	266	24	354	10.087	1	116						
	[1.000.000 l]			0										
Biokraftstoffe	4.113		242	61	561	9.301	9	640						
Summen			3.241	612	6.747	116.013	77	3.729						

* Bestand Ende 2008 + Hälfte des Zubaus 2009

¹⁴ Zum Vergleich: Die BMU-Beschäftigungsstudie weist für 2009 eine gesamte Bruttobeschäftigung i.H.v. ca. 300.000 Vollzeit-Beschäftigten aus. Dieser Wert beinhaltet auch alle indirekten Beschäftigungseffekte, die mit 55 % angegeben werden, sowie zusätzlich die hier nicht betrachteten Wertschöpfungen aus z.B. F&E, Bildung, oder Wasserkraft-Großanlagen. Da in der BMU-Studie die Angabe der direkten Beschäftigung mit hohen Ungenauigkeiten behaftet ist und es sich zudem um sehr unterschiedliche methodische Herangehensweisen handelt, ist die Vergleichbarkeit nur begrenzt gegeben.

Es wurden **77 Mio. Tonnen CO₂** vermieden, davon trägt die Windenergie mit 39 Mio. Tonnen mit Abstand den größten Anteil. Die aufgrund des Einsatzes der Erneuerbaren Energien vermeidbaren fossilen Brennstoffimporte summieren sich auf eine Einsparung in Höhe von 3,7 Mrd. Euro. Hier leistet die Windenergie mit 1,5 Mrd. Euro zusammen mit allen Biomassenutzungen (in Summe 1,6 Mrd. Euro) die größten Anteile.

Mit Blick auf die Beiträge der einzelnen Wertschöpfungsstufen zur gesamten kommunalen Wertschöpfung zeigt sich, dass die Relationen je Technologie insbesondere von der Frage der Zubau- und Bestandsentwicklung, zum anderen von der Beschäftigungsintensität der jeweiligen Stufe abhängt. So wurde die Wertschöpfung durch die Windenergie im Jahr 2009 fast zur Hälfte aus der Stufe der Betreibergesellschaft erreicht, die zusammen mit der Betriebsführung in etwa 2/3 des Gesamtwerts erreichte. Demgegenüber führten die in vergleichsweise geringerer Zahl zugebauten Anlagen zu einem kleineren Anteil aus Produktion und Installation. Anders sah die Situation bei der Photovoltaik aus: Hier führte der hohe Zubau zu einem Anteil von 2/3 durch Investition und Installation der Anlagen. Für die Kommunen sind hohe jährliche Wertschöpfungseffekte durch den technischen und finanziellen Betrieb von besonderem Interesse, da diese auch bei zurückgehenden Zubauzahlen über die gesamte Laufzeit der Anlagen erhalten bleiben.

0.6 Perspektive 2020

Mit dem weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien vergrößern sich auch für die Kommunen die Möglichkeiten, die Wertschöpfung weiter zu steigern. Um das Potenzial für Kommunen aufzuzeigen, wird anhand von Szenarien für Erneuerbare Energien bis zum Jahr 2020 die Wertschöpfung in den Kommunen dargestellt. Dazu wurden **zwei Szenarien**, die den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien beschreiben, zu Grunde gelegt. Zum einen ist dies die **Ausbauprognose der EE-Branche** „Wege in eine moderne Energieversorgung“, erstellt durch den Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) (2009), zum zweiten handelt es sich um die Leitstudie des Bundesumweltministeriums „**Leitszenario 2009** - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland“ (Nitsch/ Wenzel 2009). Die Hochrechnungen erfolgen im Wesentlichen analog zur Hochrechnung für 2009 auf der Basis der installierten Leistung in 2009 sowie dem Zubau in 2020. Auch die Kostenstrukturen, Renditen (mit Ausnahmen der Photovoltaik) und die Steuern bleiben in Ermangelung zuverlässiger Prognosen gleich. Wesentlicher Unterschied ist allerdings, dass sich bis 2020 die Investitionskosten aufgrund von Lerneffekten verringern werden, was auf der Basis von Literaturdaten berücksichtigt wurde. Auch für das Jahr 2020 wurden die vermiedenen fossilen Energieträgerimporte und die vermiedenen Emissionen ausgewiesen.

Ergebnisse

Die Abbildung zeigt die Ergebnisse für die jeweils hochgerechnete kommunale Wertschöpfung für 2009 im Vergleich zu den Entwicklungen der beiden Wachstumsszenarien für das Jahr 2020.

- Die **gesamte hochgerechnete Wertschöpfung** beträgt für das BMU-Szenario 7,2 Mrd. Euro und liegt damit nur leicht höher als in 2009. Hier machen sich trotz deutlich gestiegenen Anlagenbestands bis 2020 die z.T. drastisch zurückgehenden Zubauzahlen (insbesondere bei der Windenergie, aber auch bei der Photovoltaik) bemerkbar. Demgegenüber führt das deutlich wachstumsstärkere BEE-Szenario zu einer kommunalen Wertschöpfung von über 13 Mrd. Euro. Davon entfallen 28 % auf die Photovoltaik und 21 % auf die Windenergie. Aber auch die Bioenergie liefert insgesamt 40 % der Wertschöpfung, davon entfallen 14 % auf Biogas und 16 % auf die Biokraftstoffe.

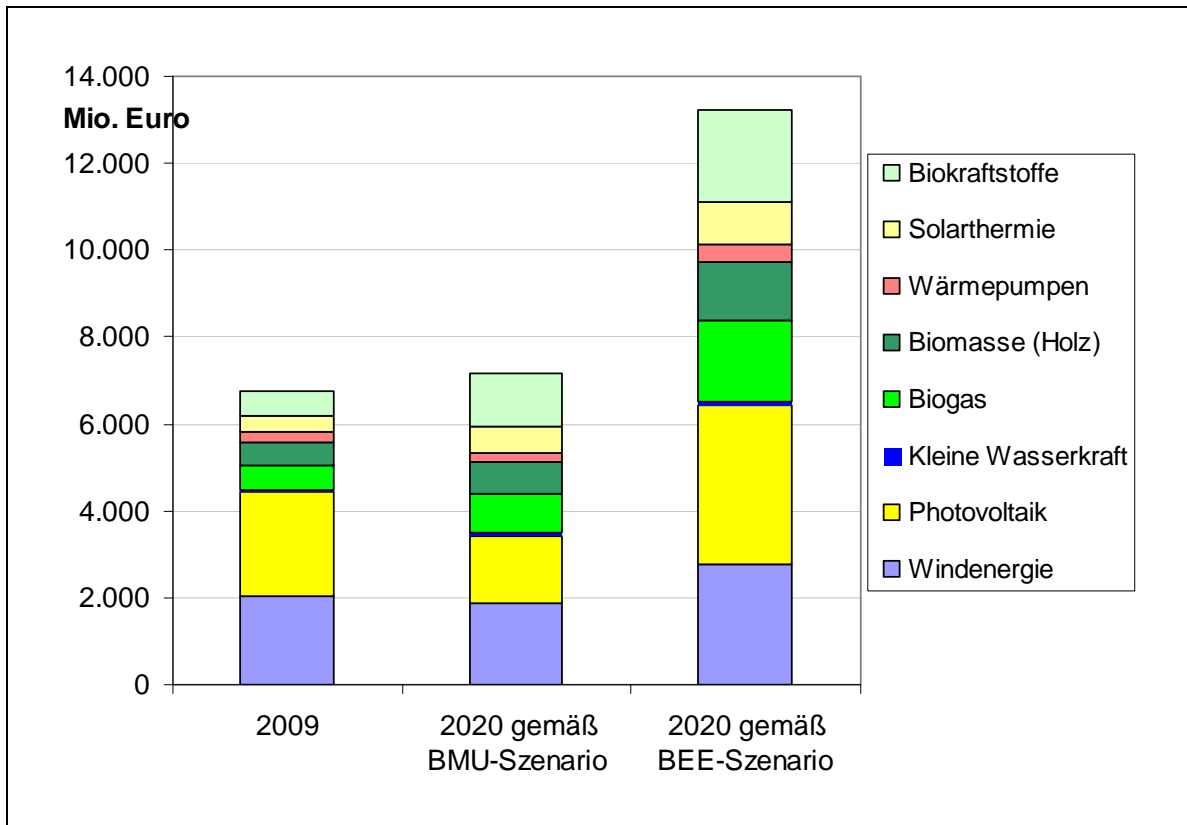


Abb. 0.4: Gesamte kommunale Wertschöpfung, hochgerechnet für die Jahre 2009 sowie 2020 nach Wachstumsdaten gemäß BMU- und BEE-Szenario

- In Bezug auf die **Gewerbe- und Einkommensteuer** zeigen sich ähnliche Entwicklungen und Unterschiede. Die beiden Kommunalsteuern steigen nach BMU-Szenario leicht an, wachsen jedoch auf fast das Doppelte im Fall der Hochrechnung mit den BEE-Wachstumsdaten auf 1,2 Mrd. Euro.
- Für die **Beschäftigungseffekte** zeigt sich für die Hochrechnungen mit den Daten des BMU-Szenarios sogar eine rückläufige Entwicklung. Dies hat vor allem damit zu tun, dass bei abnehmendem Zubau insbesondere die beschäftigungsintensiven Wertschöpfungsstufen der Planung und Installation weniger in Anspruch genommen werden. Dieser Effekt schlägt überproportional auf die Beschäftigungswirkung durch, so dass trotz leicht steigender Wertschöpfung die Beschäftigung um 13 % gegenüber 2009 abnimmt. Gemäß der Wachstumsdaten des BEE-Szenario steigt sie demgegenüber um mehr als 80 % auf über 210.000 Vollzeit-Beschäftigte an.
- In Bezug auf die **vermiedenen Importe fossiler Brennstoffe** durch die installierten EE-Anlagen führen neben den unterschiedlichen Wachstumsentwicklungen insbesondere die unterschiedlichen Annahmen über die Preisentwicklungen fossiler Brennstoffe in den Szenarien zu deutlich verschiedenen Wirkungen. Während in 2009 durch die installierten Erneuerbaren Energien fossile Brennstoffe im Wert von mehr als 3,7 Mrd. Euro eingespart wurden, steigt dieser Wert in 2020 um das 3-fache beim BMU-Wachstumspfad an (11 Mrd. Euro). Da im BEE-Szenario von deutlich höheren Ölpreissteigerungen ausgegangen wurde, steigt der Wert um mehr als das 9-fache auf knapp 35 Mrd. Euro. Der mit Abstand höchste Anteil entfällt dabei jeweils auf die Windenergie, gefolgt von Biogas und Biokraftstoffen, fester Biomasse und Photovoltaik.

Tab. 0.4: Ausgewählte Ergebnisse der Hochrechnung kommunaler Wertschöpfungseffekte durch Erneuerbare Energien in 2020 gemäß BMU-Szenario

Quelle: Eigene Berechnungen; * Bestand Ende 2019 + Hälfte des Zubaus 2020

	installierte Leistung, Fläche, Absatzmenge		Nettoeinkommen	Gewerbesteuer und Gemein- und Gemein- de-anteil EK- Steuer	Wertschöpfung gesamt	Beschäftigungseffekte	vermiedene Emissionen	Vermiedene Brennstoffimporte
	MW							
	Bestand*	Zubau						
Windenergie	32.773	331	423	221	1.873	10.127	51	3.933
Photovoltaik	22.483	1.358	634	137	1.565	20.189	12	1.283
Kleine Wasserkraft	333	4	23	4	58	749	1	74
Biogas	3.021	109	274	86	918	10.379	20	1.971
Biomasse (Holz)	9.500	652	443	58	721	17.959	18	1.622
Wärmepumpen	4.288	408	136	11	191	4.921	3	591
	installierte Fläche [1.000 m ²]							
Solarthermie	45.363	3.633	446	42	601	16.846	4	877
	[1.000.000 l]							
Biokraftstoffe	6.899		539	137	1.244	20.707	15	1.104
Summen			2.918	696	7.171	101.877	125	11.455

Tab. 0.5: Ausgewählte Ergebnisse der Hochrechnung kommunaler Wertschöpfungseffekte durch Erneuerbare Energien in 2020 gemäß BEE-Szenario

Quelle: Eigene Berechnungen; * Bestand Ende 2019 + Hälfte des Zubaus 2020

	installierte Leistung, Fläche, Absatzmenge		Nettoeinkommen	Gewerbesteuer und Gemein- und Gemein- de-anteil EK- Steuer	Wertschöpfung gesamt	Beschäftigungseffekte	vermiedene Emissionen	Vermiedene Brennstoffimporte
	MW							
	Bestand*	Zubau						
Windenergie	44.424	1.153	731	316	2.764	19.471	70	10.565
Photovoltaik	37.000	5.000	1.843	303	3.672	63.574	19	3.986
Kleine Wasserkraft	319	11	31	5	69	1.065	1	138
Biogas	6.090	270	578	175	1.878	21.592	41	7.719
Biomasse (Holz)	16.443	1.545	850	108	1.363	34.029	31	5.371
Wärmepumpen	8.993	856	285	24	400	10.321	6	2.354
	installierte Fläche [1.000 m ²]							
Solarthermie	74.023	5.800	714	67	964	26.977	7	2.696
	[1.000.000 l]							
Biokraftstoffe	12.208		922	234	2.131	35.392	27	1.952
Summen	-	-	5.955	1.233	13.241	212.422	202	34.782

Entwicklung der „durchschnittlichen“ Modellkommune gemäß der 2020-Szenarien

Wendet man die Hochrechnungen gemäß der beiden Szenarien beispielhaft auch auf die oben dargestellte Modellkommune (75.000 Einwohner, s.o.) an, so ergeben sich die jeweiligen kommunalen Wertschöpfungseffekte wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

Beim **BMU-Szenario** ergibt sich für diese Modellkommune eine Steigerung der gesamten kommunalen Wertschöpfung von den knapp 3 Mio. Euro in 2009 auf über 4 Mio. Euro in 2020. Insgesamt erzielt die Durchschnittskommune in 2020 330.000 Euro an Steuern für Gewerbe und Einkommen, zusätzlich fallen ca. 250.000 Euro an Pachtgebühren an. Verfügt die Kommune über entsprechende Flächen zur Verpachtung, so könnte sie die Summe selbst einnehmen, ansonsten werden die Flächen von Privatpersonen (in der Regel Landwirte) verpachtet und steigern deren Einkommen und damit ebenfalls die kommunale Wertschöpfung. Insgesamt könnte der kommunale Haushalt also jährliche Einnahmen aus Steuern und Pacht in Höhe von fast 600.000 Euro vereinnahmen, was einer Steigerung von über 30 % gegenüber 2009 entspricht. Der größte Teil der Wertschöpfung entfällt mit ca. 3 Mio. Euro auf die Einkommen durch die vielen Dienstleistungen in den Stufen Installation und Planung sowie Betrieb und Betreibergesellschaft. Mit der Wertschöpfung sind 53 Vollzeitbeschäftigte verbunden. Es werden ca. 92.000 Tonnen CO₂ vermieden und 9,7 Mio. Euro weniger für fossile Brennstoffe ausgegeben.

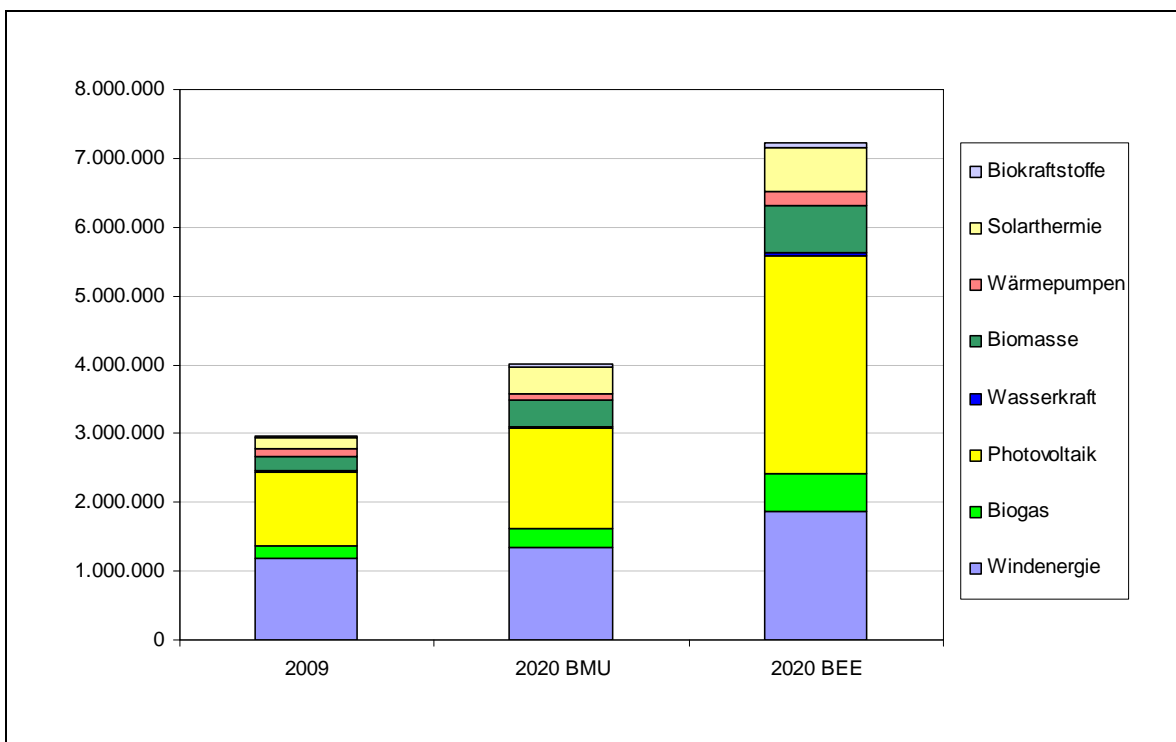


Abb. 0.5: Kommunale Wertschöpfung der Modellkommune (75.000 Einwohner, durchschnittlicher EE-Ausbau), hochgerechnet für die Jahre 2009 sowie 2020 nach Wachstumsdaten gemäß BMU- und BEE-Szenario in Euro

Gemäß **BEE-Szenario** steigt die gesamte kommunale Wertschöpfung durch die Erneuerbaren Energien aufgrund des deutlich höheren angenommenen Wachstums um das 2,4-fache auf über 7 Mio. Euro. Die Steuereinnahmen liegen bei 575.000 Euro, davon ca. 250.000 aus Gewerbe und

310.000 aus Einkommen. 340.000 Euro erzielt die Kommune aus Pachteinnahmen. Zusammen mit den o.g. Steuern kann sich somit ein Gesamtwert für den kommunalen Haushalt in Höhe von 915.000 Euro ergeben. Auch hier sind wieder die Einkommen in Höhe von 5,4 Mio. Euro der deutlich dominierende Teil der Wertschöpfung. Für die gesamte ermittelte EE-Wertschöpfung errechnen sich 115 Vollzeitbeschäftigte, 150.000 Tonnen CO₂-Einsparungen und mehr als 37 Mio. Euro durch vermiedene fossile Brennstoffimporte.¹⁵

0.7 Fazit

1. Mit der Studie „Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien“ liegt erstmals eine **systematische und vergleichbare Analyse der Wertschöpfungseffekte Erneuerbarer Energien** in Deutschland vor. Durch die detaillierte Aufschlüsselung der unterschiedlichen Effekte auf den jeweiligen Wertschöpfungsstufen von insgesamt 16 untersuchten EE-Wertschöpfungsketten können Aussagen für einzelne Anlagen, für Kommunen oder für die nationale Ebene getroffen werden. Durch das detaillierte und modulare Abbild der EE-Wertschöpfungsketten können reale oder modellierte kommunale Situationen hinsichtlich ihrer Wertschöpfungseffekte analysiert werden.
2. Die Ergebnisse für eine vollständig abgebildete Wertschöpfungskette zeigen, dass die mit Abstand größte Wertschöpfung im Jahr der Errichtung im Regelfall über die Produktion erzielt wird, dass jedoch bei Betrachtung der über die gesamte Lebensdauer die Wertschöpfung aus der Betriebsführung und insbesondere aus den Gewinnen des Betreibers diesen einmaligen Effekt insgesamt deutlich übersteigt. Während die Produktion eher selten in einer Kommune anzutreffen ist, haben die Kommunen damit in den drei anderen Wertschöpfungsstufen von der Planung bis zum Rückbau der Anlage vielfältige Möglichkeiten, **Wertschöpfung durch eine Vielzahl von Dienstleistungen** zu generieren. Außerdem handelt es sich bei Wertschöpfungsstufen aus dem Betrieb um jährlich wiederkehrende, über die Laufzeit der Anlagen dauerhafte kommunale Wertschöpfungseffekte. Dies verschiebt den Blickwinkel der „Wertigkeit“ von der Produktion zu den vielen Dienstleistungen entlang der Wertschöpfungsketten dezentraler EE-Anlagen.
3. Die Kommunen können **Einnahmen aus Gewerbe- und (anteiligen) Einkommensteuern** generieren, die bei überdurchschnittlichen Zuwachsraten mehrere Prozentpunkte der gesamten kommunalen Steuereinnahmen betragen können. Zusätzlich können durch **Flächenverpachtung** weitere Einnahmen generiert werden.
4. Auch die über die Jahre regelmäßigen **Gewinnmöglichkeiten aus dem Betrieb** dezentraler EE-Anlagen können ein Anreiz sein, nicht nur den kommunalen Haushalt zu stützen, sondern auch durch den Eigenbetrieb stärkere Unabhängigkeit von externem Energiebezug zu erreichen. Dieser Aspekt geht zusammen mit dem aktuell beobachtbaren **Trend zur Rekommunalisierung** der Energieerzeugung sowie dem **Trend zur Gründung so genannter 100 %-EE-Kommunen und -Regionen**.

¹⁵ Hintergrund für den hohen Wert der vermiedenen Brennstoffimporte sind neben dem höheren Wachstumsgrad die angenommenen Ölpreissteigerungen im BEE-Szenario, s.o.

5. Der größte Anteil an der kommunalen Wertschöpfung entfällt im Regelfall auf die **Einkommen**, d.h. die ortsansässigen Betriebe schaffen oder erhalten Arbeitsplätze und stärken die Kaufkraft der lokal Beschäftigten. Dieser Aspekt wird trotz seiner hohen quantitativen Bedeutung gegenüber den direkten Einnahmen in den kommunalen Haushalt oft vernachlässigt. Er spielt jedoch gerade in strukturschwachen Kommunen mit hoher Arbeitslosigkeit eine gewichtige Rolle. Daher ist neben dem Eigenengagement der Kommune (durch **Eigenbetrieb oder Förderung von EE-Anlagen**) auch die aktive Förderung und **Ansiedelung von EE-Unternehmen** ein wichtiger Erfolgsfaktor für die Steigerung der kommunalen Wertschöpfung.
6. Für eine **modellierte Kommune mit 75.000 Einwohnern**, die bei allen EE-Technologien einen Ausbaugrad gemäß Bundesdurchschnitt aufweist, und die über keine Produktionsbetriebe, jedoch eine Reihe von Dienstleistern von der Planung bis zur Versicherung verfügt, wurde eine Wertschöpfung in Höhe von 3 Mio. Euro berechnet. In ähnlicher Höhe vermeidet die Kommune Ausgaben für fossile Brennstoffimporte, spart 55.000 t CO₂ ein und zählt ca. 50 Vollzeitbeschäftigte in den EE-Unternehmen.
7. Andere **Modellierungen von Kommunen** haben gezeigt, dass unabhängig von der Größe und der Fläche der Kommunen aufgrund unterschiedlicher EE-Schwerpunkte vielfältige Möglichkeiten der Wertschöpfung gegeben sind. So können ländliche Kommunen stärker Biomasse, Wind- und Wasserkraft nutzen, Städte haben demgegenüber mehr Dächer für die Solarenergie, verfügen über Gewerbe, Netze, und möglicherweise auch eine bessere Infrastruktur. Außerdem sind nicht nur eigene installierte Anlagen maßgeblich, sondern auch über die kommunalen Grenzen hinweg aktive EE-Unternehmen und Beteiligungen steigern die Wertschöpfung.
8. **Hochgerechnet auf Deutschland** wurden mindestens 6,7 Mrd. Euro Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien generiert. Dabei zeigt sich, dass nicht nur der hohe Ausbaugrad ein Einflussfaktor ist, sondern auch die unterschiedliche Beschäftigungsintensität und unterschiedliche Relationen zwischen den Wertschöpfungsstufen Produktion und Dienstleistungen zu zum Teil deutlich verschiedenen kommunalen Wertschöpfungen der einzelnen EE-Technologien führen. So trägt die Photovoltaik zwar vergleichsweise wenig zur Stromproduktion bei, weist jedoch mit 2,4 Mrd. Euro einen noch höheren Anteil als die Windenergie auf. Dabei entfällt nur ein kleinerer Teil auf die Produktion (und damit auch auf importierte Anlagen), in der Regel entfällt der größere Anteil auf die Dienstleistungen.
9. Die **Hochrechnung für 2020** ergibt auf der Basis des wachstumsstarken Szenarios des BEE eine Steigerung der kommunalen Wertschöpfung auf über 13 Mrd. Euro. Die Kommunen können gemäß dieses Szenarios 1,2 Mrd. Euro an Gewerbesteuern und anteiliger Einkommenssteuer einnehmen sowie die direkte Bruttobeschäftigung um über 80 % auf 210.000 Vollzeitbeschäftigte steigern. Dabei nehmen in 2020 aufgrund des deutlich höheren Bestands die Wertschöpfungen aus dem Betrieb und durch die Betreibergesellschaft überproportional zu, demgegenüber nimmt die Bedeutung der Wertschöpfung aus Produktion und Installation angesichts zurückgehender Zubauzahlen ab. Dieser Trend unterstreicht nochmals die hohe Bedeutung der Dienstleistungen für die Kommunen, die für eine dauerhafte Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien nicht über Produktionsanlagen verfügen müssen.
10. Insgesamt handelt es sich bei allen hochgerechneten Werten mit Blick auf die gesamte EE-Branche um konservative Ergebnisse, da vereinzelte Technologien und Anlagengrößen aufgrund ihrer geringeren kommunalen Relevanz im Rahmen der Studie ausgeblendet werden mussten.

11. Die Ergebnisse belegen damit eindrucksvoll die bereits gegenwärtig hohen ökonomischen Wertschöpfungen in Kommunen, die aus der Förderung der EE-Anlagen und der Ansiedelung von Unternehmen gegeben sind. Für die Zukunft wird die Entwicklung der kommunalen Wertschöpfung stark von der weiteren Zubauentwicklung insbesondere dezentraler (und nicht vorrangig zentraler) EE-Technologien abhängen.

1 Einführung

Kommunen sind wichtige Treiber beim Ausbau Erneuerbarer Energien (nachfolgend auch kurz: EE) und können gleichzeitig in relevantem Umfang Profiteure sein. Denn im Regelfall werden bisher importierte Energierohstoffe oder Endenergien durch heimische Energiequellen und oft auch Technologien und Dienstleistungen ersetzt. Gleichzeitig findet eine Reihe von Wertschöpfungsschritten in den Kommunen selbst statt und führt dort zu positiven regionalwirtschaftlichen Wirkungen. Wie groß jedoch der Anteil genau ist, der in den Kommunen aus ökonomischer Sicht erwirtschaftet werden kann, d.h. welche Stufen der Wertschöpfung dort in der Regel in welchem Umfang stattfinden, ist bisher wenig bekannt. Die Wissenslücke wird noch größer, wenn man nach den verschiedenen Möglichkeiten und Potenzialen der kommunalen Wertschöpfung der verschiedenen Erneuerbare-Energien-Technologien fragt. Zwar gibt es eine zunehmende Zahl an Veröffentlichungen, die sich dem Thema in allgemeiner Form widmet (beispielhaft: Hoppenbrock/ Albrecht 2010), konkrete Berechnungen und diesbezügliche methodische Grundlagen waren jedoch zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie noch nicht vorhanden. Dies verwundert umso mehr, da immer mehr Kommunen den Nutzen Erneuerbarer Energien erkennen und ihre Potenziale heben wollen. Zudem ist sogar ein kleiner Trend hin zu 100 %-EE-Kommunen auf kommunaler wie regionaler Ebene erkennbar.¹⁶ Die Nachfrage nach derartigem Wissen und Informationen ist dementsprechend hoch.

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel dieser Studie, die aufgezeigte Wissenslücke zu schließen bzw. hierzu einen wichtigen Beitrag zu leisten. Die Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) hat dazu Ende 2009 das Institut für ökologische Wirtschaftsforschung beauftragt, eine Studie zu diesem Thema zu erstellen. Projektpartner des IÖW war das Zentrum für Erneuerbare Energien (ZEE) an der Universität Freiburg.

1.1 Definition der kommunalen Wertschöpfung in dieser Studie und zentrale Begriffe

Der Begriff der Wertschöpfung im Allgemeinen sowie der kommunalen Wertschöpfung im Speziellen wird sehr uneinheitlich verwendet. In Rahmen dieser Studie wird die kommunale Wertschöpfung als Summe aus den folgenden Bestandteilen gebildet, die in einer Kommune anfallen (vgl. auch nachfolgende Abbildung):

- erzielte Unternehmensgewinne
- verdiente Nettoeinkommen
- gezahlte Steuern.

¹⁶ Vgl. hierzu beispielhaft die Internetseiten der Projekte „100 % EE-Regionen“ (www.100-ee.de), gefördert vom BMU sowie „EE-Regionen – Sozial-Ökologie der Selbstversorgung“ (www.ee-regionen.de), gefördert vom BMBF.

Unter kommunaler Wertschöpfung wird dabei die Wertschöpfung verstanden, die die Kommune selbst oder deren BewohnerInnen und die kommunalen Unternehmen generieren.

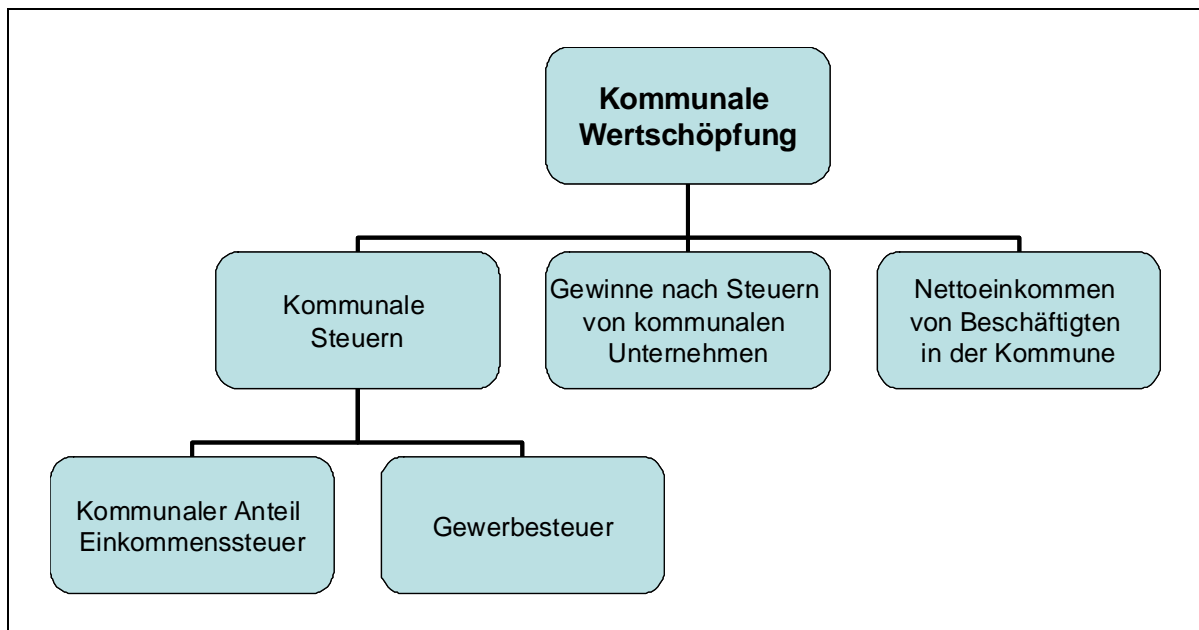


Abb. 1.1: Zentrale Bestandteile kommunaler Wertschöpfung

Die „kommunale Wertschöpfung“ verhält sich zur **gesamten durch EE-Anlagen und EE-Produktionsanlagen erzeugten globalen Wertschöpfung** wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Von der gesamten globalen Wertschöpfung, die durch in Deutschland errichtete und produzierte EE-Anlagen und die dazu gehörigen Produktionsanlagen induziert wird, sind die Vorleistungen und Rohstoffe abzuziehen, die aus dem Ausland kommen. Dadurch erhält man die Wertschöpfung, die dem nationalen Bezugsraum zuzurechnen ist.

Desweiteren sind direkte und indirekte Effekte sowie weitere Vorleistungen zu unterscheiden. Da wir in dieser Studie nur die direkten Effekte betrachten, müssen für einen Vergleich von „Gesamtdaten“ (z.B. Gesamtinvestitionen in EE-Anlagen) die indirekten Effekte abgezogen werden. Die Betrachtung der direkt den Erneubaren Energien zuzuordnenden Wertschöpfungseffekte wird hier vorgezogen, da sich diese erstens besser beobachten und in methodischer und empirischer Hinsicht bestimmen lassen, zudem sind sie auch für die Zielgruppen dieser Studie leichter vermittelbar und anschaulicher. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind die nicht direkt zuzuordnenden Vorleistungen (wie z.B. die Gläser für Solaranlagen) und indirekten Effekte (wie z.B. die Produktionsanlagen oder auch Tourismus zu EE-Anlagen) gleichwohl bedeutsam. Wohlgemerkt werden die genannten Effekte kostenseitig in unserer Analyse berücksichtigt – es wird allerdings keine „durch EE induzierte“ Wertschöpfung in der Glasindustrie oder in der Tourismusindustrie ermittelt, sondern ausschließlich nur in der „direkten“ EE-Industrie und bei den EE-Dienstleistern.

Jenseits der kommunalen Wertschöpfungseffekte sind schließlich noch Steuern und Abgaben von Bund und Ländern zu beachten. Darüber hinaus berücksichtigen wir aus methodischen Gründen diejenigen Tätigkeiten nicht, die sich nicht direkt (oder allenfalls statistisch) den EE-Wertschöpfungsketten anteilig zurechnen lassen. Dazu gehören Bildung, Forschung und öffentliche Stellen. Eine Sonderrolle nimmt der Biomasseanbau ein, den wir ebenfalls als nicht den EE-Ketten zurechenbar einstufen, da die Wertschöpfung, welche die Landwirte durch die Produktion

von Energiepflanzen generieren, gleichermaßen durch andere landwirtschaftliche Güter erzielt werden kann und somit nicht zusätzlich erfolgt.

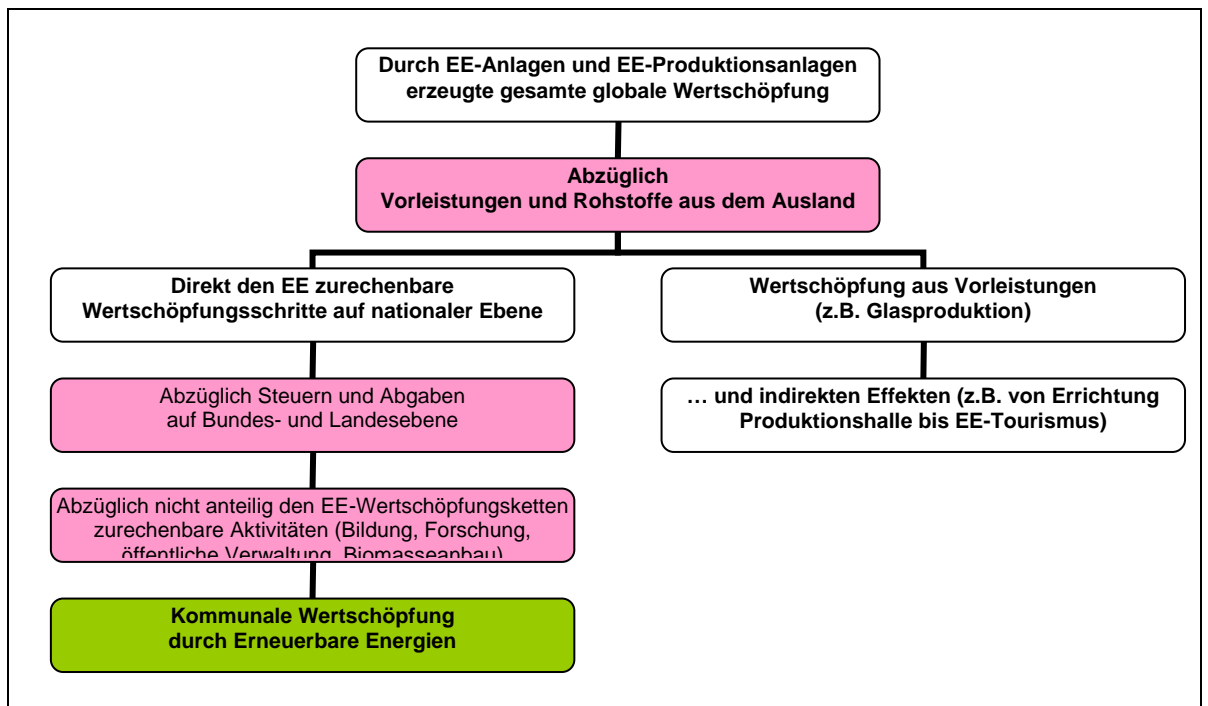


Abb. 1.2: Einordnung kommunaler Wertschöpfung zur gesamten Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien in Deutschland

Wir unterscheiden insgesamt die vier folgenden **Wertschöpfungsstufen**, die wiederum eine Reihe von verschiedenen **Wertschöpfungsschritten** umfassen:

1. Investition

Umfasst die Produktion der Anlage inkl. aller für die Erstinstallation relevanten Anlagenkomponenten, teilweise auch Handel / Großhandel (wenn nicht überwiegend Vertrieb durch Hersteller erfolgt)
2. Investitionsnebenkosten (nachfolgend i.d.R. bezeichnet als: Planung, Installation etc.)

Umfasst vorrangig Planung, Projektierung und Installation, aber auch (teilweise) Grundstückskauf oder Ausgleichsmaßnahmen.
3. Betriebsführung

Umfasst u.a. technische Betriebsführung, Wartung und Instandhaltung (inkl. Ersatzteilproduktion), Kosten der Finanzierung (Anteil Fremdkapital), Versicherung, zum Teil Pachtzahlungen bis hin zu anteiligen Rückbaukosten.
4. Betreibergesellschaft

Umfasst im Wesentlichen die finanzielle Betriebsführung; hier steht in der Regel die Ermittlung des Brutto-Gewinns im Vordergrund.

Hinter den hier genannten Schritten wie z.B. „Installation“ verbergen sich in der Regel wiederum eine Reihe weiterer Wertschöpfungsschritte (u.a. bauliche Maßnahmen, Produktion, Handel und

Bau von Unterkonstruktionen, Netzanbindung etc.), die zudem je Technologie und Anlagengröße erheblich differieren können. Als Beispiel für die Unterschiedlichkeit der 16 Ketten sei die Biomasse erwähnt, bei der anders als bei den anderen Technologien z.B. Brennstoffe und in Folge dessen spezifische Schritte eine wichtige Rolle spielen.

An den meisten dieser Schritte sind Unternehmen beteiligt, die Gewinne generieren, Beschäftigung erzeugen und Steuern zahlen. Die Wertschöpfungsschritte Grundstückskauf und Pacht bilden eine Ausnahme, da hier die Wertschöpfung auf Gewinne und Steuern beschränkt ist, der Beschäftigungsaspekt wird hierbei vernachlässigt. Abschreibungen erzeugen keine direkte Wertschöpfung, sondern haben indirekt Einfluss auf das steuerliche Ergebnis und somit auf den zu zahlenden Steuerbetrag.

Die in dieser Studie betrachteten Steuerarten sind im Wesentlichen die Einkommensteuer und die Gewerbesteuer, da diese die größte unmittelbare Relevanz für die Kommune haben.¹⁷

1.2 Eingrenzung des Untersuchungsrahmens und Aufbau der Studie

Im Rahmen der Studie „Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien“ werden erstens Aussagen zur heutigen Situation ermittelt und zweitens auf dieser Basis die Entwicklung der kommunalen Wertschöpfung bis 2020 für ausgewählte kommunalökonomische Indikatoren aufgezeigt.

Basis waren die in der Tabelle dargestellten 16 EE-Technologien, die als besonders wichtig für die kommunale Wertschöpfung angesehen wurden. Damit wurden alle für eine „durchschnittliche Kommune“ wesentlichen Technologien und Anlagengrößen aus den Bereichen Strom- und Wärmeerzeugung sowie Biokraftstoffen analysiert. Sonderfälle wie Wasserkraft-Großkraftwerke, Offshore-Windenergie oder Tiefengeothermie, die nur wenige Kommunen betreffen, wurden hier nicht betrachtet. Beteiligungen an solchen Anlagen können jedoch in unserer Systematik berücksichtigt werden.

Tab. 1.1: Untersuchte Wertschöpfungsketten der Erneuerbaren Energien

1	Windkraft	Onshore
2		Repowering
3	Photovoltaik	Kleinanlagen Dach
4		Großanlagen Dach
5		Freiflächenanlagen
6	Solarthermie	Kleinanlagen
7		Großanlagen
8	Geothermie	Wärmepumpen
9	Wasserkraft	Kleinanlagen
10	Biogas	Kleine Anlagen
11		Großanlagen
12	Biomasse	Kleinanlagen
13		Großanlagen
14	Biokraftstoffe	Pflanzenöl
15		Bioethanol
16		Biodiesel

¹⁷ Eine Ausnahme bildet die Umsatzsteuer bei kleinen wärmeerzeugenden Anlagen, wenn diese von Privatpersonen betrieben werden. Nur in diesem Fall gehen wir von nicht Vorsteuer abzugsberechtigten Betreibern aus und berücksichtigen daher die zu entrichtende Umsatzsteuer. Von dieser Umsatzsteuer entfällt rückwirkend etwa ein Anteil i.H.v. 2.2 % wieder an die Kommune.

In methodischer Hinsicht wurde in der Studie Neuland betreten, da auf keine existierende vergleichbare Untersuchung aufgebaut werden konnte und zudem für viele der erforderlichen Berechnungen die Datenbasis fehlte. Zunächst wurden für die aufgeführten EE-Technologien entlang des gesamten Lebensweges alle relevanten Wertschöpfungen erhoben, berechnet oder abgeschätzt. Es entstanden somit erstmalig 16 vollständige Wertschöpfungsketten mit jeweils modularem Aufbau. Damit liegen alle Informationen vor, um daraus spezifische Anwendungsfälle zu berechnen. So können nun beliebige reale Beispielkommunen oder typisierte Modellkommunen hinsichtlich ihrer Wertschöpfungseffekte oder –Potenziale analysiert werden. Dies wurde im Rahmen des Projektes für 5 unterschiedlich große, reale Beispielkommunen und zusätzlich für 5 verschiedene, typisierte Modellkommunen vorgenommen. Dabei dienten die Beispielkommunen primär der Vervollständigung der Datenlücken und der Plausibilisierung des Modells und der Berechnungen. Die Modellkommunen dienen primär der Veranschaulichung der Ergebnisse für typisierte Kommunen in unterschiedlichen Größenklassen und mit unterschiedlichen EE- und Wertschöpfungsschwerpunkten. Mit dem Modell ist es möglich, nicht nur die Wertschöpfung durch die in der Kommune errichteten EE-Anlagen zu ermitteln, sondern auch die „Exporte“ kommunaler Hersteller und Dienstleister in die Region bzw. nach außerhalb der Kommune. Ebenso kann abgebildet werden, dass nicht alle errichteten Anlagen von kommunalen Akteuren z.B. geplant oder gewartet werden (Dienstleistungsimport). Darüber hinaus erlaubt der Ansatz, die Wertschöpfungseffekte aus dem Betrieb über die Anlagenlaufzeit (im Regelfall werden 20 Jahre angenommen) abzubilden.

Außerdem wurden für die ermittelten kommunalen Effekte Hochrechnungen auf die Bundesebene für die Gegenwart und die Zukunft vorgenommen. Im Rahmen des Projektes wurden zur Abbildung zukünftiger Entwicklungen zwei ausgewählte Szenarien für 2020 herangezogen: das Leitszenario des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) sowie die Branchenprognose des Bundesverbands Erneuerbare Energien (BEE).

Nachfolgend werden zunächst die zentralen und übergreifenden methodischen Aspekte und Annahmen dargelegt, die für alle EE-Technologien übergreifend gelten (Kapitel 2). Im Kapitel 3 sind die zentralen Annahmen, methodischen Grundlagen und Ergebnisse für die 16 verschiedenen Wertschöpfungsketten dargestellt. Daran schließt sich das Kapitel 4 mit Ergebnissen für konkrete Beispielkommunen an, die im Rahmen des Projektes analysiert wurden. Die Ergebnisse dienen einerseits der Plausibilisierung der Wertschöpfungsketten, andererseits wurden im Rahmen der Empirie auch gezielt Datenlücken gefüllt und Annahmen überprüft. Im Kapitel 5 werden fünf modellierte Kommunen unterschiedlicher Größe berechnet, die beispielhaft mit EE-spezifischen Schwerpunkten und zudem Schwerpunkten entlang der Wertschöpfungskette profiliert wurden. Es handelt sich hierbei nicht um repräsentative Kommunen, dennoch können sich Kommunen mit ähnlichen Schwerpunkten oder Potenzialen wiederfinden. Im Schlussteil (Kapitel 6) werden schließlich die Hochrechnungen auf Deutschland und für das Jahr 2020 dargestellt.

2 Übergreifende Berechnungsmethoden und Annahmen

Die hier entwickelte Berechnungsmethode zur Bestimmung der kommunalen Wertschöpfung ist zwar für die 16 EE-Technologien jeweils spezifisch entwickelt und ausgearbeitet, sie folgt jedoch einer grundsätzlichen und übergreifenden Logik. Die zentralen Schritte sind dabei die folgenden:

- a) Die Ermittlung der spezifischen Kosten sowie der **Kostenstruktur** in jeder Wertschöpfungsstufe, getrennt nach Investitions- und Betriebskosten. Die Kosten werden den jeweiligen **Umsätzen** in den Stufen gleichgesetzt. Für Dienstleistungen, Dienstleistungsanteile sowie den Handel werden teils spezifische Ansätze verwendet.
- b) Zur **Ermittlung der Gewinne** wird primär die **Umsatzrentabilität** herangezogen. Maßgeblich sind die Gewinne vor Steuern. Je nach Datenverfügbarkeit wurden zur Ermittlung dieser Gewinne unterschiedliche Berechnungsweisen angewendet. Wichtig waren hier u.a. Analogien zu statistischen Daten vergleichbarer Branchen sowie die Differenzierung von Kapital- und Personengesellschaften. Für die Finanzierung mit Fremdkapital, die Pacht sowie die Betreibergesellschaft wurden spezifische Berechnungsverfahren zur Gewinnermittlung entwickelt.
- c) Die **Bestimmung der Einkommen** erfolgt über die **Beschäftigungseffekte**. Diese wiederum werden im Regelfall aus den Umsätzen hergeleitet. Hierbei sind Umsätze, die ausschließlich mit Dienstleistungen erwirtschaftet werden von Umsätzen ohne oder mit anteiligen Dienstleistungen zu differenzieren. Für den ersten Fall wurden nach einer Zuordnung von Berufsgruppen aus statistischen Daten die Einkommensniveaus bestimmt. Für den zweiten Fall wurden zunächst aus statistischen Beschäftigungsindikatoren vergleichbarer Wirtschaftszweige (Beschäftigte pro Umsatz) Beschäftigungseffekte je Stufe ermittelt und von diesen in der Folge wie im ersten Fall die Einkommensniveaus in Euro pro kW ermittelt. Auch hier mussten aufgrund der Datenlage für einzelne Stufen spezifische Ansätze entwickelt werden (dies waren u.a. Großhandel, Versicherungen, Kapitaldienst, Geschäftsführung der Betreibergesellschaft und Stromverbrauch).
- d) Aus den zuvor ermittelten Werten lassen sich nun die relevanten **Steuern** ermitteln. Die Ermittlung der Gewerbesteuer als maßgebliche kommunale Unternehmenssteuer erfolgt differenziert nach Kapital- und Personengesellschaften. Als zweite maßgebliche Steuer wird der kommunale Anteil der Einkommensteuer sozialversicherungspflichtiger Arbeitnehmer unter Berücksichtigung von Ost-West-Gewichtungen, Sozialabgaben, Solidaritätszuschlag und Kirchensteuer sowie der Besteuerungssystematik nach Grundtabelle in Bezug auf die relevanten Berufsgruppen (und somit Einkommensniveaus) ermittelt.
- e) Die Analysen wurden mit realen Kosten und Preisen durchgeführt, d.h. alle Werte wurden um die Preiseffekte bereinigt. Das Basisjahr ist das Jahr 2009.

Die einzelnen Schritte, die relevanten Grunddaten, Berechnungsverfahren, zentrale Quellen und Ergebnisse werden nachfolgend im Detail beschrieben.

2.1 Umsatzstruktur der Wertschöpfungskette

Zentrale Grundlage für die Ermittlung der Wertschöpfung bildet eine Analyse der **Umsätze bezogen auf die installierte Leistung (in kW)** in den einzelnen Wertschöpfungsstufen. Dafür werden auf Basis einer Auswertung der vorhandenen Literatur die **Kostenstrukturen von Investitionen** in die einzelnen Technologien ermittelt. Informationen aus unterschiedlichen Quellen werden hinsichtlich ihrer Konsistenz geprüft und entsprechend angepasst. Eine Zuordnung der einzelnen Kostenpositionen zu den Wertschöpfungsstufen ermöglicht die Ermittlung der Umsätze in diesen Stufen. In der Literatur sind Kostenstrukturen vorwiegend relativ bezogen auf die Investitionskosten, bzw. teilweise bezogen auf die Investitionsnebenkosten angegeben. Ein derartiger prozentualer Aufbau ermöglicht die Anwendung der Kostenstrukturen auf die spezifischen Investitionskosten, die der aktuellen Literatur (Marktanalysen, Evaluierungsberichte etc.) entnommen wurden.

Neben dem „Standardfall“ der Ermittlung der Umsätze in Euro pro kW wurden in zwei Technologiebereichen abweichende Einheiten verwendet. So wurden bei der Solarthermie die Investitionskosten und die Kostenstruktur bezogen auf die installierte Kollektorfläche in m² ermittelt. Eine weitere Ausnahme sind die Biokraftstoffe, da das Endprodukt ein Kraftstoff ist. Aus diesem Grund wurde die Bezugsgröße „1.000 Liter produzierter Kraftstoff“ gewählt.

Neben diesen direkten Kosten bzw. Umsätzen, die durch die Investitionen in den einzelnen Wertschöpfungsstufen entstehen, werden weitere **Umsätze durch den Betrieb** der Anlagen generiert. Diese Kosten fallen im Unterschied zu den Investitionskosten nicht einmalig sondern jährlich über die gesamte Laufzeit an. Die Betriebskosten werden als Prozentsatz der Investitionskosten ausgewiesen. Im Bereich Wartung & Instandhaltung wird durch den Ersatz von Teilen zusätzliche Nachfrage in der Komponentenproduktion generiert. Diese wird ermittelt, indem der Anteil der Personalkosten an Instandhaltungs- und Wartungskosten (BMU 2006, 81) subtrahiert wird. Der verbleibende Rest sind Materialkosten und somit erhöht diese Nachfrage den Umsatz in der Produktion. Während die Nachfrage nach neuen Anlagen durch die Investitionen ausgelöst wird und damit den Zubau in den Technologien betrifft, wird die Nachfrage nach Ersatzbedarfsinvestitionen durch den Betrieb der Bestandsanlagen generiert. Als weitere Betriebskosten fallen die Finanzierungskosten für das eingesetzte Fremdkapital und, soweit vorhanden, die Kosten für die Geschäftsführung und die Komplementär-GmbH an. Die Kreditkosten entsprechen der Annuität aus Zins- und Tilgungszahlungen. Die Kosten für das Eigenkapital werden vom Gewinn der Betreibergesellschaft bestritten. Die Kosten der Geschäftsführung werden in dem hier betrachteten Modell des Betreibers als GmbH & Co. KG von der KG, welche alle Gewinne verwaltet, an die GmbH ausgezahlt.

Grundsätzlich kann zwischen Wertschöpfungsstufen unterschieden werden, in denen der Umsatz ausschließlich oder zu einem geringen Teil durch **Dienstleistungen** erzielt wird. In letzterem Fall sind im Umsatz Materialkosten oder Vorleistungen enthalten, die über einen geringen Sachkostenanteil hinausgehen. Werden Vorleistungen aus anderen Wertschöpfungsstufen bezogen, wird in dieser Wertschöpfungsstufe durch die dadurch generierte Nachfrage Umsatz erzeugt. Dieser wird entsprechend berücksichtigt. Wird der Umsatz komplett durch Dienstleistungen erzielt, so entspricht dies nach Abzug verschiedener Sachkostenanteile den Personalkosten und Gewinnen in dieser Stufe (inklusive der Steuern).

Die **Umsätze des Handels** finden sich nicht in den Kostenstrukturen der Literatur wieder, da hier in der Regel von Endverbraucherpreisen ausgegangen wird und die Marge des Handels dabei in den Kosten der betreffenden Wertschöpfungsstufe einbezogen ist. In dieser Analyse wird der Handel als Vermittler zwischen Produktion und Handwerk, also als Großhandel modelliert. Um den Umsatz

des Großhandels für die in Frage kommenden Technologien getrennt auszuweisen, wird der Aufschlag des Handels auf den Komponenteneinkaufspreis ermittelt und von den Kostenanteilen der relevanten Wertschöpfungsschritte abgezogen. Die Marge des Großhandels wurde nach der Hochrechnung der Deutschen Bundesbank (2009b) ermittelt und deckt die Posten Personalaufwand (7,3 %), übriger Aufwand (8,0 %) und Gewinn vor Steuern (2,3 %). Es ergibt sich ein Großhandelsaufschlag von 17,6 %.

Aufbauend auf der derart ermittelten Umsatzstruktur in den Wertschöpfungsketten der einzelnen Technologien werden im Anschluss die Komponenten der Wertschöpfung ermittelt, d.h. die Gewinne, die Einkommenseffekte und die Steuern.

2.2 Gewinne

2.2.1 Allgemeiner Ansatz

Zur Ermittlung der Gewinne der jeweiligen Wertschöpfungsstufe wird die Umsatzrentabilität verwendet, welche den Jahresüberschuss eines Unternehmens ins Verhältnis setzt zu dem in dieser Periode erzielten Umsatz. Diese Zahlen werden als Ergebnisse vor und nach Gewinnsteuern erhoben. Die Ergebnisse vor Gewinnsteuern werden für die weitere Berechnung der Wertschöpfung verwendet, die Nach-Steuer-Gewinne dienen der Plausibilisierung der Steuerberechnung. Zwar kann die Umsatzrentabilität als Bilanzkennzahl durch Bilanzierungsregeln verzerrt sein und nicht die reale Situation eines Unternehmens widerspiegeln, bei der Betrachtung vieler Unternehmen oder dem Aggregat einer Branche ist jedoch davon auszugehen, dass diese Zahl einen guten Indikator für das Verhältnis Umsatz zu Gewinn darstellt.

Die Umsatzrentabilität kann auf verschiedene Weise ermittelt werden, abhängig von der Datenverfügbarkeit. Zunächst wurde versucht, für alle EE-Branchen eine Analyse der dort tätigen Unternehmen vorzunehmen. Idealerweise lassen sich diese einer Technologie und einer Wertschöpfungsstufe zuordnen, so dass eine Analyse der Bilanzen der Unternehmen eine Indikation über die Umsatzrentabilität gibt. Die Bilanzanalyse führte bis auf den Bereich Windenergie jedoch zu keinem verwendbaren Ergebnis, da die Anzahl von zur Verfügung stehenden Bilanzen und deren Vergleichbarkeit sehr gering war, was dem geringen Anteil großer veröffentlichungspflichtiger Kapitalgesellschaften in diesen Branchen zuzuschreiben ist. Weiterhin veröffentlichen viele Unternehmen vor dem Hintergrund der Einführung der Internationalen Rechnungslegungsstandards (IFRS) ihre Bilanzen nach eben dieser Bilanzierungsmethode. Der dadurch ermittelte Gewinn ist jedoch erstens nicht vergleichbar mit nach deutschem Handelsgesetzbuch ermittelten Gewinnen, zweitens können diese Werte in dieser Studie nicht verwendet werden, da durch das Maßgeblichkeitsprinzip das deutsche Steuerrecht mit dem Handelsrecht verknüpft ist. Die verwendbaren Bilanzen waren letztendlich von zu geringer Zahl und lieferten zu inkonsistente Ergebnisse, um von dieser Position aus Rückschlüsse über eine gesamte Branche schließen zu können.

Als alternativer Ansatz wurde eine Statistik der Deutschen Bundesbank (2009b) gewählt, welche hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen für die Jahre 1997 bis 2008 ermittelt. Der im Datenpool gehaltene Bestand umfasst jährlich bis zu 140.000 Einzelabschlüsse nicht-finanzieller Unternehmen und beinhaltet sowohl Personen- als auch Kapitalgesellschaften. Abweichungen des Datenpools von der realen Verteilung der Umsätze auf verschiedene Unternehmensgrößen und -typen werden mit einem Abgleich mit der Umsatzsteuerstatistik des Statistischen Bundesamtes und einer anschließenden Hochrechnung ausgeglichen. Die Zuord-

nung der Unternehmen zu verschiedenen Wirtschaftszweigen in der Bundesbankstudie erfolgt nach der Klassifikation des Statistischen Bundesamtes (2003). Da hier die verschiedenen erneuerbaren Energien nicht explizit aufgelistet werden, wurden Vergleichsbranchen ermittelt, die das jeweilige Gewinn/Umsatz-Verhältnis der entsprechenden Wertschöpfungsstufe abbilden. Die durchschnittlichen Umsatzrenditen der verschiedenen Branchen wurden als Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2007 errechnet. Die errechneten Umsatzrenditen bilden sowohl Werte vor Steuern, als auch nach Steuern ab. Hierbei ist es wichtig zu erwähnen, dass für die Berechnung der Wertschöpfung nur die Vor-Steuer-Werte verwendet werden, da sie die Grundlage für die Steuerbetrachtung sind. Die Nach-Steuer-Daten wurden lediglich zur Plausibilisierung der Steuerbetrachtung erhoben.

2.2.2 Spezialfälle

Finanzierung durch Fremdkapital

Mit dem kreditfinanzierten Anteil der gesamten Investitionssumme wurde unter Hinzunahme des Zinses und der Kreditlaufzeit ein Tilgungsmodell erstellt, welches die Ermittlung einer durchschnittlichen Kreditrestschuld ermöglicht. Diese stellt die Grundlage für die Wertschöpfung der Banken dar. Auf die durchschnittliche Restschuld wird die durchschnittliche Marge der Banken gezahlt (Kreditzins abzüglich Refinanzierungszins) von der die Banken Gewinn, Steuern und Beschäftigung bestreiten müssen. Diese repräsentiert die gesamte Wertschöpfung bei den Banken. Nach Angaben des Handelsblattes (2010) liegen die Margen von Banken auf Kredite zwischen 1,52 % und 1,88 %; im Mittel folglich bei 1,70 %. Der Gewinn vor Steuern wird nun ermittelt, indem von der gesamten Wertschöpfung die Bruttobeschäftigungskosten subtrahiert werden. Da die Bruttobeschäftigungskosten nicht den Arbeitgeberanteil zur Sozialversicherung enthalten, muss dieser vom errechneten Gewinn noch abgezogen werden.

Versicherung

Zu den Betriebskosten von EE-Anlagen gehören meist Versicherungskosten. Der Gewinn der Versicherer wird über den Weg der Umsätze und der Umsatzrentabilität ermittelt. Die Umsätze sind hierbei die Bruttobeitragseinnahmen der deutschen Schaden- und Unfallversicherer der Jahre 2007 und 2008 (GDV 2009). Die Jahresergebnisse der selben Jahre (Sieren 2010) sind der Gewinn aus dem schließlich die Umsatzrendite berechnet werden kann. Der Durchschnitt über die Jahre 2007 und 2008 der Umsatzrendite vor Steuern beträgt 5,0 %, die Nach-Steuer-Rendite 2,0 %.

Pacht

Soweit für die Realisierung einer Investition in Erneuerbare Energien Grundstückskosten anzusetzen sind und diese nicht als Kauf modelliert werden, wie z.B. bei der Wasserkraft, werden Pachtkosten und damit –einnahmen betrachtet. Pachteinahmen kommen den Grundstückseigentümern zugute und erzeugen somit bei den Kommunen oder privaten Eigentümern direkte Gewinne, welche im letzteren Falle zu versteuern sind. Die Aufteilung der Pachteinahmen auf Kommune und Privatpersonen erfolgt anhand von Literaturangaben oder Schätzungen von Branchenexperten. Pachteinahmen erzeugen in diesem Modell keine bzw. vernachlässigbare Beschäftigungseffekte.

Gewinn der Betreibergesellschaft

Bei den Gewinnen ist zwischen den unterschiedlichen Anlagentypen und Anwendungsbereichen zu unterscheiden. Die meisten nach EEG vergüteten Erneuerbaren Energien werden in diesem Modell von einem Betreiber in Form einer GmbH & Co. KG verwaltet. Das Eigenkapital wird über die Kommanditisten eingebracht, die Haftung findet auf Seiten der Komplementär-GmbH statt. Die KG betreibt das operative Geschäft und bezieht den gesamten Gewinn. Der Gewinn vor Steuern berechnet sich aus den Einnahmen durch EEG-Vergütung abzüglich der folgenden Kosten: Betriebskosten, Kreditzinsen, Vergütung der Geschäftsführung, Haftungsvergütung, Rücklagen für den Rückbau und Abschreibungen (lineare Abschreibung über die gesamte Anlagenlaufzeit). Nach Abzug der Gewerbesteuer wird der Gewinn für die Zinszahlungen an die Eigenkapitalgeber verwendet. Die Komplementär-GmbH ist nicht an der KG beteiligt und erhält als Einkünfte die Vergütung der Geschäftsführung, welche als externer Mitarbeiter bei der GmbH angestellt ist, und eine Haftungsvergütung. Somit ist der Gewinn der GmbH die erhaltene Haftungsvergütung.

Die Ausnahmen zu dieser Vorgehensweise stellen die Wertschöpfungsketten der kleinen Photovoltaik-Dachanlagen und der Biogas-Kleinanlagen dar. Bei ersteren wird angenommen, dass der Betreiber ein Einzelunternehmer ist, welcher von der Gewerbesteuer befreit ist, da die jährlichen Gewinne unter dem Freibetrag liegen. Im Falle der Biogas-Kleinanlagen wird angenommen, dass der Betrieb durch den Landwirt in der Rechtsform einer einfachen Personengesellschaft erfolgt.

2.3 Beschäftigungseffekte

2.3.1 Allgemeiner Ansatz

Die Beschäftigungseffekte werden in Abhängigkeit vom Umsatz ermittelt. Dabei wird zwischen den beiden Fällen unterschieden, dass (a) der Umsatz ausschließlich durch Dienstleistungen generiert wird oder (b) der Umsatz nicht oder nur teilweise durch Dienstleistungen erzielt wird.

a) Wird der Umsatz ausschließlich durch Dienstleistungen generiert, so entspricht der größte Teil davon Personalkosten. Unter Abzug einer Sachkostenpauschale und dem Gewinn (vor Gewinnsteuern) entspricht der verbleibende Rest den Bruttopersonalkosten in dieser Stufe. Das Statistische Bundesamt (2009c) stellt in einer Studie die Verdienste und Arbeitseinkommen nach Berufen für das Jahr 2006 dar. Eine Zuordnung von typischen Berufen je Wertschöpfungsstufe ermöglicht die Anwendung der Bruttojahreseinkommen dieser Berufe auf die wie oben dargestellt ermittelten Kosten der Beschäftigung, um die Beschäftigungswirkung in Personen zu ermitteln. Es ist zu beachten, dass wenn der Umsatz ausschließlich durch Dienstleistungen generiert wurde, die Bruttobeschäftigungskosten neben den Gehältern zusätzlich den Arbeitgeberanteil zur Sozialversicherung beinhalten. Daher werden die Bruttobeschäftigungskosten um den Beitrag des Arbeitgeberanteils zur Sozialversicherung reduziert.

b) Wird der Umsatz nicht oder nur teilweise durch Dienstleistungen erzielt, ist die Ermittlung des Beschäftigungseffekts nicht wie oben dargestellt möglich. In diesem Fall wird zunächst die Beschäftigungswirkung als Anzahl der beschäftigten Personen ermittelt. Beim Statistischen Bundesamt (2009b; 2010a; 2010c) sind die Anzahl der Beschäftigten und der Umsatz nach Wirtschaftszweigen angegeben, welchen die entsprechenden Wertschöpfungsstufen zugeordnet werden. Daraus lässt sich eine Indikation für die Anzahl der Beschäftigten pro Euro Umsatz ermitteln, die, multipliziert mit dem Umsatz pro kW installierte Leistung, die Angabe der Beschäftigten pro kW er-

möglichst. Auf Basis der Bruttojahreseinkommen der typischen Berufe nach Statistischem Bundesamt (2009c) kann dann die Beschäftigungswirkung in Euro pro kW ermittelt werden.

2.3.2 Spezialfälle

Großhandel

Da in dem Großhandelsaufschlag und damit in der Umsatzberechnung schon der Personalaufwand mit 7,3 % eingeflossen ist, wird dieser Wert nun auch für die Bestimmung der Bruttobeschäftigungskosten verwendet. Diese berechnen sich also aus dem Anteil des Personalaufwandes am realisierten Umsatz.

Finanzierung durch Fremdkapital

Die vergebene Kreditsumme entspricht den Umsätzen der Kreditinstitute in diesem Modell. Der Quotient aus den Beschäftigten im Bankensektor und der gesamten Kreditsumme (Deutsche Bundesbank 2009a, 2010) ergibt ein Verhältnis Beschäftigte pro Euro vergebenen Kredites, welches die weitere Berechnung nach der allgemeinen Methode nach Kapitel 2.3.1 ermöglicht.

Versicherungen

Die Beitragseinnahmen der deutschen Versicherer (GDV 2009) entsprechen ihren Umsätzen in diesem Modell. Der Quotient aus den Beschäftigten im Versicherungssektor und der Summe der Beitragseinnahmen ergibt ein Verhältnis Beschäftigte pro Euro Beitragszahlung, welches die weitere Berechnung nach der allgemeinen Methode nach Kapitel 2.3.1 ermöglicht.

Geschäftsführung der Betreibergesellschaft

Die Geschäftsführung der Betreibergesellschaft wird in unserem Modell von einer externen Person durchgeführt, welche bei der Komplementär-GmbH angestellt ist. Die GmbH erhält die Vergütung von der KG, das Gehalt stellt somit Betriebskosten für die KG dar. Um den Einkommenseffekt der Geschäftsführung zu berechnen, muss aus dem gezahlten Lohnaufwand der KG noch der Arbeitgeberanteil zur Sozialversicherung herausgerechnet werden. Das Gehalt der Geschäftsführung stellt Betriebskosten dar, wird jedoch in der Wertschöpfungsbetrachtung (Nettoeinkommen und Einkommensteuer) der Betreibergesellschaft zugeordnet, da es bei den späteren Berechnungen wichtig sein wird, hier getrennte Effekte modellieren zu können.

Strom

Die Bruttobeschäftigungskosten der Energieversorger werden auf 25 % des Umsatzes geschätzt.

2.4 Steuern

Bei der Ermittlung der Steuern wird zwischen der Unternehmensbesteuerung und der Besteuerung von Einkünften aus nichtselbstständiger Arbeit unterschieden. Mit den Vor-Steuer-Gewinnen der Unternehmen sowie den Bruttobeschäftigungskosten wird auf Grundlage der geltenden steuerlichen Gesetzgebung die Steuerlast ermittelt. Aus der gesamten Steuerlast wird anschließend der Anteil ausgewiesen, der direkt dem kommunalen Haushalt zugute kommt.

2.4.1 Unternehmenssteuern

Auf Ebene der Unternehmen ist die Rechtsform für die zu entrichtende Steuerlast maßgeblich. Dabei wird zwischen Kapitalgesellschaften, wie z.B. GmbH oder AG, und Personengesellschaften, wie z.B. Einzelunternehmen oder Personengesellschaften, unterschieden.

Bei Kapitalgesellschaften beträgt die Gesamtsteuerbelastung des Gewinns ohne Ausschüttung 29,41 %, die sich aus 13,58 % Gewerbesteuer + 15 % Körperschaftssteuer + 0,83 % Solidaritätszuschlag zusammensetzen. Im Fall einer Gewinnausschüttung von 50 % erhöht sich die Steuerlast um 9,88 % auf 39,29 %. Hierin ist die Abgeltungssteuer (24,45 %) zuzüglich Solidaritätszuschlag und Kirchensteuer enthalten. Der Gewerbesteuersatz wird auf Basis der seit dem Jahr 2008 geltenden Steuermesszahl von 3,5 % sowie einem durchschnittlichen bundesweiten Hebesatz von 388 % berechnet (Statistisches Bundesamt 2009a).

Dagegen ist bei Personenunternehmen zusätzlich zur Gewerbesteuer die Einkommensteuer zu entrichten, wobei der individuelle Einkommensteuersatz zur Anwendung kommt. Zudem können die Gesellschafter von Personenunternehmen nach § 35 EStG das 3,8-fache des anteiligen Gewerbesteuermessbetrags auf die Einkommensteuerschuld anrechnen lassen. Weiterhin ermäßigt sich der Gewerbeertrag um einen Freibetrag von 24.500 €. Im Rahmen dieser Methodik wird der Freibetrag zumeist nicht berücksichtigt, da in den einzelnen Wertschöpfungsstufen der jeweiligen Energiearten kumulierte Gewinne vorliegen und die installierte Leistung weitestgehend unbekannt ist. Eine Ausnahme stellen die Gewinne der Betreiber von PV-Kleinanlagen, Wasserkraft-Kleinanlagen sowie Biogas-Kleinanlagen dar. Um die spezifischen Investitionskosten in €/kW zu erhalten, wird der Freibetrag durch die installierte Leistung der betrachteten Anlagen dividiert und im Gewinn verrechnet. Demgegenüber wird bei den Photovoltaik-Großanlagen und den Windparks der Freibetrag nicht berücksichtigt, da weitaus höhere Gewinne gegeben sind. Darüber hinaus wird von Hinzurechnungen und Kürzungen aufgrund mangelnder Daten abgesehen. Ausgehend von einem Einkommensteuersatz von 28 % (Mittelwert aus Eingangs- (14 %) und Spitzensteuersatz (42 %)) sowie einem Gewerbesteueranrechnungssatz von 13,30 % beläuft sich die gesamte Steuerbelastung von Personenunternehmen auf 30,41 % des Vor-Steuer-Gewinns. Zusätzlich sei angenommen, dass die Gesellschafter Krankenkassenbeiträge in Höhe der gesetzlichen Krankenversicherung abführen, wodurch die gesamte Steuerlast um 14,9 % auf 45,31 % ansteigt. Ferner ist anzumerken, dass im Rahmen der Einkommensteuerermittlung die persönlichen Abzüge der Gesellschafter (Sonderausgaben etc.) nicht verrechnet wurden. Gleichwohl ist der angenommene Einkommensteuersatz aufgrund des progressiven Steuerverlaufs unterhalb des Durchschnittswertes. Außerdem wird diese leichte Verzerrung der Einkommensteuer durch einen höheren Anrechnungsbetrag der Gewerbesteuer kompensiert, da der Freibetrag teilweise nicht berücksichtigt wird.

Um die Gewinnsteuern zu ermitteln, ist wiederum eine Differenzierung nach Kapitalgesellschaften und Personenunternehmen notwendig, damit Unterschiede in der Steuerbelastung berücksichtigt werden können. Für die einzelnen Wertschöpfungsstufen wird der Anteil des Gewinns, der auf Kapitalgesellschaften und Personenunternehmen entfällt, nährungsweise festgelegt und entsprechend versteuert. Datengrundlage für die Gewinnanteile der Gesellschaftsformen in den betrachteten Wertschöpfungsstufen bilden die vom Statistischen Bundesamt einzusehenden Umsätze von Unternehmen nach Branchen und Rechtsformen (Statistisches Bundesamt 2010b). Diese Vorgehensweise ist möglich, da der Gewinn über die Umsatzrentabilitäten abgebildet wird.

Bei den Betreibergesellschaften ist im Regelfall von Personengesellschaften auszugehen. In Bezug auf die Rechtsform ist überwiegend die GmbH & Co. KG anzufinden (vgl. hierzu auch Prognos

2006). Bei der Besteuerung ist zwischen der Kommanditgesellschaft, die das Kapital verwaltet und der GmbH, die die Funktion der Geschäftsführung wahrnimmt, zu differenzieren. Die Kommanditisten werden entsprechend ihrer Einlagen als Mitunternehmer am Gewinn nach Zahlung der Gewerbesteuer beteiligt und unterliegen der Einkommensteuer. Die Ausnahme hinsichtlich der Rechtsform der Betreibergesellschaft stellen die Photovoltaik-Kleinanlagen, Biogas-Kleinanlagen sowie die Biokraftstoffe dar. Bei letzteren ist anteilig von Kapital- und Personengesellschaften auszugehen, während bei den Photovoltaik- und Biogas-Kleinanlagen überwiegend einfache Personengesellschaften bestehen.

Weiterhin wird bei den Betreibern von den Beiträgen zur gesetzlichen Krankenversicherung abgesehen, da durch die Mitunternehmerschaft eine nebenberufliche Tätigkeit mit geringem Arbeitsaufwand gegeben ist. Somit ist nicht von einer Erhöhung der gesetzlichen Krankenversicherungsbeiträge auszugehen, wodurch der Beitrag zur Krankenversicherung durch den Hauptberuf abgegolten ist.

2.4.2 Einkommensteuer und Sozialabgaben

Zur Ermittlung der Einkommensteuer wird angenommen, dass auf Seiten der Arbeitnehmer ein sozialversicherungspflichtiges Beschäftigungsverhältnis vorliegt und die Angestellten uneingeschränkt einkommensteuerpflichtig sind. Zudem ist ein Solidaritätsbeitrag von 5,5 % auf die Lohnsteuer zu entrichten. Außerdem gehören alle Arbeitnehmer einer anerkannten Religionsgemeinschaft an und zahlen entsprechend ihrer Lohnsteuerabgaben 9 % Kirchensteuer.¹⁸

Zur Berechnung der spezifischen Nettobeschäftigungskosten pro kW nach Steuern wird zunächst auf Grundlage der Bruttojahreseinkommen nach Berufsgruppen die gesamte Steuerlast (inkl. Sozialabgaben) ermittelt. Da zwischen den alten und neuen Bundesländern erhebliche Abweichungen hinsichtlich der Bruttojahreseinkommen vorliegen, ist eine Differenzierung der Einkommen nach „Ost“ und „West“ erforderlich. Mithin ist eine Gewichtung der Einkommensteuer (zzgl. Solidaritätsbeitrag und Kirchensteuer) sowie der Sozialabgaben vorzunehmen, da gewichtete Bruttojahreseinkommen für Gesamtdeutschland nach dem Statistischen Bundesamt vorliegen. Der für die alten Bundesländer anzuwendende Gewichtungsfaktor entspricht folgendem Verhältnis:

$$\frac{\text{Bruttojahreseinkommen}(D) - \text{Bruttojahreseinkommen}(O)}{\text{Bruttojahreseinkommen}(W) - \text{Bruttojahreseinkommen}(O)}$$

Der resultierende Wert ist nun von 100 % zu subtrahieren, um den Gewichtungsfaktor für die neuen Bundesländer zu erhalten. Im nächsten Schritt wird die Lohnsteuer in den für die Wertschöpfungsstufen betrachteten Berufsgruppen nach „Ost“ und „West“ ermittelt. Hierbei erfolgt die Berechnung nach der Grundtabelle (Lohnsteuerklasse I) unter Beachtung des zu versteuernden Einkommens. Zusätzlich betrachtet wird die gemeinsame Veranlagung von Ehegatten unter der Vor-

¹⁸ Da 60,7 % der deutschen Bevölkerung einer Kirche angehören (vgl. Statistisches Bundesamt 2010c), wird die Abgabe einer Kirchensteuer unterstellt.

aussetzung, dass beide Ehepartner ähnliche Einkommen beziehen (Eingruppierung in Lohnsteuerklasse IV/IV, Besteuerung nach Grundtabelle).¹⁹

Die nach der Grundtabelle errechnete Lohnsteuer in den einzelnen Wertschöpfungsstufen wird zusätzlich um die Erstattungen nach §46 EstG bereinigt. Insoweit werden Aufwendungen der Arbeitnehmer geltend gemacht, die beim Lohnsteuerabzug noch nicht berücksichtigt wurden. Hierzu zählen z.B. Werbungskosten, die den Pauschalbetrag von 920 € übersteigen. Setzt man die Erstattungen zum Bruttoaufkommen der Lohnsteuer (ohne Abzug von Kindergeld und Altersvorsorge) in Beziehung, dann folgt, dass die Rückzahlungen in den letzten vier Jahren durchschnittlich bei ca. 10 % lagen (Monatsbericht des BMF 2009). Dieser Durchschnittswert wurde allgemein auf die zu entrichtende Einkommensteuer angerechnet. Anschließend wird von der Lohnsteuer der Solidaritätsbeitrag (5,5 %) sowie die Kirchensteuer (9 %) bestimmt. Bei der Berechnung der Sozialabgaben werden die unterschiedlichen Beitragsbemessungsgrenzen für die alten und neuen Bundesländer mit einbezogen. Abweichungen bestehen ausschließlich bei der gesetzlichen Rentenversicherung und Arbeitslosenversicherung. Bei der gesetzlichen Krankenversicherung und Pflegeversicherung sind die Beitragsbemessungsgrenzen zwischen den alten und neuen Bundesländern identisch. Für das Jahr 2009 ergeben sich die nach den in der nachfolgenden Tabelle aufgeführten Beitragsbemessungsgrenzen mit den dazugehörigen Beitragssätzen und entsprechenden Höchstbeiträgen.

Die Summe aus Lohnsteuer, Solidaritätsbeitrag, Kirchensteuer und den Sozialabgaben ergibt die gesamte Steuerlast. Mittels der für die einzelnen Wertschöpfungsstufen in Betracht kommenden Berufsgruppen wird die gewichtete Gesamtsteuerbelastung (in % zum Bruttojahreseinkommen) berechnet, wodurch die spezifischen Nettobeschäftigungskosten pro kW ermittelt werden können. Dabei ist zu beachten, dass wenn der Umsatz ausschließlich durch Dienstleistungen generiert wurde, die Bruttobeschäftigungskosten neben den Gehältern zusätzlich den Arbeitgeberanteil zur Sozialversicherung beinhalten. Daher werden die Bruttobeschäftigungskosten um den Beitrag des Arbeitgeberanteils zur Sozialversicherung reduziert. Demgegenüber ist bei der Finanzierung durch Fremdkapital der Vor-Steuer-Gewinn der Banken um den Arbeitgeberanteil zur Sozialversicherung zu verringern, da der Erlös der Banken mittels der Wertschöpfung durch die Fremdkapitalfinanzierung abzüglich der Bruttobeschäftigungskosten abgebildet wird.

¹⁹ Bei der gemeinsamen Veranlagung wird der Fall ungefähr gleicher Einkommen gewählt, da über die Verteilung bei unterschiedlicher Einkommenshöhe keine Datengrundlage vorliegt. Dies gilt ebenfalls für die Steuerklasseneinteilung nach III und V; da für diesen Fall die Höhe des zweiten Einkommens nicht bekannt ist.

Tab. 2.1: Beitragsbemessungsgrenzen der Sozialversicherungen für das Jahr 2009

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Gesetzliche Rentenversicherung	Alte Bundesländer		Neue Bundesländer	
	Arbeitgeber	Arbeitnehmer	Arbeitgeber	Arbeitnehmer
Beitragsbemessungsgrenze	64.800	64.800	54.600	54.600
Beitragssatz	9,95 %	9,95 %	9,95 %	9,95 %
Höchstbeitrag	6.448	6.448	5.433	5.433
Arbeitslosenversicherung				
Beitragsbemessungsgrenze: Jährlich	64.800	64.800	54.600	54.600
Beitragssatz	1,40 %	1,40 %	1,40 %	1,40 %
Höchstbeitrag	907	907	764	764
Deutschland				
Gesetzliche Krankenversicherung	Arbeitgeber	Arbeitnehmer		
Beitragsbemessungsgrenze	44.100	44.100		
Beitragssatz	7,90 %	7 %		
Höchstbeitrag	3.484	3.087		
Pflegeversicherung				
Beitragsbemessungsgrenze	44.100	44.100		
Beitragssatz	1,23 %	0,98 %		
Höchstbeitrag	542	432		

2.4.3 Kommunale Steuereinnahmen

Für die Quantifizierung der kommunalen Wertschöpfung ist zu analysieren, in welchem Umfang Kommunen an der Besteuerung der Unternehmensgewinne und Bruttojahreseinkommen teilhaben. In der Bundesrepublik Deutschland sind Gemeinden auf vielfältige Weise an den Steuereinnahmen beteiligt. Aus kommunalpolitischer Sicht sind insbesondere diejenigen von außerordentlicher Bedeutung, die von den Gemeinden in eigener Hoheit erhoben werden. Hierzu zählen die Realsteuern (Gewerbsteuer und Grundsteuer), wobei die Gewerbesteuer zumeist die wichtigste Einnahmequelle darstellt. Zudem werden direkte Steuereinkünfte durch die örtlichen Verbrauch- und Aufwandsteuern (z.B. Hundesteuer) erzielt. Jedoch ist dieser Anteil an den gesamten Steuereinnahmen gering.

Daneben sind die Gemeinden indirekt am Aufkommen der Gemeinschaftssteuern beteiligt. Dabei beträgt der Kommunalanteil an der Einkommensteuer 15 %, an der Abgeltungssteuer 12 % und an der Umsatzsteuer 2,2 %. Für das Jahr 2009 ergibt sich nach dem Bundesministerium für Finanzen die in der nachfolgenden Abbildung dargestellte Übersicht der kommunalen Steuereinnahmen.

Zuletzt profitieren Gemeinden von den Finanzausweisungen der Länder, die im Rahmen des kommunalen Finanzausgleichs zugeteilt werden. Um finanzschwache Kommunen zu begünstigen und bestehende allokativen Ineffizienzen zu kompensieren, wird der Finanzausgleich um einen horizontalen Ausgleich unter den Gemeinden ergänzt.

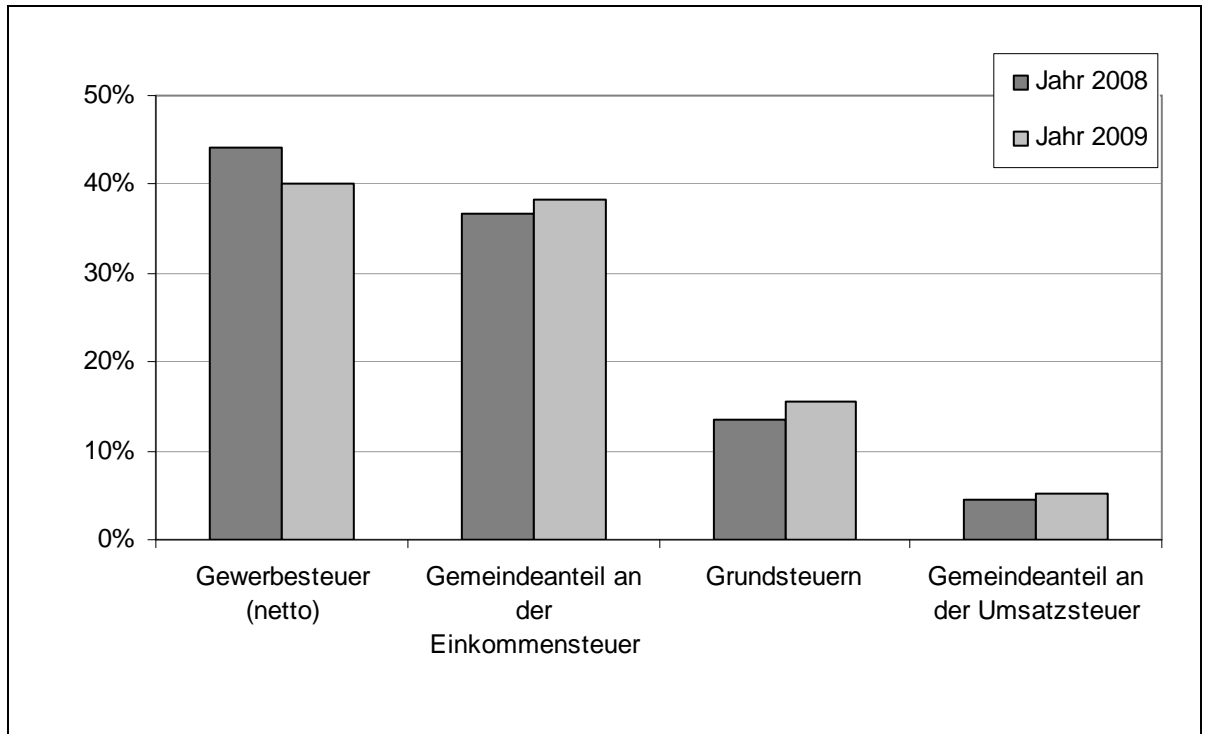


Abb. 2.1: Kommunale Steuereinnahmen in den Jahren 2008 und 2009

In Bezug auf die Berechnungsmethodik der kommunalen Steuereinnahmen finden vornehmlich die Gewerbesteuer und der Kommunalanteil an der Einkommensteuer Anwendung. Der Anteil der Gemeinden an der Umsatzsteuer wird allein durch die regenerativen Energien generiert, die nicht der EEG-Vergütung unterliegen (z.B. Wärmepumpen). Das ist damit zu begründen, dass aufgrund des möglichen Vorsteuerabzugs gewerblicher Betriebe die Umsatzsteuer in vollen Umfang im Strompreis enthalten ist und durch den Endverbraucher getragen wird. Folglich erhalten Gemeinden durch Anlagen, die ihre Einnahmen nach dem EEG erwirtschaften, keine zusätzlichen Umsatzsteuereinnahmen. Ebenso ist die Grundsteuer (A und B) zu vernachlässigen, weil diese unabhängig von der Nutzung Erneuerbarer Energien anfällt und somit keine zusätzliche Wertschöpfung entsteht. Im Hinblick auf die Abgeltungssteuer ist eine Beteiligung der Kommunen allein durch Zins- und Veräußerungserträge möglich. Da keine Daten bzgl. der Zinserträge in den einzelnen Wertschöpfungsstufen vorliegen, wird von dem Kommunalanteil an der Abgeltungssteuer abgesehen.

Von der errechneten Gewerbesteuer ist die Gewerbesteuerumlage abzuziehen, die wiederum anteilig den Ländern und dem Bund zusteht. Die Umlage resultiert aus dem Verhältnis von Bundes- und Landesvervielfältiger zum bundesweiten Hebesatz, multipliziert mit dem Gewinn bzw. Gewerbeertrag. Dabei stellt der Vervielfältiger ein gewichtetes Mittel der Gesamtumlage der alten und neuen Bundesländer dar. Als Gewichtungsfaktor dient das Ist-Aufkommen der Gewerbesteuer nach Bundesländern im Verhältnis zum Gesamtaufkommen. Bei einer durchschnittlichen bundes-

weiten Gesamtumlage von 63,67 % erhalten die Kommunen vom Gewinn 11,35 % an Gewerbesteuer.²⁰

Der Anteil der Gemeinden an der Einkommensteuer wird einerseits durch die Besteuerung der Gesellschafter von Personenunternehmen erzielt. Unter Beachtung der Anrechnung der Gewerbesteuer auf die Einkommensteuer vereinnahmen die Kommunen 2,21 % des Gewinns, der auf die Personenunternehmen entfällt. Zur Ermittlung der anteiligen kommunalen Lohnsteuereinnahmen wird ausgehend von der Gesamtsteuerbelastung (inkl. Sozialabgaben) der Einkommensteueranteil bestimmt, wobei 15 % auf die Gemeinden entfallen.

²⁰ Eigene Berechnung in Anlehnung an BMF (2010c); Statist. Ämter des Bundes und der Länder.

3 Analyse der Wertschöpfungsketten Erneuerbarer Energien

Im Folgenden erfolgt eine vollständige Modellierung der Wertschöpfungsketten der oben genannten 16 verschiedenen EE-Technologien. Nach der Beschreibung der jeweiligen Kostenstrukturen (die wesentlichen Investitions- und Betriebskosten) werden die drei zentralen Wertschöpfungseffekte - Gewinne, Einkommen und Steuern – ermittelt. Dabei wird zum einen auf die oben dargelegten methodischen Grundlagen und Quellen zur Berechnung der Wertschöpfung zurückgegriffen, zum anderen aber auch bei den meisten EE-Technologien spezifische Berechnungsmethoden entwickelt und Quellen genutzt.

3.1 Windenergie Onshore

Die Wertschöpfung durch die Windenergienutzung wird gerade vor dem Hintergrund, dass die deutsche WEA-Anlagen-Industrie international sehr gut aufgestellt ist und entsprechend auch in großen Mengen exportiert, aber auch durch den beispiellosen Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland und entsprechender Wertschöpfung durch den Betrieb, als sehr hoch eingeschätzt, ohne dass bislang konkrete Zahlen dazu vorlagen. Die Beschäftigtenzahlen der Sparte Windenergie zeigen ebenso, dass gerade in der Produktion im Vergleich zu den anderen EE-Sparten die weitaus meisten Arbeitsplätze entstanden sind (BMU 2006). Dazu tragen jedoch nicht nur die WEA-Hersteller selbst bei, sondern auch die zahlreichen Zulieferer von einzelnen Komponenten.

Mit der nachfolgenden Analyse wird anhand der allgemeinen Vorgehensweise die Wertschöpfung in den einzelnen Stufen quantifiziert. Weil die Anzahl der Hersteller in Deutschland übersichtlich ist, wurden nach Möglichkeit spezifische Werte der Produzenten der Windbranche zu Grunde gelegt, die um Daten der Branche „Maschinenbau“ ergänzt wurden.

3.1.1 Kostenstruktur

3.1.1.1 Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel

Die spezifischen Investitionskosten für Windenergieanlagen werden als Quotient der gesamten Investitionen in Windenergieanlagen in Deutschland im Jahre 2008 in Höhe von 2.300 Mio. € und dem gesamten Leistungszubau des selben Jahres in Deutschland in Höhe von 1.665 MW berechnet (O'Sullivan et al. 2009). Das Ergebnis von 1.381 €/kW wird in Investitionskosten für die Windenergieanlage (WEA), Investitionsnebenkosten und teilweise auch Betriebskosten aufgeteilt. Die Investitionskosten für die WEA werden mit 1.000 €/kW (siehe dazu die detaillierte Kostenstruktur in Tab. 3.1) ermittelt.

Die Kosten für den Transport und die Montage liegen zwischen 10 % der WEA-Kosten (Glahr 2009) und 6 % bis 9 % der gesamten Investitions- und nebenkosten, teilweise werden 10 % bis 20 % der Kosten genannt (Franken/ Weber 2009). Vor diesem Hintergrund werden in der vorliegenden Studie Transport- und Montagekosten in Höhe von 9 % der Investitions- und -nebenkosten angenommen. Bezogen auf die WEA-investitionskosten sind dies 12 %, mit dem Kostenverhältnis von WEA-Investitions- zu Investitionsnebenkosten nach DEWI (Neumann et al. 2002). Nach Ein-

schätzung von Neumann (2010) ist der größere Teil davon der Montage zuzuschreiben. Die Transport- und Montagekosten werden somit im Verhältnis 40:60 aufgeteilt. Die Transport- und Montagekosten sind dabei den WEA-Investitionskosten zugeordnet, weil diese als ein noch notwendiger Schritt zur Fertigstellung der Anlage dem Herstellungsprozess zugeschrieben werden.

Die Investitionsnebenkosten betragen nach Staiß et al. (2007) 307 €. Allerdings sind darin auch Rückbaukosten enthalten. Da der Anlagenrückbau erst zum Ende der Anlagenlaufzeit anfällt, werden die Rückbaukosten in Höhe von 61 €/kW als jährliche Rücklage in den Betriebskosten berücksichtigt und werden somit in den Investitionsnebenkosten nicht einberechnet. Der Posten „Installation“ fasst aggregiert die Fundamenterstellung, die Erschließung und die Netzanbindung zusammen.

Insgesamt errechnen sich die gesamten Investitionskosten als Summe aus den Investitionskosten für die WEA (1.000 €) und den Investitionsnebenkosten (247 €) und betragen somit 1.247 €/kW. In Tab. 3.1 sind die gesamten Investitions- und Investitionsnebenkosten dargestellt.

Tab. 3.1: Investitions- und Investitionsnebenkostenstruktur bei Windenergie Onshore

Quelle: Eigene Berechnung

Kostenposition	Anteil an ges. Kosten	Generierte Umsätze in €/kW
WEA	100 %	1.000
Nabe und Hauptwelle	6 %	55
Gondel	7 %	74
Generator	9 %	92
Turm	22 %	221
Blätter	22 %	221
Getriebe	17 %	166
Azimuthsystem WEA	2 %	18
Hydraulik WEA	2 %	18
Kabel und Sensorik WEA	3 %	28
Montage	6 %	65
Logistik	4 %	43
Investitionsnebenkosten	100 %	247
Planung	19 %	48
Installation	56 %	138
Ausgleichsmaßnahmen	25 %	61
Investitionskosten gesamt	100 %	1.247

3.1.1.2 Betriebskosten

Neben den Kosten, die bei der Investition in Anlagen einmalig anfallen, treten laufende Kosten für den Betrieb und die Wartung auf. Das DEWI (Neumann et al. 2002) veranschlagt für die Betriebs- und Wartungskosten für die ersten 10 Jahre der Anlage 4,8 % der WEA-Kosten.

Durch den steigenden Bedarf für Wartung und Instandsetzung der Anlagen im Zeitverlauf steigen diese Kosten auf durchschnittlich 6,6 % p.a. in den Jahren 11 bis 20. Vor dem Hintergrund, dass 2008 ein Großteil der installierten Anlagen ein Alter bis 10 Jahre erreicht hat (trend:research 2009), wird im Folgenden mit den Kosten für Betrieb und Wartung von 4,8 % der WEA-Kosten gerechnet. Bezogen auf WEA-Kosten von 1.000 €/kW (s.o.), ergeben sich somit Betriebs- und Wartungskosten von 48 €/kW*a. Dieser Wert liegt im Rahmen der im EEG-Forschungsbericht angegebenen Betriebs- und Wartungskosten für größere Anlagen mittleren Alters (Staiß et al. 2007). Die Betriebskosten werden in folgende Bestandteile untergliedert (Tab. 3.2).

Tab. 3.2: Betriebskosten bei Windenergie Onshore

Quelle: Neumann et al. (2002)

Kostenposition	Anteil an ges. Betriebskosten	Anteil bezogen auf WEA-Kosten
Wartung und Instandhaltung	26 %	1,3 %
Versicherung	13 %	0,6 %
Strombezug	5 %	0,2 %
Grundstückskosten	18 %	0,9 %
Geschäftsführung und Steuerberatung	21 %	1,0 %
Sonstige Kosten	17 %	0,8 %
Gesamt	100 %	4,8 %

Die Grundstückskosten werden hier als Pachtkosten modelliert, welche zu 20 % an die Kommunen und zu 80 % an Landwirte fließen. Sonstige Kosten beinhalten Personalkosten, Beiträge für Verbände, Rechtsberatung und Bürokosten und werden in der Wertschöpfungsbetrachtung aufgrund der Verschiedenheit der zusammengefassten Positionen nicht weiter verarbeitet.

Die Kosten der Geschäftsführung im Bereich Windenergie wurden durch die Auswertung verschiedener Beteiligungsprospekte durchgeführt. Es ergeben sich jährliche Kosten für die Geschäftsführung von 9 €/kW und eine Haftungsvergütung von 0,3 €/kW.

Als weiterer Teil der Betriebskosten sind die bereits erwähnten Rückbaukosten (siehe dazu Kapitel 3.1.1.1) zu betrachten. Der anzusetzende Betrag von 61 € wird gleichmäßig auf die 20 Jahre Laufzeit verteilt.

Der fremdkapitalfinanzierte Anteil der Investitionskosten beträgt in dieser Analyse 75 %, der eigenkapitalfinanzierte Anteil demnach 25 %. Bei einer Kreditsumme von 935 €/kW einem Zinssatz von 5,5 % und einer Laufzeit von 20 Jahren (Staiß et al. 2007) ergeben sich jährliche Zinszahlungen von 31 €/kW.

Als Kosten der Betreibergesellschaft sind weiterhin jährliche Abschreibungen auf die gesamten Investitionskosten zu berücksichtigen, welche als lineare Abschreibung über 20 Jahre modelliert werden. Daraus ergeben sich folgende Betriebskosten einer Windenergieanlage mit den damit verbundenen Umsätzen (Tab. 3.3).

Tab. 3.3: Betriebskosten bei Windenergie Onshore

Quelle: Eigene Berechnung

Kostenposition	% der Investitionskosten WEA	€/kW jährlich
Wartung und Instandhaltung	1	12
Stromkosten	0,2	2
Versicherung	0,6	6
Sonstige Kosten	0,8	8
Pachtzahlungen	0,9	9
davon an Kommunen	0,2	2
davon an Landwirtschaft	0,7	7
Rückbau	0,2	3
Geschäftsführung	0,9 %	9
Haftungsvergütung	0,03 %	0,3
Fremdkapitalzinsen	3 %	31
Abschreibungen	6 %	62
Gesamt	14 %	144

3.1.2 Gewinne

Gewinne treten in allen Wertschöpfungsstufen auf und werden spezifisch für die einzelnen nach unterschiedlichen Methoden ermittelt, die nachfolgend dargestellt werden.

Die Berechnung der Gewinne vor Steuern und nach Steuern der **Produktion der einzelnen WEA-Komponenten** erfolgt abweichend von der allgemeinen Methodik mithilfe der Auswertung von Unternehmensbilanzen bzw. -kennzahlen der drei Anlagenhersteller mit den größten Marktanteilen in Deutschland: Enercon, Vestas und REpower. Die jeweiligen Umsatzrenditen werden mit dem Marktanteil des jeweiligen Unternehmens gewichtet.²¹ Der restliche Markt wird mit der durchschnittlichen Rendite des Maschinenbaus der Jahre 2000-2007 nach Deutsche Bundesbank (2009b) von 5,3 % vor und 4,0 % nach Steuern multipliziert. Daraus ergibt sich eine gewichtete Umsatzrendite von 13,3 % vor Steuern und 11,7 % nach Steuern. Für die Umsatzrentabilität der WEA-Produktion wird nun der Mittelwert aus den gewichteten Zahlen und der Umsatzrendite des Maschinenbaus nach Deutsche Bundesbank (2009b) gebildet. Es ergeben sich Werte von 9,0 % vor Steuern und 7,0 % nach Steuern. Die restliche Bestimmung der Gewinne erfolgt nach der allgemeinen Methodik (vgl. Kapitel 2.2.1).

²¹ Enercon hatte 2009 einen Marktanteil von 60,4 % und im Jahr 2008 eine Umsatzrendite von 16,3 % vor Steuern und 15,0 % nach Steuern (Neddermann 2009; Hecking 2009). Vestas hatte 2009 einen Marktanteil von 19,5 % und eine Umsatzrendite von 12,2 % vor Steuern und 8,7 % nach Steuern (Neddermann 2009; Vestas 2010). Der Marktanteil von REpower betrug 2009 8,8 % und das Unternehmen erwirtschaftete im Geschäftsjahr 2008/09 eine Umsatzrendite von 5,8 % vor Steuern und 4,3 % nach Steuern (Neddermann 2009; REpower Systems AG 2009).

Der Fremdkapitalzinssatz durch **Fremdkapital** und die Kreditlaufzeit wird nach Staiß et al. (2007) ermittelt und beträgt 5,5 % p.a. effektiv. Der kreditfinanzierte Anteil der Investitionskosten wird auf 75 % geschätzt (s.o.). Die durchschnittliche Restschuld beträgt damit 572 €/kW. Daraus wurde ein Vor-Steuer-Gewinn für die kapitelgebende Bank in Höhe von jährlich 4 €/kW ermittelt.

Der Vor-Steuer-Gewinn der **Betreibergesellschaft** berechnet sich aus den Einkünften der EEG-Vergütung abzüglich der Betriebskosten. Die GmbH & Co. KG ist die am weitesten verbreitete Betreiberform im Bereich Windenergie (Prognos 2006) und wurde hier als Gesellschaftsform unterstellt. Die jährliche Eigenkapitalrendite der Kommanditisten nach Zahlung der Gewerbesteuer beläuft sich auf 14 %.

Die durchschnittliche EEG-Vergütung der Wind-Onshore-Anlagen beträgt 0,08364 €/kW. Sie errechnet sich aus der Gewichtung der Anfangsvergütung von 0,092 €/kWh und der Grundvergütung von 0,0502 €/kWh. Die Anfangsvergütung wird für 5 Jahre gezahlt zuzüglich einer Frist, welche sich um zwei Monate je 0,75 Prozent des Referenzertrages verlängert, um den der Ertrag der Anlage 150 Prozent des Referenzertrages unterschreitet (EEG 2009). Die betrachtete Anlage erbringt per Annahme genau den Referenzertrag. Damit verlängert sich die Anfangsvergütung um elf Jahre. Über die angenommene Laufzeit von 20 Jahren wird somit für 16 Jahre die Anfangsvergütung und für vier Jahre die Grundvergütung gezahlt, woraus sich der durchschnittliche Vergütungssatz ergibt. Die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr wird errechnet aus den Referenzerträgen aller Enercon 1,8 MW Windkraftanlagenmodelle.²² Diese ergeben im Mittel und durch die Anlagenleistung geteilt eine Volllaststundenzahl von 2.164 h/a (FGW 2010). Zusammen entstehen jährliche Einnahmen durch EEG-Vergütung von 181 €/kW.

Mit den jährlich anfallenden Betriebskosten in Höhe 144 €/kW (vgl. Kapitel 3.1.1.2) und den berechneten Einnahmen beträgt der Vor-Steuer-Gewinn der Betreibergesellschaft 37 €/kW.

Die **Einnahmen der Komplementär-GmbH** wurden auf der Basis von ausgewerteten Beteiligungsprospekten ermittelt. Demnach erhält eine Komplementär-GmbH im Jahr 0,30 €/kW als Haftungsvergütung von der KG, welche bei der KG als Betriebskosten behandelt werden. Der Gewinn der Komplementär-GmbH ist die Haftungsvergütung.

Tab. 3.4: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Windenergie Onshore

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen	Vor-Steuer-Gewinne [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
WEA	87
Nabe und Hauptwelle	5
Gondel	7
Generator	8
Turm	20

²² Die Wahl der Anlagengröße entspricht dem ungefähr angenommenen Durchschnitt im jüngeren Bestand. Für die Ermittlung der Volllaststunden wurden die Daten des Marktführers Enercon herangezogen, der im Jahr 2009 einen Marktanteil von über 60 % aufwies (Neddermann 2009).

Wertschöpfungsstufen	Vor-Steuer-Gewinne [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Blätter	20
Getriebe	15
Azimutsystem WEA	2
Hydraulik WEA	2
Kabel und Sensorik WEA	2
Montage	5
Logistik	1
Investitionsnebenkosten	13
Planung	4
Installation	6
Ausgleichsmaßnahmen	3
Investitionskosten gesamt	100
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betrieb	15
Wartung und Instandhaltung	1
Stromkosten	0,2
Versicherung	0,3
Pachtzahlungen (Grundstückskosten)	9
davon an Kommunen	2
davon an Landwirtschaft	7
Rückbau	0,2
Haftungsvergütung (Komplementär-GmbH)	0,3
Banken (Finanzierung durch Fremdkapital)	4
Brutto-Gewinn der KG	37

3.1.3 Einkommenseffekte

Die Berechnung der jeweiligen Einkommenseffekte erfolgt ebenfalls ausgehend von den ermittelten Umsätzen je Stufe. Im Fall von Stufen mit Produktionsanteil erfolgt die Ermittlung der Einkommen über die statistischen Kenngrößen „Beschäftigte pro Umsatz“ sowie die Bruttojahreseinkommen relevanter Berufsgruppen. Beispielsweise wird für den maschinenbaulichen Anteil der WEA-Produktion der Beschäftigtenanteil pro Euro Umsatz anhand des entsprechenden Indikators für den Wirtschaftszweig Maschinenbau gemäß Statistischem Bundesamt (WZ08-28) berechnet. Im zweiten Schritt wird eine typische Zusammensetzung von Berufsgruppen angenommen; in diesem Fall wird von einem 40 %-Anteil der Kategorie „Ingenieure“, 30 % Technikern und 30 % in der Kategorie „Schlosser“ ausgegangen. Hieraus kann ein gewichtetes Bruttojahreseinkommen ermittelt werden. Bei allen reinen Dienstleistungen werden demgegenüber zunächst spezifische Sachkostenanteile ermittelt, die von den Umsätzen abgezogen werden. Hier können nun direkt über die angenommenen beteiligten Berufsgruppen die Bruttojahreseinkommen je Stufe ermittelt werden. Für

die Planung wurde hier beispielsweise eine Zusammensetzung von 50 % Ingenieuren, 30 % Technische Zeichner und 20 % Wirtschafts- und Sozialwissenschaftler angenommen.

Die Kosten der **Geschäftsführung der Betreibergesellschaft** wurden durch die Auswertung verschiedener Beteiligungsprospekte ermittelt. Es ergeben sich jährliche Kosten für die Geschäftsführung von 8,80 €/kW. Abzüglich des Arbeitgeberanteils zur Sozialversicherung bleibt ein Gehalt von 7,50 €

Tab. 3.5: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Windenergie Onshore

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen	Bruttoeinnommenseffekte gesamt [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
WEA	292
Nabe und Hauptwelle	14
Gondel	18
Generator	23
Turm	54
Blätter	54
Getriebe	41
Azimutsystem WEA	5
Hydraulik WEA	5
Kabel und Sensorik WEA	7
Montage	45
Logistik	28
Investitionsnebenkosten	95
Planung	34
Installation	44
Ausgleichsmaßnahmen	17
Investitionskosten gesamt	386
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betrieb	19
Wartung und Instandhaltung	4
Stromkosten	0,5
Versicherung	0,5
Rückbau	2
Geschäftsführung (Komplementär-GmbH)	8
Banken (Finanzierung durch Fremdkapital)	5

3.1.4 Steuern und Pachteinnahmen

Grundsätzlich ist für die Berechnung der **Steuerlast eines Unternehmens** die Gesellschaftsform maßgeblich. Daher wurde für die Unternehmen der für die Windenergie relevanten einzelnen Wertschöpfungsstufen nach Statistisches Bundesamt (2010b) eine Unterteilung in Kapital- (KapG) und Personengesellschaften (PersG) vorgenommen.

Die Gewinnsteuern werden ohne Ausschüttung der Gewinne an die Gesellschafter von Kapitalgesellschaften ausgewiesen und nach der allgemeinen Methodik ermittelt. Eine Ausnahme stellt die WEA-Produktion dar. Abweichend von der allgemeinen Methodik werden keine Personengesellschaften berücksichtigt, da im Rahmen der Bilanzauswertungen 100 % Kapitalgesellschaften analysiert wurden. Dagegen sind in Tab. 3.6 die Bruttobeschäftigungskosten der sozialversicherungspflichtigen Angestellten mit der dazugehörigen Gesamtsteuerlast (inkl. Sozialabgaben) und den sich daraus ergeben Nettobeschäftigungskosten in €/kW enthalten. Weiterhin sind die kommunalen Steuereinnahmen aufgeführt, wobei die Berechnung nach der allgemeinen Methodik erfolgt. Neben der Gewerbesteuer (netto) ist der Kommunalanteil an der Einkommensteuer abgebildet.

Die Berechnung der spezifischen Nettobeschäftigungskosten pro kW erfolgt auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast (inkl. Sozialabgaben) am gewichteten Bruttojahreseinkommen nach Wertschöpfungsstufe und Berufsgruppen.

In Bezug auf die kommunale Wertschöpfung ist den **Pachteinnahmen** eine entscheidende Rolle zuzuweisen. Es wird unterstellt, dass diese Einnahmen anteilig auf die Kommunen und Landwirte entfallen. Letztere unterliegen der Einkommensteuer, wobei die Summe der Einkünfte des landwirtschaftlichen Betriebes die steuerliche Bemessungsgrundlage abbildet. Die Berechnung der Einkommensteuer für die Pachteinnahmen aus der Windenergienutzung erfolgt auf Basis des Eingangsteuersatzes (14 %), da die Einkünfte landwirtschaftlicher Betriebe niedrig einzustufen sind (DBV 2009).

Weiterhin wird für die **Gewerbesteuereinnahmen bzgl. der Betreibergesellschaft** eine Aufteilung nach Anlagen- und Betreiberstandort vorgenommen. Die deutschen Standortgemeinden erhalten seit dem Jahr 2008 70 % der gesamten Gewerbesteuereinnahmen, wenn die Betreibergesellschaft abseits der Gemeinde ansässig ist. Die übrigen 30 % entfallen auf den Standort des Anlagenbetreibers (BWE 2008). Aus den Ergebnissen wird ersichtlich, dass die Kommunen im Jahr bestenfalls 5 €/kW an Gewerbesteuer aus dem Gewinn der Betreibergesellschaft vereinnahmen. Für die gesamte Betriebslaufzeit von 20 Jahren ergeben sich pro MW installierter Leistung Gewerbesteuereinnahmen von 101.000 €. Im Vergleich zu Prognos 2006, die die Gewerbesteuer pro MW auf ca. 100.000 € beziffern, liegt dieser Wert nur leicht darüber (Prognos 2006). Die Gewerbesteuerberechnung basiert dabei auf einem Eigenkapitalanteil von 25 %, während Prognos im Durchschnitt von ca. 30 % ausgeht.

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei Wind Onshore im Verhältnis zu den Gesamtsteuern (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommensteuer) bei den gesamten Investitionskosten auf 22 %. Aus dem Betrieb einschließlich der Steuerzahlungen der Betreibergesellschaft vereinnahmen die Gemeinden 33 %.

Tab. 3.6: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Windenergie Onshore

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäftigung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Einmalige Effekte					
WEA	61	168	10	9	248
Nabe und Hauptwelle	5	8	1	0,5	12
Gondel	5	10	1	1	16
Generator	6	13	1	1	20
Turm	14	31	2	2	49
Blätter	14	31	2	2	49
Getriebe	11	23	2	1	37
Azimuthsystem WEA	1	3	0,2	0,2	4
Hydraulik WEA	1	3	0,2	0,2	4
Kabel und Sensorik WEA	2	4	0,3	0,2	6
Montage	3	26	1	1	31
Logistik	1	18	0,2	1	19
Investitionsnebenkosten	8	57	1	3	69
Planung	3	19	0,4	1	23
Installation	4	27	1	1	32
Ausgleichsmaßnahmen	2	11	0,3	0,4	13
Investitions- und Inves- titionsnebenkosten gesamt	69	225	11	12	317
Jährliche Effekte					
Betrieb	12	7	1	1	19
Wartung und Instandhal- tung	1	2	0,1	0,1	3
Stromkosten	0,1	0,3	0,0	0,0	0,4
Versicherung	0,2	0,3	0,0	0,0	0,5
Pachtzahlungen (Grund- stückskosten)	8	0	0	0,2	8
an Kommunen	2	-	-	-	2
an Landwirte	6	-	-	0,2	6
Rückbau	0,1	1	0,02	0,1	2
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	3	3	0,5	0,2	6,

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäftigung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Betreibergesellschaft	26	4	4	1	36
Geschäftsführung (Kom- plementär-GmbH)	-	4	-	0,3	4
Haftungsvergütung (Kom- plementär-GmbH)	0,2	-	-	-	0,2
Betreiber KG ²³	26	-	4	0,8	31
Gewerbesteuer an Anlagenstandort	n.r.	n.r.	3	n.r.	n.r.
Gewerbesteuer an Betreiberstandort	n.r.	n.r.	1	n.r.	n.r.

3.1.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte der Kette „Windenergie Onshore“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in den darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Dabei zeigt die erste Grafik die einmaligen sowie jährlichen Effekte, die zweite Grafik zeigt die über eine Laufzeit von 20 Jahren aggregierte Wertschöpfung.

Die nachfolgende Tabelle zeigt, dass in einer Kommune, in der theoretisch alle Stufen der Wertschöpfung bei der Onshore-Windkraft – von der Produktion bis zum Betrieb – ansässig sind, ca. 317 €/kW durch die Investition in die Anlage und deren Aufbau und ca. 55 €/kW im Jahr durch den Betrieb und die Betreibergesellschaft an maximaler Wertschöpfung generiert werden können. Vernachlässigt man die Produktionsanteile, die in einer „durchschnittlichen“ Kommune eher selten anzutreffen sind, dann reduziert sich die Wertschöpfung zwar deutlich, es verbleiben jedoch immer noch knapp 70 €/kW durch Anlagenplanung und -installation und 55 €/kW im Jahr durch den Betrieb. Der größte Anteil ist dabei auf die Nettobeschäftigung zurückzuführen, also die Einkommen, die in der Kommune generiert und zu nennenswerten Teilen möglicherweise auch dort verausgabt werden. Betrachtet man allein die kommunalen Einnahmen aus Gewerbe- und Einkommensteuern so belaufen sich diese auf ungefähr 11 €/kW. Zusätzlich kann eine Kommune die Wertschöpfung durch die Verpachtung kommunaler Flächen steigern. Wie in Tab. 3.6 ausgewiesen, fallen je kW installierter Leistung jährlich 8 € Pacht an, die bei kommunalen Standorten direkt in die Kasse der Kommune fließen.

²³ Aus den Nach-Steuer-Gewinnen (nach Zahlung der Gewerbe- und Einkommensteuer) wird die Ausschüttung an die Kommanditisten geleistet.

Tab. 3.7: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte bei Windenergie Onshore

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäftigung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Anlagenkomponenten WEA	61	168	10	9	248
Planung, Installation, etc.	8	57	1	3	69
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebskosten	12	7	1	1	19
Betreiber-gesellschaft (inkl. Geschäftsführung und Kom- manditisten)	26	4	4	1	36
<i>Jährliche Effekte auf 20 Jahre</i>					
Betriebskosten	231	132	14	11	387
Betreiber-gesellschaft (inkl. Geschäftsführung und Kom- manditisten)	522	84	84	22	712

Bei einer 2,5 MW-WEA würden demnach allein durch die Planung, Installation etc. knapp 175.000 € kommunale Wertschöpfung generiert, durch die Produktion der Anlagen in der Kommune würden 620.000 € hinzukommen. Würde die WEA auf einer kommunalen Fläche stehen, entstünden dadurch durch die Pacht Einnahmen in Höhe von jährlich knapp 22.000 €.

Über 20 Jahre zeigt sich, dass der deutlich höchste Teil der Wertschöpfung den Gewinnen und hier insbesondere dem Gewinn aus dem Betrieb der Anlage zuzuordnen ist. Die zweitgrößte Bedeutung hat der Gewinn aller Unternehmen, die am Betrieb der Anlage beteiligt sind. Auch die Nettoeinkommen der Beschäftigten in diesen Unternehmen sowie die Steuern nehmen bemerkenswert hohe Werte an, so dass dies eindrucksvoll unter dem Blickwinkel der kommunalen Wertschöpfung die Attraktivität einer Ansiedlungspolitik von EE-Dienstleistungsunternehmen von der Planung bis zum Betrieb dokumentiert.

Für das Beispiel der 2,5 MW-WEA ergäbe sich über die gesamte Keufzeit von 20 Jahre und bei Vorhandensein aller Wertschöpfungsstufen in der Kommune eine Wertschöpfung von über 3,5 Mio. €. Schon allein durch den Betrieb der Anlagen würden, wenn die Dienstleister in der Kommune ansässig wären, über 2,7 Mio. € Wertschöpfung entstehen.

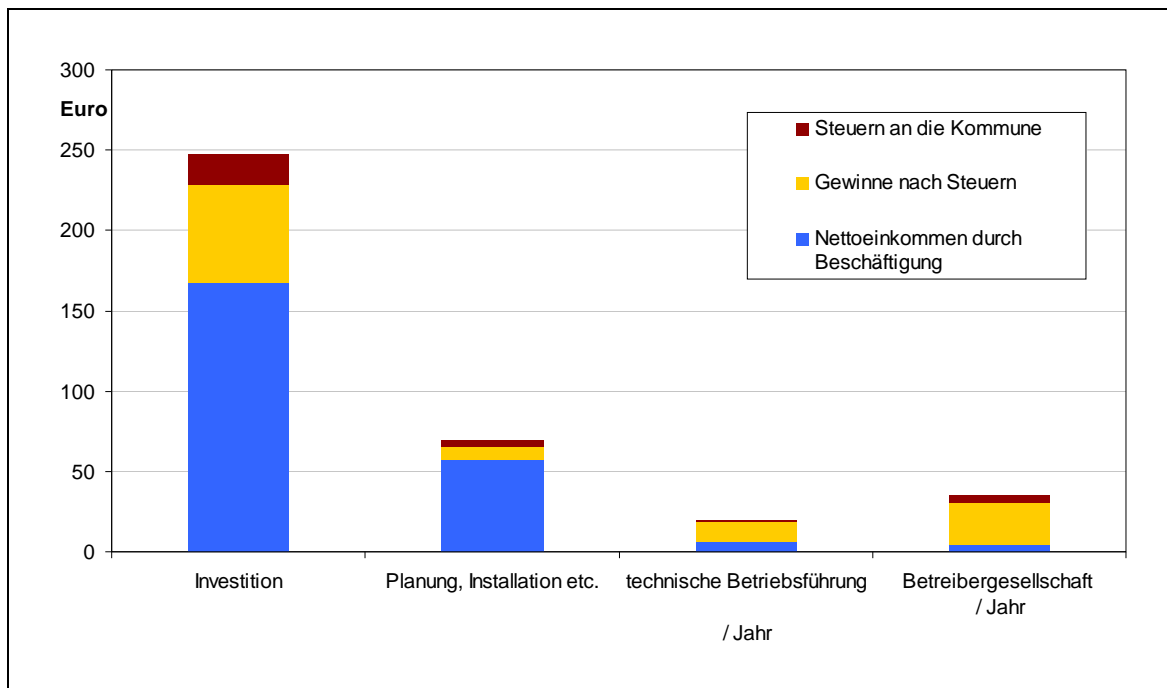


Abb. 3.1: Kommunale Wertschöpfung von Windenergie Onshore, einmalige und jährliche Effekte, 2009

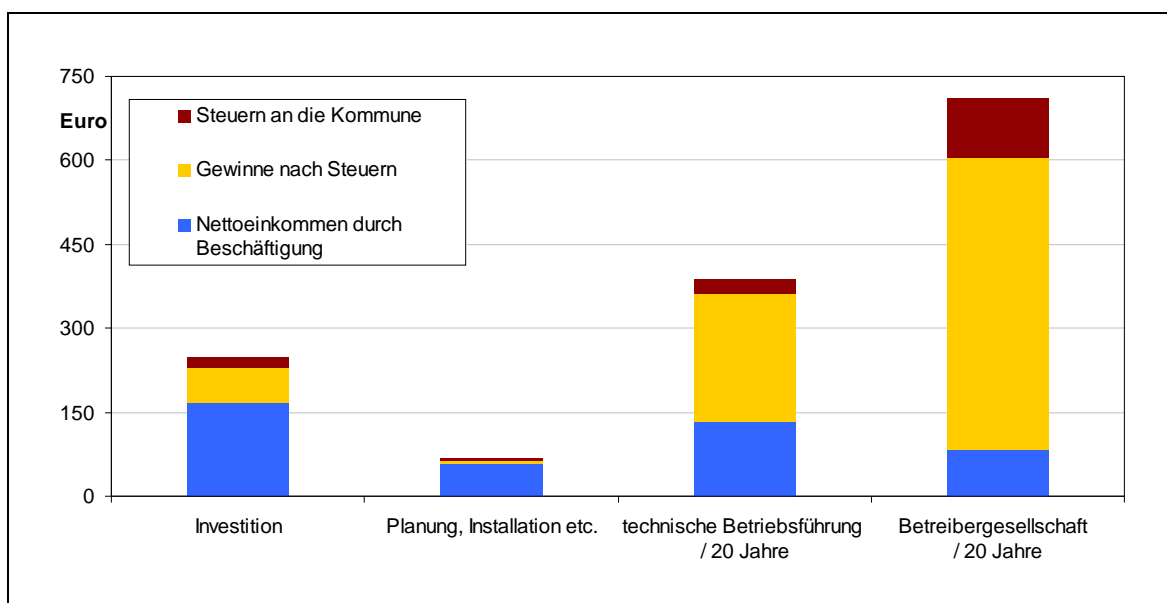


Abb. 3.2: Kommunale Wertschöpfung von Windenergie Onshore über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

3.2 Windenergie Repowering

Das Repowering von Windenergieanlagen, also der Ersatz alter Windenergieanlagen durch neue, effizientere Anlagen, kann für Kommunen in vielerlei Hinsicht interessant sein. Zum einen wird eine höhere spezifische Ausbeute angestrebt, die sich in höheren Gewerbesteuern und Gewinnen niederschlägt und einen wirtschaftlichen Vorteil für die Kommune bedeutet. Aber auch an der Produktion der neuen Anlage, an der neben den Herstellern auch viele Zulieferer beteiligt sind, und an der Planung, Installation etc. kann in vielen Fällen die Kommune an der dadurch generierten Wertschöpfung teilhaben. Daneben bieten das Repowering für die Kommune weitere Vorteile, wie eine Entlastung für das Landschaftsbild durch weniger und langsamer laufende Rotoren oder durch reduzierte Geräuschemissionen. Durch den im EEG eingeführten Bonus für Repowering ist ein zusätzlich wirtschaftlicher Anreiz geschaffen worden. Der Standort der neuen Anlagen muss nicht zwangsläufig der Standort der ersetzten Anlagen sein, Bedingung für den Bonus nach dem EEG ist lediglich ein Standort im selben oder einem angrenzenden Landkreis. Für die Kostenstruktur bedeutet dies, dass in der Regel nicht auf die vorhandene Infrastruktur für die alten Anlagen zurückgegriffen werden kann, sondern die Installation beim Repowering einer Neuinstallation gleicht. Daher wird die Kostenstruktur aus Kapitel 3.1.1 „Wind onshore“ verwendet und an die Besonderheiten des Powering angepasst.

3.2.1 Kostenstruktur

Als spezifische **Investitionskosten** zur Berechnung der Umsätze der einzelnen Wertschöpfungsstufen werden beim Repowering die gleichen Werte verwendet wie im Bereich Wind Onshore. Auch die Kostenstruktur bleibt grundsätzlich dieselbe. Abweichungen gibt es nur in wenigen Punkten, auf die im Folgenden eingegangen werden soll.

Betriebskosten: Im Repowering ist außerdem mit erhöhten Rückbaukosten zu rechnen, da nicht nur Rückbaukosten für die neu installierten Anlagen entstehen, sondern auch ein Großteil der alten Anlagen zurückgebaut werden muss. Für die neuen Anlagen werden meist neue Flächen und Standorte verwendet. Daher werden in dieser Analyse die Rückbaukosten verdoppelt, abgesehen von Deponierung und Erlöse Sekundärrohstoffe, welche aufgrund des Verkaufs der Altanlage nur einmalig anfallen. Die Struktur der Investitionskosten der WEA, der Investitionsnebenkosten und der Betriebskosten wird in Tab. 3.8 verdeutlicht.

Tab. 3.8: Investitions- und Investitionsnebenkostenstruktur sowie Betriebskosten bei Windenergie Repowering

Quelle: Eigene Berechnung

Kostenposition	Anteile	€/kW jährlich
WEA	100 %	1.000
Nabe und Hauptwelle	6 %	55
Gondel	7 %	74
Generator	9 %	92
Turm	22 %	221
Blätter	22 %	221
Getriebe	17 %	166

Kostenposition	Anteile	€/kW jährlich
Azimutsystem WEA	2 %	18
Hydraulik WEA	2 %	18
Kabel und Sensorik WEA	3 %	28
Montage	6 %	65
Logistik	4 %	43
Investitionsnebenkosten	100 %	247
Planung	19 %	48
Installation	56 %	138
Ausgleichsmaßnahmen	25 %	61
Investitionskosten gesamt	-	1.247
Betrieb	15 %²⁴	147
Wartung und Instandhaltung	1 %	13
Stromkosten	0,2 %	2
Versicherung	0,6 %	6
sonstige Kosten	0,8 %	8
Pachtzahlungen (Grundstückskosten)	0,9 %	9
an Kommunen	0,7 %	2
an Landwirtschaft	0,2 %	7
Rückbau	0,5 %	7
Geschäftsführung (Komplementär-GmbH)	0,9 %	9
Haftungsvergütung	0,03 %	0,3
Fremdkapitalfinanzierung	3 %	31
Abschreibungen	6 %	62

3.2.2 Gewinne

Da durch die fast identische Kostenstruktur sich auch die Gewinne fast nahezu identisch mit der Wertschöpfungskette „Wind Onshore“. Daher wird hier nur auf die abweichenden Elemente eingegangen.

Der **Fremdkapitalzinssatz** und die Kreditlaufzeit wurden nach Staiß et al. (2007) ermittelt und betragen 5,5 % und 20 Jahre. Der kreditfinanzierte Anteil der Investitionskosten beträgt 75 %, also 936 €/kW. Die durchschnittliche Restschuld beläuft sich auf 572 €/kW.

²⁴ In % an den Investitionskosten der WEA.

Auch in diesem Bereich ist die GmbH & Co. KG die am weitesten verbreitete Gesellschaftsform für Betreiber im Bereich Windenergie (Prognos 2006). Die Eigenkapitalrendite wurde mit einem jährlichen Zinssatz von 15,90 % angenommen.

Die durchschnittliche **EEG-Vergütung** der Wind Repowering Anlagen beträgt 0,0876 €/kW. Sie errechnet sich aus der Gewichtung der erhöhten Anfangsvergütung für Repowering-Anlagen von 0,097 €/kWh und der Grundvergütung von 0,0502 €/kWh. Die Anfangsvergütung wird für 5 Jahre gezahlt zuzüglich einer Frist, welche sich verlängert um zwei Monate je 0,75 % des Referenzertrages, um den der Ertrag der Anlage 150 % des Referenzertrages unterschreitet (E 2008). Die betrachtete Anlage erbringt per Annahme genau den Referenzertrag. Damit verlängert sich die Anfangsvergütung um elf Jahre. Über die angenommene Laufzeit von 20 Jahren wird somit für 16 Jahre die Anfangsvergütung gezahlt und für vier Jahre die Grundvergütung, woraus sich der durchschnittliche Vergütungssatz ergibt.

Die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr wird errechnet aus den Referenzerträgen aller Enercon 1,8 MW Windkraftanlagen, welche gemittelt und durch die Anlagenleistung geteilt eine Volllaststundenzahl von 2164 h/a ergeben (FGW 2010). Zusammen ergeben sich jährliche Einnahmen durch EEG-Vergütung von 190 €/kW.

Die Betriebskosten betragen 147 €/kW jährlich. Die Komplementär-GmbH erhält im Jahr 0,3 €/kW (nach Auswertung von Beteiligungsprospekten) als Haftungsvergütung von der KG, welche bei der KG als Betriebskosten behandelt werden. Der Gewinn der GmbH ist die Haftungsvergütung. Daraus errechnet sich insgesamt ein Vor-Steuer-Gewinn von 42 €/kW*a. Die jährliche Eigenkapitalrendite der Kommanditisten nach Zahlung der Gewerbesteuer beträgt 16 %.

Als Besonderheit muss beim Repowering der **Verkauf von Altanlagen** betrachtet werden, mit dem wegen des relativ hohen Restwerts nennenswerte Einkünfte erzielt werden können. Die Einkünfte aus dem Verkauf werden mit 325 €/kW angesetzt und der Verkauf über einen Zwischenhändler unterstellt. Der Verkaufserlös der Altanlagen wird zur Befriedigung der Gläubiger verwendet, die aus der Finanzierung der Altanlagen noch offene Ansprüche haben.

Der Zwischenhändler verkauft die Anlagen anschließend, nach Aufschlag einer Marge, weiter. Diese Marge wird mithilfe der Kategorie Großhandel der Bundesbankstudie Deutsche Bundesbank (2009b) bestimmt. Demnach beträgt die Summe des Personalaufwandes, übriger Aufwendungen und des Jahresergebnisses vor Steuern in Prozent am Umsatz 18 %. Damit ergibt sich ein realisierter Umsatz des Großhandels von 394 €/kW, der als einzelner Wertschöpfungsschritt zu betrachten ist. Bei einer Umsatzrendite von 2,3 % vor Steuern (Deutsche Bundesbank 2009b) entsteht ein Vor-Steuer-Gewinn von 9,1 €/kW.

Tab. 3.9: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Windenergie Repowering

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen	Vor-Steuer-Gewinne [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
WEA	87
Nabe und Hauptwelle	5
Gondel	7
Generator	8

Wertschöpfungsstufen	Vor-Steuer-Gewinne [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Turm	20
Blätter	20
Getriebe	15
Azimutsystem WEA	2
Hydraulik WEA	2
Kabel und Sensorik WEA	2
Montage	5
Logistik	1
Investitionsnebenkosten	12
Planung	4
Installation	6
Ausgleichsmaßnahmen	3
Handel alte Anlage	9
Investitionskosten gesamt	108
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betrieb	15
Wartung und Instandhaltung	1
Stromkosten	0,2
Versicherung	0,3
Pachtzahlungen (Grundstückskosten)	9
an Kommunen	2
an Landwirtschaft	7
Rückbau	0,4
Haftungsvergütung	0,3
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	4
Brutto-Gewinn der KG	42

3.2.3 Einkommenseffekte

Von den Daten der Windenergie-Onshore-Kette abweichende Einkommenseffekte entstehen durch den Handel mit den Altanlagen und die gestiegenen Rückbaukosten. Die Berechnung erfolgt nach allgemeiner Methodik.

Tab. 3.10: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Windenergie Repowering

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen	Bruttoeinkommenseffekte [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
WEA	292
Nabe und Hauptwelle	14
Gondel	18
Generator	23
Turm	54
Blätter	54
Getriebe	41
Azimutsystem WEA	5
Hydraulik WEA	5
Kabel und Sensorik WEA	7
Montage	45
Logistik	28
Investitionsnebenkosten	95
Planung	34
Installation	44
Ausgleichsmaßnahmen	17
Handel alte Anlage	24
Investitionskosten gesamt	410
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betrieb	21
Wartung und Instandhaltung	4
Stromkosten	1
Versicherung	0,5
Rückbau	4
Geschäftsführung (Komplementär-GmbH)	8
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	5

3.2.4 Steuern

Grundlage für die Besteuerung der Unternehmensgewinne bildet die Unterteilung nach Kapital- und Personengesellschaften in den für die Windenergie Repowering relevanten Wertschöpfungsstufen.

Die Berechnung der Nettobeschäftigungskosten erfolgt auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast (inkl. Sozialabgaben) am gewichteten Bruttojahreseinkommen nach Wertschöpfungsstufe und Berufsgruppen.

Die Gewinnsteuern werden ohne Ausschüttung der Gewinne an die Gesellschafter von Kapitalgesellschaften ausgewiesen (s.Tab. 3.11) und nach der allgemeinen Methodik ermittelt. Eine Ausnahme stellt die WEA-Produktion dar. Abweichend von der allgemeinen Methodik werden keine Personenunternehmen berücksichtigt, da im Rahmen der Bilanzauswertungen 100 % Kapitalgesellschaften analysiert wurden. Im Unterschied zu Wind Onshore wird als zusätzliche Wertschöpfungsstufe der Handel der Altanlagen ausgewiesen, wobei die Gewinne der regulären Besteuerung unterliegen. Weiterhin sind die kommunalen Steuereinnahmen aufgeführt, wobei die Berechnung nach der allgemeinen Methodik erfolgt. Neben der Gewerbesteuer (netto) ist der Kommunalanteil an der Einkommensteuer abgebildet.

In Bezug auf die kommunale Wertschöpfung ist den Pachteinnahmen eine entscheidende Rolle zuzuweisen. Es wird unterstellt, dass diese Einnahmen anteilig auf die Kommunen und Landwirte entfallen. Letztere unterliegen der Einkommensteuer, wobei die Summe der Einkünfte des landwirtschaftlichen Betriebes die steuerliche Bemessungsgrundlage abbildet. Die Berechnung der Einkommensteuer für die Pachteinnahmen aus der Windenergienutzung erfolgt auf Basis des Eingangsteuersatzes (14 %), da die Einkünfte landwirtschaftlicher Betriebe niedrig einzustufen sind (DBV 2009). Weiterhin wird für die Gewerbesteuereinnahmen bzgl. der Betreibergesellschaft eine Aufteilung nach Anlagen- und Betreiberstandort vorgenommen. Die deutschen Standortgemeinden erhalten seit dem Jahr 2008 70 % der gesamten Gewerbesteuereinnahmen, wenn die Betreibergesellschaft abseits der Gemeinde ansässig ist. Die übrigen 30 % entfallen auf den Standort des Anlagenbetreibers.

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei Wind Repowering im Verhältnis zu den Gesamtsteuern ohne Gewinnausschüttung (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommensteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investitionskosten auf 20 %. Dagegen vereinnahmen die Gemeinden aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb einschließlich der Steuerzahlungen der Betreibergesellschaft resultieren 27 %.

Tab. 3.11: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Windenergie Repowering

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsschritt	Nachsteuergewinn *	Beschäftigungskosten (netto)	Gewerbesteuer (netto)	Kommunalanteil an der Einkommensteuer	Kommunalsteuern gesamt
<i>Einmalige Effekte</i>					
WEA	61	168	10	9	248
Nabe und Hauptwelle	4	8	1	0,5	12
Gondel	5	10	1	1	16
Generator	6	13	1	1	20
Turm	14	31	2	2	49
Blätter	14	31	2	2	49
Getriebe	11	23	2	1	37
Azimutsystem WEA	1	3	0,2	0,2	4
Hydraulik WEA	1	3	0,2	0,2	4
Kabel und Sensorik WEA	2	4	0,3	0,2	6

Wertschöpfungsschritt	Nachsteuer- erwerb *	Beschäfti- gungs- kosten (netto)	Gewerbe- steuer (netto)	Kommun- alanteil an der Einkom- mensteuer	Kommun- alsteuern gesamt
Montage	3	26	1	1	31
Logistik	1	18	0,2	1	19
Investitionsnebenkosten	8	57	1	3	69
Planung	3	19	0,4	1	23
Installation	4	27	1	1	33
Ausgleichsmaßnahmen	2	11	0,3	0,4	13
Handel alte Anlage	6	14	1	1	22
Investitionskosten und -nebenkosten gesamt	75	239	12	13	338
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betrieb	12	8	1	1	21
Wartung und Instandhaltung	1	2	0,1	0,1	3
Stromkosten	0,1	0,3	0,02	0,02	0,5
Versicherung	0,2	0,3	0,04	0,02	1
Pachtzahlungen (Grund- stückskosten)	8	-	-	0,2	8
an Kommunen	2	-	-	-	2
an Landwirte	6	-	-	0,2	6
Rückbau	0,2	3	0,04	0,1	3
Finanzierung durch Fremd- kapital (Banken)	3	3	0,5	0,2	6
Betreibergesellschaft	30	4	5	1	40
Geschäftsführung (Komple- mentär-GmbH)	-	4	-	0,3	4
Haftungsvergütung	0,2	-	-	-	0,2
Brutto-Gewinn der KG²⁵	29	-	5	1	35
Gewerbesteuer an Anlagenstandort	n.r.	n.r.	3	n.r.	3
Gewerbesteuer an Betreiberstandort	n.r.	n.r.	1	n.r.	1

²⁵ Aus den Nach-Steuer-Gewinnen (nach Zahlung der Gewerbe- und Einkommensteuer) wird die Ausschüttung an die Kommanditisten geleistet.

3.2.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte der Kette „Windenergie Repowering“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in den darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Dabei zeigt die erste Grafik die einmaligen sowie jährlichen Effekte, die zweite Grafik zeigt die über eine Laufzeit von 20 Jahren aggregierte Wertschöpfung.

Tab. 3.12: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte bei Wind Repowering

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäftigung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommens- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
Wertschöpfungsstufe	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Anlagenkomponenten WEA	61	168	10	9	248
Planung, Installation, etc.	8	57	1	3	69
Handel mit Altanlagen	6	14	1	1	22
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebskosten	12	8	1	1	21
Betreibergesellschaft (inkl. Geschäftsführung und Kom- manditisten)	30	4	5	1	40
<i>Jährliche Effekte über 20 Jahre</i>					
Betriebskosten	233	159	14	12	418
Betreibergesellschaft (inkl. Geschäftsführung und Kom- manditisten)	589,80	83,60	96	24	798

Hier zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei der Wertschöpfungskette Windenergie onshore. Zusätzliche Wertschöpfung wird durch den Handel mit der Altanlage erzielt. Für die Kommune ist von besonderem Interesse, welche zusätzliche Wertschöpfung gegenüber dem Zustand vor dem Repowering erzielt wird. Dieser Vergleich kann ohne konkreten Bezug jedoch nicht beantwortet werden. Grundsätzlich entstehen durch die gesamte Produktion der Anlagen und durch die Planung, Installation etc. zusätzliche Wertschöpfung. Da davon auszugehen ist, dass in der Summe durch das Repowering eine größere Leistung installiert wird, steigen damit auch die Steuereinnahmen, die Gewinne und die Einkommen durch den Betrieb der Anlagen.

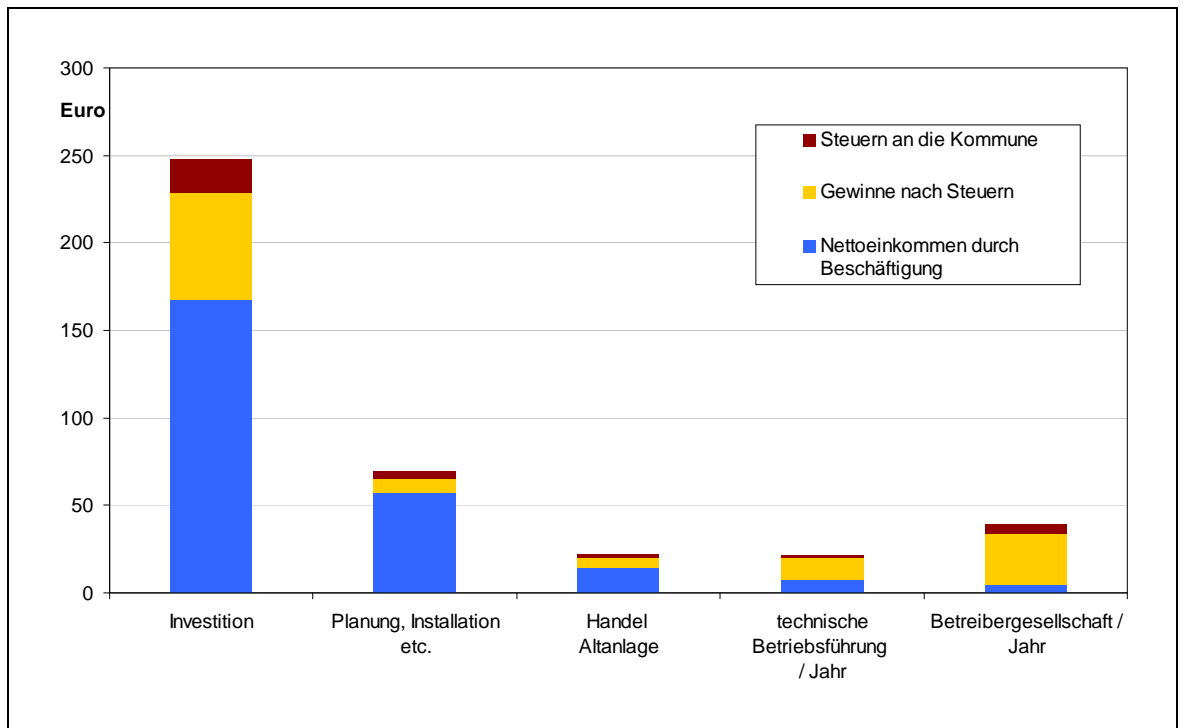


Abb. 3.3: Kommunale Wertschöpfung von Windenergie Repowering, einmalige und jährliche Effekte, 2009

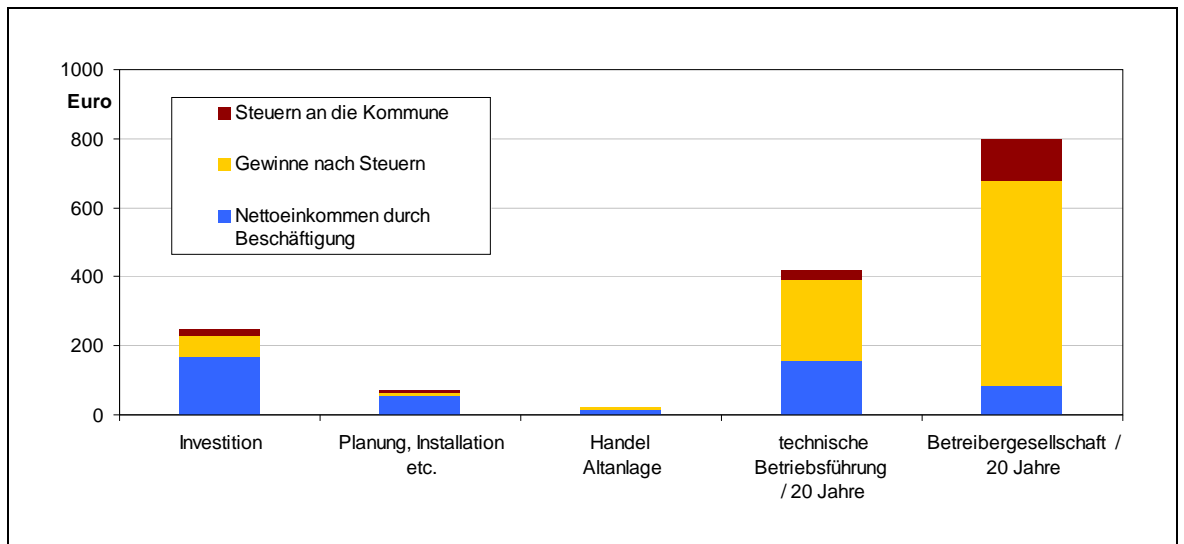


Abb. 3.4: Kommunale Wertschöpfung von Windenergie Repowering über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

3.3 Photovoltaik-Kleinanlagen

Gerade im Bereich der Photovoltaik ist die Debatte über die Kosten in den Jahren 2009 und 2010 sehr lebhaft geführt worden. Die Photovoltaik steht unter den Erneuerbaren als die Technologie mit den vergleichsweise höchsten spezifischen Stromerzeugungskosten stark unter Beobachtung und unter Rechtfertigungszwang. Ein wichtiger Aspekt ist daher die Frage, wer von den Kosten, die für die Photovoltaik aufgewendet werden müssen, eigentlich profitiert, d.h. wo und in welcher Höhe sie „heimische“ Wertschöpfung generiert. Trotz der teilweise hitzigen Diskussionen und einiger Markt- und Kostenanalysen ist die Datenlage über die Wertschöpfungskette der Photovoltaik nicht besser als bei anderen Ketten. Über die kontroversen Aspekte der öffentlichen Debatte, z.B. über den Punkt, welche Akteure entlang der Wertschöpfungskette eigentlich wie viel Gewinne abschöpfen (und bei wem folglich wie viel gekürzt werden könne) liegen wenig belastbare Daten vor. Die nachfolgenden Analysen für die Klein- und die Großanlagen bauen daher auf den Erkenntnissen der aktuellsten Studien auf und ergänzen sie um plausible Annahmen zu den fehlenden Daten entlang der Wertschöpfungsketten.

3.3.1 Kostenstruktur

3.3.1.1 Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel

Zur Ermittlung der spezifischen Investitionskosten wurden aktuelle Studien und Daten u.a. von Prognos (2009) und von der Zeitschrift Photon (2010) ausgewertet. Die in Prognos vorgefundene Unterteilung hinsichtlich der Modultechnologie (mono-, multikristallin, amorph, CdTe) wurde mit den in der Photon (2010) veröffentlichten jeweiligen Marktanteilen gewichtet (Tab. 3.13). Für die Kategorie „Andere“ wird ein Mittelwert der gegebenen Investitionskosten veranschlagt.

Tab. 3.13: Investitionskosten von PV-Kleinanlagen (inkl. Installationskosten) in Deutschland und Marktanteile der Zellentechnologien im Jahr 2009

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Daten nach Prognos (2009), Photon (2010)

Module	Hausdach (Haushalt)	Marktanteile
monokristallines Silizium	3.250	34 %
multikristallines Silizium	3.360	47 %
amorphes Silizium	2.940	6 %
CdTe	3.220	9 %
Andere	3.193	4 %

Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher Wert von 3278 €/kW an spezifischen Investitionskosten. Nach Informationen von Prognos handelt es sich hierbei um Preise inklusive 19 % Umsatzsteuer. Für die Ermittlung der Wertschöpfung müssen an dieser Stelle jedoch die Nettowerte betrachtet werden. Nach Abzug der einberechneten Umsatzsteuer betragen die spezifischen Investitionskosten 2754 €/kW.

Diese werden im Folgenden auf die Bereiche Module, Wechselrichter, Installationsmaterial, Montage und Netzanschluss aufgeteilt. Diese Aufgliederung erfolgt auf Basis einer Studie des Instituts für angewandtes Stoffstrommanagement (IfaS 2009) und Prognos (2009). Den stark unterschiedlichen Angaben der beiden Studien hinsichtlich des Modulanteils an den Investitionskosten - 75 %

laut IfaS und 41 % laut Prognos - wird durch die Bildung eines Mittelwertes Rechnung getragen (58 %). Die verbleibenden Nichtmodulkosten werden gleichmäßig über alle Positionen verteilt.

Die Modulkosten werden nun weiter untergliedert in die Gruppen metallische Rohstoffe, Wafer (nur bei kristallinen Modulen), Zellen/Absorbermaterial und Modulproduktion, welche die Wertschöpfungskette in der Stufe Modulherstellung abbilden (Prognos 2009). Aus beiden Modultypen – kristallin und Dünnschicht - wird gemäß den jeweiligen Marktanteilen (Photon 2010) der gewichtete Durchschnitt gebildet, um die Aufteilung der Modulkosten für den Bereich der Photovoltaik-Kleinanlagen zu erhalten.

In der Photovoltaik ist es besonders im Bereich der Kleinanlagen üblich, die Anlagenkomponenten (Module, Wechselrichter, Installationsmaterial) nicht direkt beim Hersteller, sondern über den Großhandel zu beziehen. Die Marge des Großhandels ist daher in der Wertschöpfungsbetrachtung vom Endpreis abzuziehen, um eine Aufteilung in Modulproduktion und Handel durchzuführen. In gleicher Weise wird der Großhandel von den Kosten der Wertschöpfungsschritte Produktion Wechselrichter und Produktion Installationsmaterial abgezogen, um auch hier den Handel als eigene Wertschöpfungsstufe abzubilden.

Schließlich werden im Rahmen der Investitionskosten in der Literatur auch häufig die auch Planungs- und Projektierungskosten sowie die Installation mit angegeben. Diese werden hier in der relativen Höhe angesetzt, wie sie Kaltschmitt et al. (2003) angeben. Im Rahmen der Installation fallen Kosten für den Netzanschluss (Material –und Arbeitskosten) an. Der Anteil des Materials wird hierbei auf 70 % geschätzt.

Die Ermittlung der Wertschöpfungseffekte bei der Photovoltaikherstellung, die auf der Basis der oben ermittelten Kostenstruktur möglich ist, unterscheidet sich von der vorhergehenden Ermittlung der Effekte bei der Windindustrie. Insbesondere bei der Produktion von Zellen und Modulen auf der Basis von kristallinem Silizium erfolgen mehrere serielle, aufeinander aufbauende Wertschöpfungsschritte.²⁶ Das Silizium wird an die Waferhersteller geliefert, diese liefern die Wafer an die Zellenproduzenten und diese wiederum an die Modulproduzenten. Dadurch entstehen Umsatzkaskaden, bei denen die jeweils nachfolgende Stufe alle Kosten der Vorstufe inkludiert. Damit ergeben sich in Summe höhere Umsätze, so dass hier eine Gleichsetzung von Kosten (die aus der Sicht des Modulkäufers anfallen) und Umsätzen nicht möglich ist. Die Umsätze sind jedoch gemäß der vorliegenden Berechnungsmethode die entscheidenden Größen für die Ermittlung der Gewinne und in Teilen auch der Einkommenseffekte (und damit auch indirekt für die Steuern). Die nachfolgende Tabelle gibt die Kostenstruktur und die daraus abgeleiteten Werte für die Umsätze je Wertschöpfungsschritt wieder.

²⁶ Im Gegensatz dazu können die Wertschöpfungsschritte bei der Windindustrie als „parallel“ bezeichnet werden, da die Produktion von Getrieben, Rotorblättern etc. unabhängig voneinander erfolgen kann und die (Zwischen-)Produkte nicht aufeinander aufbauen.

Tab. 3.14: Investitions- und Installationskostenstruktur (inkl. Großhandel) sowie Umsätze von Photovoltaik-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

	Kostenstruktur	Kosten [€/kW]	Umsätze [€/kW]
Module	57 %	1566	4726
Handel Module	10 %	276	1566
Module	10 %	262	1291
Zellen/Absorbermaterial	17 %	475	1029
Wafer	10 %	266	554
Metallische Rohstoffe	10 %	287	287
Wechselrichter	12 %	331	603
Handel Wechselrichter	2 %	58	331
Produktion Wechselrichter	10 %	273	273
Planung & Projektierung	2 %	54	54
Installation	29 %	803	1054
Handel Installationsmaterial	2 %	53	304
Produktion Installationsmaterial	9 %	250	250
Montage	11 %	304	304
Netzanschluss	7 %	196	196
Investitions- und Investitionsnebenkosten gesamt	100 %	2754	6437

3.3.1.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten für PV-Kleinanlagen sind im Vergleich zu anderen EE-Anlagen, die entweder sich bewegende Elemente aufweisen (z.B. Windenergie), Brennstoffe benötigen (Biomasse) oder regelmäßig gereinigt werden müssen (z.B. Wasserkraft) vergleichsweise gering. In der Regel werden sie in der Literatur in Ermangelung empirischer Werte als ein Schätzwert in der Größenordnung von 1-2 % angegeben (vgl. hierzu bereits Hirschl et al. 2002). Wir setzen hier einen solchen aggregierten Wert für Wartung, Instandhaltung und Versicherung nach Staiß (2007) in Höhe von 1,5 % der Investitionskosten an. Diese werden weiter unterteilt in 1,3 % für Wartung & Instandhaltung und 0,2 % für Versicherungskosten (SolarOne Deutschland AG o.J. a). Nach BMU (2006) beträgt der Anteil der Personalkosten an den Kosten für Wartung & Instandhaltung 5 % im Bereich der Photovoltaik. Damit entfallen 95 % auf Kosten für Ersatzmaterial, welches wiederum Umsätze bei den Produzenten und beim Handel erzeugt.

Neben diesem Betriebskostenblock ist für die Analyse der Wertschöpfung auch die Finanzierung relevant. Für die Finanzierung der Investitionskosten der Anlage wird von einer Aufteilung von 50 % Eigenmitteln und 50 % Fremdkapital ausgegangen (vgl. hierzu auch Staiß et al. 2007). Daraus entsteht eine Kreditsumme von 1377 €/kW, welche verzinst mit 4 % effektivem Jahreszins und 20 Jahren Laufzeit (Staiß et al. 2007) jährliche Zinszahlungen von 32,5 €/kW erzeugen.

Weiterhin müssen Abschreibungen auf die gesamten Investitionskosten berücksichtigt werden, welche sich bei linearer Abschreibung über 20 Jahre Laufzeit auf etwa 138 €/kW belaufen.

Die nachfolgende Tabelle fasst die für die Betriebsphase pro Jahr anfallenden Kostenpositionen sowie die für die nachfolgenden Berechnungen relevanten Umsätze zusammen.

Tab. 3.15: Betriebskosten von PV-Kleinanlagen und generierte Umsätze relevanter Wertschöpfungsschritte

Quelle: Eigene Berechnungen

	Kosten [€/kW]	Umsatz [€/kW]
Wartung & Instandhaltung	36	64
Versicherung	6	6
Fremdkapitalzinsen	32	-
Abschreibungen	138	-

3.3.2 Gewinne

Für die Ermittlung der Gewinne der PV-Industrie bzw. der einzelnen industriellen Wertschöpfungsschritte werden einerseits statistische Werte der zugehörigen Wirtschaftszweige herangezogen, andererseits werden auf der Basis von eingeschätzten Branchenspezifika entsprechende Abweichungen vorgenommen. Die PV-Industrie kann im Wesentlichen den Wirtschaftszweigen Elektrotechnik und Maschinenbau zugeordnet werden. Die Durchschnittswerte der jeweiligen Branchenrentabilitäten für diese Zweige liegen bei (jeweils Vor- und Nach-Steuer-Wert) 5,3 % bzw. 4 % für den Maschinenbau und bei 3,5 % bzw. 2,5 % für die Elektrotechnik (Deutsche Bundesbank 2009b). Eine eigene Auswertung von Unternehmensdaten der PV-Industrie hat gezeigt, dass die Renditen teilweise deutlich höher gelegen haben, allerdings lässt sich aus der geringen Fallzahl öffentlich verfügbarer Renditedaten kein Rückschluss auf die Performance der gesamten PV-Industrie je Wertschöpfungsschritt ableiten. Unter den analysierten Unternehmen waren auch einige, die aufgrund größerer Investments negative Renditen aufwiesen, wenn gleich sie am Markt gut aufgestellt waren. Aus der Einschätzung, dass die Renditen der Wafer- und Zellenhersteller, die dem Wirtschaftszweig Elektrotechnik zuzuordnen sind (vgl. Statistisches Bundesamt 2008), wahrscheinlich etwas höher liegen dürften als der statistisch ermittelte Durchschnitt der gesamten Elektrotechnik-Unternehmen, wurden hier ein Mittelwert aus Maschinenbau und Elektrotechnik angesetzt. Neben den hier angesprochenen Wirtschaftszweigen spielen hier im Wesentlichen noch die Zweige unternehmensnahe Dienstleistungen sowie Großhandel eine Rolle.

Für die **Finanzierung**, die im Wesentlichen **durch Fremdkapital** erfolgt, wird ein Zinssatz von 4 % und eine Laufzeit von 20 Jahren angenommen (vgl. Staiß et al. 2007). Die durchschnittliche Restschuld beträgt gemäß unserer Kosten- und Finanzierungsannahmen in etwa 812 €/kW.

Für die Ermittlung des **Betriebergewinns** wird davon ausgegangen, dass es sich im Regelfall bei den Kleinanlagen um einen Einzelunternehmer handelt, dessen jährliche Erträge der betrachteten Anlage unter dem Freibetrag liegen. Daher wird in diesem Fall keine Gewerbesteuer fällig. Der Vor-Steuer-Gewinn berechnet sich dann aus den Einkünften der EEG-Vergütung abzüglich der Betriebskosten. Die jährliche Verzinsung des Eigenkapitals nach Zahlung der Gewerbesteuer beträgt 14 %.

Die durchschnittliche EEG-Vergütung der PV-Anlage beträgt 0,4301 €/kW (EEG 2009). Die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr wird auf 800 geschätzt, wobei hier nicht von einer optimal geplanten Anlage an einem Hohertragsstandort ausgegangen wird, sondern der Wert eher an einer durchschnittlichen Ertragssituation und realen Erträgen orientiert ist. Zusammen ergeben sich jährliche Einnahmen durch EEG-Vergütung von 344 €/kW. Die Betriebskosten betragen 212 €/kW im Jahr (s.o.).

Tab. 3.16: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei PV-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnungen

Wertschöpfungsschritte	Vor-Steuer-Gewinne [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Module	177
Handel Module	36
Module	57
Zellen/Absorbermaterial	45
Wafer	24
Metallische Rohstoffe	15
Wechselrichter	20
Handel Wechselrichter	8
Produktion Wechselrichter	12
Planung & Projektierung	4
Installation	52
Handel Installationsmaterial	7
Produktion Installationsmaterial	11
Montage	24
Netzanschluss	10
Investitions- und Investitionsnebenkosten gesamt	253
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betrieb	8
Wartung & Instandhaltung	2
Versicherung	0,3
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	6
Brutto-Gewinn der Betreibergesellschaft	133

3.3.3 Einkommenseffekte

Die Ermittlung der Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt erfolgt für die PV-Kleinanlagen im Wesentlichen gemäß der eingangs dargelegten allgemeinen Methode. Dabei sind die Wertschöpfungsschritte Planung & Projektierung, Montage sowie die Personalkosten der Wartung & Instandhaltung als reine Dienstleistung modelliert. Bei diesen „reinen“ Dienstleistungen wird ein pauscha-

ler Sachkostenanteilen von jeweils 10 % des Umsatzes berücksichtigt. Die Berechnung für alle anderen Schritte erfolgt auf der Basis der Umsatzwerte, den statistischen Indikatoren für die „Beschäftigten pro Umsatz“ sowie der Ermittlung eines gewichteten Bruttojahreseinkommens gemäß den (angenommenen) relevanten Berufszweigen. So wurde beispielsweise die Produktion von Installationsmaterial als ein Durchschnitt aus den statistischen Kategorien „Herstellung von Kabeln und elektrischem Installationsmaterial“ und „Herstellung von Metallerzeugnissen“ nach Daten des Statistischen Bundesamtes gebildet, da für die Installation sowohl eine Unterkonstruktion als auch Kabel und elektrisches Installationsmaterial nötig sind. Für die verschiedenen Produktionsbereiche der PV-Industrie wurde beispielhaft angenommen, dass hier jeweils Einkommensgruppen vertreten sind, die sich den statistischen Gruppen der Elektroingenieure (im Umfang von 40 % der Beschäftigten), Techniker des Elektrofachs (30 %) sowie Elektromotoren-, Transformatorenbauer (30 %) zuordnen lassen. Hieraus wurden gewichtete Einkommensniveaus des jeweiligen Wertschöpfungsschritts abgeleitet.

Tab. 3.17: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei PV-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnungen

Wertschöpfungsschritte	Bruttobeschäftigungskosten (inkl. Sozialabgaben und EkSt) [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Module	561
Handel Module	96
Module	200
Zellen/Absorbermaterial	159
Wafer	86
Metallische Rohstoffe	21
Wechselrichter	95
Handel Wechselrichter	20
Produktion Wechselrichter	75
Planung & Projektierung	38
Installation	364
Handel Installationsmaterial	19
Produktion Installationsmaterial	56
Montage	209
Netzanschluss	81
Investitions- und Investitionsnebenkosten gesamt	1058
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebskosten gesamt	17
Wartung & Instandhaltung	10
Versicherung	0,4
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	7

3.3.4 Steuern

Für die Ermittlung der Steuern, insbesondere der unternehmensbezogenen Steuern, wird zunächst wieder eine **Einteilung nach Kapital- und Personengesellschaften** gemäß der diesbezüglichen statistischen Verteilung der zugehörigen Wirtschaftszweige (Statistisches Bundesamt 2010b) in allen relevanten Wertschöpfungsschritten vorgenommen. So liegt diese Quote beispielsweise bei den Unternehmen, die den Wirtschaftszweigen Elektrotechnik und Maschinenbau zugeordnet werden, bei ca. 70 % Kapital- und 30 % Personengesellschaften, bei den unternehmensnahen Dienstleistungen ist es eine Aufteilung von 65 % und 35 %.

Bei der Ermittlung der **Gewinnsteuern** werden bei den Kapitalgesellschaften zunächst zwei Fälle unterschieden: in einen Fall erfolgt eine Ausschüttung der Gewinne an die Gesellschafter von Kapitalgesellschaften, im anderen Fall nicht. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die Gewinnsteuern bei Ausschüttung in der nachfolgenden Tabelle nicht explizit auf Unternehmens- und Gesellschafterebene ausgewiesen, da es für unsere Betrachtung nicht relevant ist, wer die Steuern abführt. Daher enthält der Anteil des Gewinns nach Steuern bei Ausschüttung, der auf die Kapitalgesellschaften entfällt, den Unternehmensgewinn sowie den versteuerten Gewinnanteil der Gesellschafter.

Die Berechnung der **Nettobeschäftigungskosten** erfolgt auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast am gewichteten Bruttojahreseinkommen, wie es im vorherigen Abschnitt bereits ermittelt wurde, je nach Wertschöpfungsschritt und unter Berücksichtigung der relevanten Berufsgruppen.

Auf Basis der in den Tabellen dargestellten Werte kann nun gemäß der eingangs dargelegten Berechnungsmethode die Ermittlung der hier relevanten kommunalen Steuereinnahmen, d.h. der Gewerbesteuererinnahmen (netto, d.h. in diesem Zusammenhang ohne die Umlage an den Bund) sowie des Kommunalanteils an der Einkommenssteuer ermittelt werden.

Bei der Besteuerung des Gewinns des Betreibers von Photovoltaik-Kleinanlagen ist zu beachten, dass die Gewinnsteuer hier allein aus der Einkommenssteuer (zuzüglich Solidaritätsbeitrag und Kirchensteuer) besteht, da im Regelfall keine Gewerbesteuer anfällt. Obwohl Gewerbesteuerpflicht besteht, da eine Gewinnerzielungsabsicht vorliegt, ist hier von einem Unterschreiten des geltenden Freibetrags (in Höhe von 24.500 €/Jahr) auszugehen (Ecovis 2009).

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Steuern, die in der Kommune verbleiben (d.h. Gewerbesteuer und kommunaler Anteil Einkommenssteuer) im Verhältnis zu den Gesamtsteuern (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommenssteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) bei Investitionen und Investitionsnebenkosten von PV-Kleinanlagen auf etwa 20 %. Der kommunale Anteil an den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb einschließlich der Steuerzahlungen der Betreibergesellschaft resultieren liegt demgegenüber etwas niedriger bei 14,4 %.

Tab. 3.18: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Photovoltaik-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsschritte	Nachsteu- ergewinn *	Beschäfti- gungs- kosten (netto)	Gewerbe- steuer (netto)	Gemeinde- anteil an der Ein- kommens- steuer	Kommu- nalsteuern gesamt
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Module	116	321	20	19	39
Handel Module	23	56	4	3	7
Module	37	114	6	7	13
Zellen/ Absorbermaterial	30	91	5	6	11
Wafer	16	49	3	3	6
Metallische Rohstoffe	10	12	2	0,6	2
Wechselrichter	13	55	2	3	5
Handel Wechselrichter	5	12	0,9	0,6	1,5
Produktion Wechselrichter	8	43	1	3	4
Planung & Projektierung	3	21	0,5	1,3	2
Installation	34	219	6	10	16
Handel Installationsmaterial	5	11	0,8	0,6	1
Produktion Installationsma- terial	7	33	1	2	3
Montage	16	128	3	5	8
Netzanschluss	6	48	1	2	3
Investitions- und Investiti- onsnebenkosten gesamt	166	617	29	33	62
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betrieb	5	10	0,9	0,6	1,5
Wartung & Instandhaltung	1	6	0,3	0,3	0,6
Versicherung	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0
Banken (Finanzierung durch Fremdkapital)	4	4	0,6	0,3	0,9
Brutto-Gewinn der Perso- nengesellschaft	90		0,0	6	6

3.3.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte der Kette „Photovoltaik-Kleinanlagen“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in den darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Dabei zeigt die erste Grafik die einmaligen sowie jährlichen Effekte, die zweite Grafik zeigt die über eine Laufzeit von 20 Jahren aggregierte Wertschöpfung.

Tab. 3.19: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Photovoltaik-Kleinanlagen
Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Investition	129	376	22	22	550
Planung, Installation etc.	37	241	6	11	295
<i>Jährliche Effekte</i>					
Technische Betriebsführung	5	10	1	1	17
Betreibergesellschaft	90	0	0	6	96
<i>Jährliche Effekte über 20 Jahre</i>					
Technische Betriebsführung	108	194	18	11	331
Betreibergesellschaft	1.801	0	0	111	1.913

Die Tabelle zeigt, dass durch die einmaligen Effekte der Investition sowie aller Investitionsnebenkosten eine kommunale Wertschöpfung in Höhe von 550 Euro bzw. ca. 300 Euro je kW generiert werden kann. Den größten Anteil haben hieran die Einkommenseffekte, gefolgt von den Gewinnen und den Steuern. Durch 100 installierte 10 kW-Hausdachanlagen würde somit allein durch die Wertschöpfungsstufe Planung, Installation etc. (die durchaus in einer Kommune vollständig abgedeckt werden kann) eine Wertschöpfung in Höhe von 300.000 Euro generiert. Die Produktion dieser 100 Anlagen generiert demnach eine kommunale Wertschöpfung in Höhe von 550.000 Euro.

Die jährlichen Wertschöpfungseffekte aus dem technischen und finanziellen Betrieb der Anlage erreichen einen Wert von 112 Euro/kW. Über 20 Jahre betrachtet ergeben sich demzufolge über 2.200 Euro pro kW. Der mit Abstand deutlich größte Anteil entfällt hierbei auf die Gewinne. Nimmt man die kommunalen Wertschöpfungseffekte aus den ersten beiden, einmaligen Stufen der Investition und Installation hinzu, dann summieren sich die Effekte auf ca. 3.100 Euro je kW. Für das Beispiel der 100 10 kW-PV-Kleinanlagen ergibt sich demzufolge eine maximal erzielbare kommunale Wertschöpfung in Höhe von 3,1 Mio. Euro, wenn alle Wertschöpfungsschritte in einer Kommune angesiedelt sind. Ohne die Effekte aus der Produktion, die in einer durchschnittlichen Kommune nur in geringem Umfang auftreten werden, verbleiben immer noch mehr als 2,5 Mio. Euro. Die 100 Anlagen führen – ohne die Produktion – über die gesamte Laufzeit zu kommunalen Steuereinnahmen in Höhe von 160.000 Euro; im ersten Jahr des Betriebs sind es zuzüglich der Installation ca. 25.000 Euro.

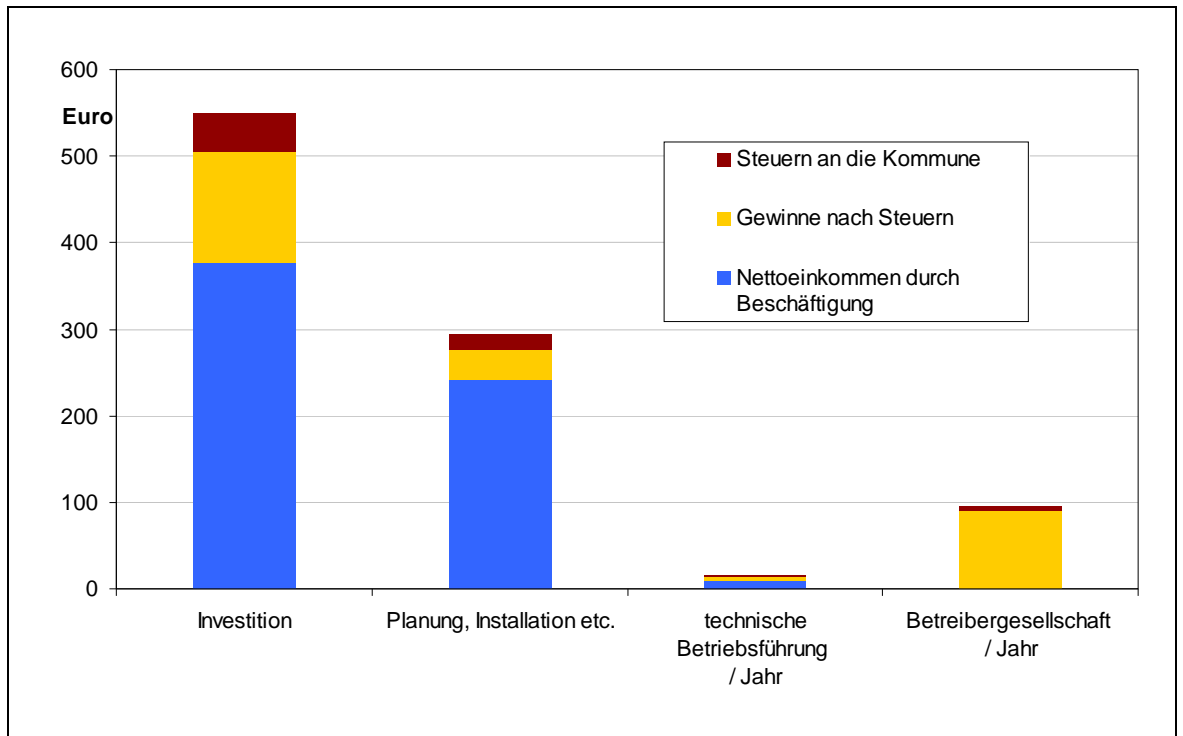


Abb. 3.5: Kommunale Wertschöpfung von Photovoltaik-Kleinanlagen, einmalige und jährliche Effekte 2009

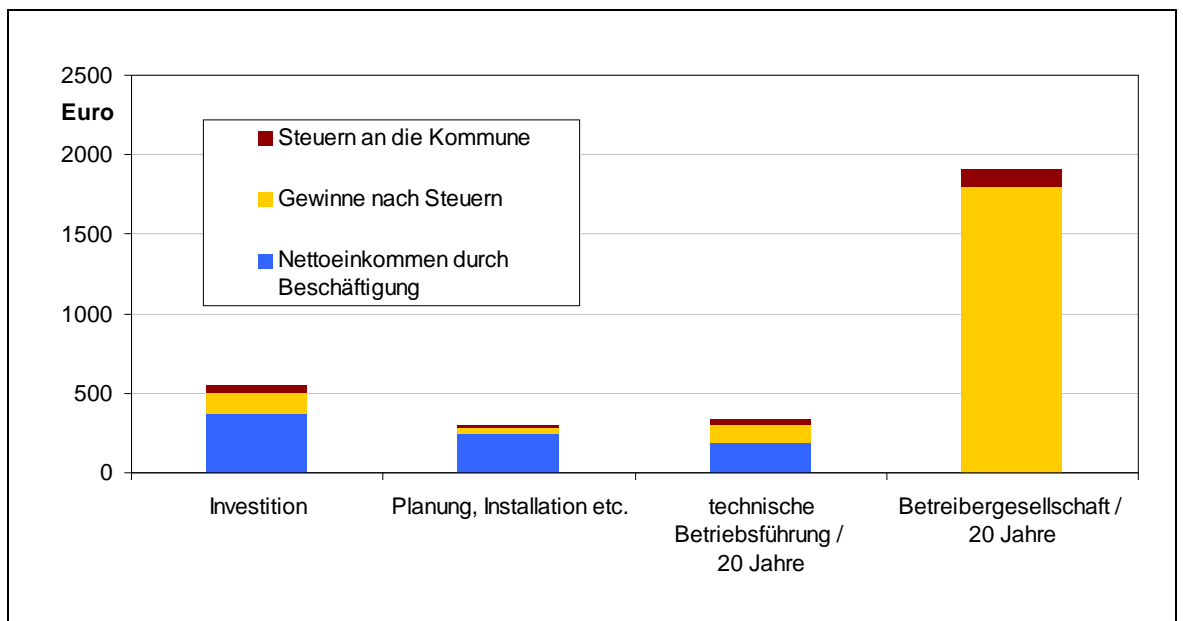


Abb. 3.6: Kommunale Wertschöpfung von Photovoltaik-Kleinanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

3.4 Photovoltaik-Großanlagen (Dach und Freiland)

Bei den PV-Großanlagen standen in den Debatten vor der EEG-Novelle 2010 insbesondere die Freiflächenanlagen stark in der Kritik, da sie in häufigen Fällen landwirtschaftliche Flächen in Anspruch nehmen, woraus sich ein Potenzial für Nutzungskonkurrenzen dieser Flächen ergibt. Vor diesem Hintergrund hat der Gesetzgeber die Errichtung von PV-Großanlagen in der Fläche stark eingeschränkt auf besondere Standorte wie z.B. Konversionsflächen oder entlang von Autobahnen. Mit Blick auf die Analyse von Wertschöpfungseffekten unterscheiden sich insbesondere die großen Anlagen von den Kleinanlagen, da hier zum einen teilweise andere Kostenstrukturen bei der Anlage, der Planung und Installation sowie der technischen Betriebsführung anfallen, zudem liegen aber auch andere Betreibergesellschaften vor, so dass die diesbezügliche Modellierung anders als bei den überwiegend privaten Kleinanlagen ausfallen muss. Demgegenüber fällt der Unterschied zwischen Dach- und Freiflächenanlagen mit Blick auf die Analyse von Wertschöpfungseffekten nicht deutlich ins Gewicht, so dass sie hier gemeinsam behandelt werden. Die Datenlage und -qualität ist bei den Großanlagen leicht besser als bei den PV-Kleinanlagen. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass durch eine Auswertung von Beteiligungsprospekten von PV-Großanlagen eine empirisch angereicherte Datenbasis für die Ermittlung der Wertschöpfungsschritte und diesbezüglicher Kosten geschaffen werden konnte.

3.4.1 Kostenstrukturen

3.4.1.1 Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel

Zur Ermittlung der spezifischen Investitionskosten wurden aktuelle Studien und Daten u.a. von Progos (2009) und von der Zeitschrift Photon (2010) ausgewertet. Die in Prognos vorgefundene Unterteilung hinsichtlich der Modultechnologie (mono-, multikristallin, amorph, CdTe) wurde mit den in der Photon (2010) veröffentlichten jeweiligen Marktanteilen gewichtet (Tab. 3.20). Für die Kategorie „Andere“ wird ein Mittelwert der gegebenen Investitionskosten veranschlagt.

Tab. 3.20: Investitionskosten von PV-Großanlagen (inkl. Installationskosten) in Deutschland und Marktanteile der Zellentechnologien im Jahr 2009

Quelle: Eigene Zusammenstellung, Daten nach Prognos (2009), Photon (2010)

Module	Hausdach (gewerblich)	Feldinstallation	Marktanteile
monokristallines Silizium	2.980	2.840	34 %
multikristallines Silizium	3.090	2.950	47 %
amorphes Silizium	2.670	2.530	6 %
CdTe	2.950	2.820	9 %
Andere	2.923	2.785	4 %

Es ergeben sich somit spezifische Investitionskosten von 2.869 €/kW für Freiflächenanlagen und 3.008 €/kW für dachmontierte Großanlagen. Wie auch bei den Kleinanlagen handelt es sich hierbei um Werte inklusive 19 % Umsatzsteuer. Die Netto-Investitionskosten betragen somit 2.411 €/kW

und 2.528 €/kW. Damit fallen die Investitions- und Installationskosten im Vergleich aufgrund von Mengeneffekten geringer als bei den Kleinanlagen aus.

Diese aggregierten Kosten werden bei beiden Anlagentypen nach Bächler (2006) in die Kategorien Module, Wechselrichter, Unterkonstruktion und Montage, Engineering, DC-Verkabelung und Sonstiges (Zäune, Kabelgräben) unterteilt. Bächler weist diese Struktur für Silizium- und Dünnschichtmodule getrennt aus. Es wird hiervon ein nach dem jeweiligen Marktanteil von kristallinen und Dünnschichtmodulen gewichteter Durchschnitt gebildet, der die prozentuale Aufteilung der Investitionskosten für diese Analyse darstellt. In der Literatur sind höchst verschiedene Kostenproportionen für die Modul- und Nicht-Modulkosten von Großanlagen zu finden. Diese reichen beispielsweise von 73 % bis 41 % für die Modulkosten. Auch diesbezüglich wurde eine Mittelung der plausibelsten und aktuellsten Quellen vorgenommen. Die Modulkosten werden wie bei den Kleinanlagen nach Prognos (2009) in die verschiedenen Wertschöpfungsschritte der Modulproduktion untergliedert. Ebenfalls in gleicher Weise wird der Großhandel separat ausgewiesen.

Freilandanlagen weisen eine vergleichbare Kostenstruktur zu den Aufdachsystemen auf, jedoch mit den oben angegebenen unterschiedlichen Investitionskosten. Nach Prognos (2009) unterscheiden sich beide Anlagenkategorien vor allem in den Installationskosten, welche bei den Freiflächenanlagen um die Hälfte niedriger angesetzt werden. Daher wird die Differenz der spezifischen Investitionskosten zwischen beiden Systemtypen zu gleichen Teilen auf die Installation und Montage aufgeteilt, der Rest wird als konstant angenommen.

Für den Zusammenhang zwischen den Kosten und Umsätzen bei der PV-Produktion inklusive Handel gilt die gleiche Überlegung wie bei den Kleinanlagen – d.h. hier sind kumulative Effekte bei den Umsätzen zu beachten: Da die jeweiligen Vorleistungen eingepreist werden, enthält der entsprechende Umsatz auch die Kosten der vorigen Wertschöpfungsstufen. Somit übertreffen in diesen Fällen die Summen der Umsätze die Anteile an den Investitionskosten. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Investitions- und Investitionsnebenkosten für große Freiflächen- und Dachanlagen.

Tab. 3.21: Investitions- und Installationskostenstruktur (inkl. Großhandel) sowie Umsätze von PV-Großanlagen (Freiland)

Quelle: Eigene Berechnung

Großanlage Freiland	Kosten [€/kW]	Umsätze [€/kW]
Module	1.347	4.063
Handel Module	237	1.347
Module	225	1.110
Zellen/Absorbermaterial	408	884
Wafer	229	476
Metallische Rohstoffe	247	247
Wechselrichter	282	514
Handel Wechselrichter	50	282
Produktion Wechselrichter	232	232
Planung & Projektierung	219	219
Installation	564	892

Großanlage Freiland	Kosten [€/kW]	Umsätze [€/kW]
Handel Installationsmaterial	70	398
Produktion Installationsmaterial	328	328
Montage	166	166
Investitions und Investitionsnebenkosten gesamt	2.411	5.688

Tab. 3.22: Investitions- und Installationskostenstruktur (inkl. Großhandel) sowie Umsätze von PV-Großanlagen (Dach)

Quelle: Eigene Berechnung

Großanlage Dach	Kosten [€/kW]	Umsätze [€/kW]
Module	1.347	4.063
Handel Module	237	1.347
Module	225	1.110
Zellen/Absorbermaterial	408	884
Wafer	229	476
Metallische Rohstoffe	247	247
Wechselrichter	282	514
Handel Wechselrichter	50	282
Produktion Wechselrichter	232	232
Planung & Projektierung	219	219
Installation	680	1.057
Handel Installationsmaterial	80	456
Produktion Installationsmaterial	376	376
Montage	224	224
Investitions und Investitionsnebenkosten gesamt	2.528	5.852

3.4.1.2 Betriebskosten

Die jährlichen Kosten für **Wartung, Instandhaltung und Versicherung** werden zunächst in gleicher Größenordnung wie bei den Kleinanlagen nach Staiß (2007) angesetzt. Zusätzlich werden bei den Großanlagen jedoch Kosten für Betriebspersonal in Höhe von 3,75 €/kW angesetzt (ebda.).

Darüber hinaus sind für die Installationsflächen der Photovoltaikanlagen im Regelfall **Pachtzahlungen** zu berücksichtigen. Diese werden aufgeteilt in Pachtzahlungen an Privatpersonen und an die Kommune. Für die Freiflächenanlagen ist dabei auf der Basis von Expertengesprächen eine Aufteilung von 20 % kommunaler und 80 % privater Anlagen festgelegt worden, da davon auszugehen ist, dass der Großteil verpachteter Flächen in privater Hand ist. Für die Pachtzahlungen bei Aufdachanlagen wird demgegenüber von einer gleichen Verteilung auf beide Kategorien ausgegangen. Die Höhe der Pachtzahlungen wurde mithilfe von eigenen Auswertungen von Beteili-

gungsprospekten ermittelt und wird hier mit 0,17 % der spezifischen Investitionskosten jährlich angesetzt.

Die Kosten für die **Geschäftsführung** der Betreibergesellschaft (Komplementär-GmbH) wurden ebenfalls durch Auswertung verschiedener Beteiligungsprospekte ermittelt. Hierfür werden jährliche Kosten von ca. 13 €/kW angesetzt, zudem eine Haftungsvergütung von etwa 1 €/kW.

Für die **Finanzierung** wird von einem Eigenkapitalanteil von 25 % und einem Fremdkapitalanteil von 75 % ausgegangen. Daraus entsteht im Bereich Freiflächenanlagen eine Kreditsumme von 1.808 €/kW, welche bei 4 % effektivem Jahreszins und 20 Jahren Laufzeit (Daten nach Staiß et al. 2007) zu Zinszahlungen in Höhe von 43 €/kW führt. Die Investition von großen Dachanlagen führt zu einer Kreditsumme von 1.896 €/kW, welche jährliche Zinszahlungen von 45 €/kW nach sich zieht. Weiterhin müssen Abschreibungen auf die gesamten Investitionskosten berücksichtigt werden, welche sich bei linearer Abschreibung über 20 Jahre Laufzeit im Bereich der Freilandanlagen auf etwa 121 €/kW belaufen, während der Abschreibungsbetrag bei den Dachanlagen 126 €/kW beträgt.

In der nachfolgenden Tabelle sind die auf diese Weise ermittelten Betriebskosten für Dach- und Freilandanlagen aufgeführt. Für die weitere Berechnung wurden zudem für einzelne Wertschöpfungsschritte die dazugehörigen Umsätze berechnet, die teilweise von den Kosten abweichen. Dies gilt zum einen für die Instandhaltung und Wartung, da hier auch der Handel von Ersatzmaterial und –Komponenten inkludiert ist, der wiederum die Kosten der entsprechenden (Vor-)Produkte beinhaltet und damit höhere Umsätze aufweist. Zum zweiten spielen die Umsätze bei den Banken (Finanzierung durch Fremdkapital) eine Rolle, die sich aus der gesamten Kreditsumme ergeben.

Tab. 3.23: Betriebskosten von PV-Großanlagen (Freiland und Dach)

Quelle: Eigene Berechnungen

Wertschöpfungsschritte	Kosten Freilandanlagen [€/kW]	Kosten Dachanlagen [€/kW]
Betriebsführung	207	217
Wartung & Instandhaltung	31	33
Betriebspersonal	4	4
Versicherung	5	5
Pachtzahlungen	4	4
<i>an Kommunen</i>	<i>1</i>	<i>2</i>
<i>an Privat</i>	<i>3</i>	<i>2</i>
Banken (Finanzierung durch Fremdkapital)	43	45
Abschreibung	121	126
Betreibergesellschaft	14	14
Geschäftsführung	13	13
Haftungsvergütung	1	1

3.4.2 Gewinne

Die Ermittlung der Gewinne der Unternehmen aller Wertschöpfungsstufen erfolgt bei den PV-Großanlagen in gleicher Weise wie bei den Kleinanlagen, da hier überwiegend die gleichen industriellen Akteure und Dienstleister aktiv sind. Im Regelfall werden also die Umsätze mit den ermittelten oder angenommenen Umsatzrentabilitäten multipliziert.

Wir gehen davon aus, dass im Regelfall bei den Großanlagen eine **Pacht** für die Flächen zu errichten ist. Die Pachtzahlungen für Grundstücke bzw. Dachflächen wurde mit Hilfe einer Auswertung von Beteiligungsprospekten in Höhe von 0,17 % der Investitionskosten (jährlicher Wert) ermittelt. In Bezug auf die Eigentumsverteilung der Flächen und somit die Frage, wer die Pacht einnimmt, gehen wir von folgenden Verteilungen aus: Bei den Freiflächen werden 20 % von den Kommunen verpachtet, 80 % von Privatpersonen, in der Regel von Landwirten (Quelle: Experteninterviews). Bei den Dachflächen gehen wir von einer gleichmäßigen Verteilung zwischen kommunalen und privaten Eigentümern aus.

Für die **Finanzierung durch Fremdkapital** wurde ein Zinssatz von 4 % und eine Laufzeit von 20 Jahren angenommen (nach EEG-Forschungsbericht Staiß et al. 2007). Die Kreditsumme wird mit 75 % der gesamten Investitionskosten angesetzt (ebenfalls nach EEG-Forschungsbericht 2007), demnach also 1.808 €/kW für Freilandanlagen und 1.896 €/kW für Dachanlagen. Die durchschnittliche Restschuld beträgt 1.066 €/kW bzw. 1.118 €/kW. Mit der eingangs angenommenen durchschnittlichen Bankmarge für die Kreditvergabe können unter Abzug der Personalkosten die entsprechenden Gewinne der Banken ermittelt werden.

Für die Ermittlung des **Gewinns der Betreibergesellschaft** wird vom Regelfall einer GmbH und Co. KG ausgegangen (Quelle: Expertengespräche). Der Vor-Steuer-Gewinn berechnet sich aus den Einkünften der EEG-Vergütung abzüglich der Betriebskosten. Die durchschnittliche EEG-Vergütung der PV-Freiflächenanlage beträgt 0,3194 €/kW (EEG 2009). Die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr wird mit 900 Std. angesetzt (Quellen: eigene Studien, Auswertung von Beteiligungsprospekten, Monitoring Freiflächenanlagen). Zusammen ergeben sich jährliche Einnahmen durch EEG-Vergütung von 287 €/kW. Für die großen Dachanlagen beläuft sich die Vergütung auf 0,3958 €/kW (EEG 2009). Bei 850 Volllaststunden im Jahr (Quellen: eigene Studien, Auswertung von Beteiligungsprospekten) ergeben sich daraus durchschnittliche Einnahmen von 336 €/kW. Die Betriebskosten leiten sich aus den zuvor ermittelten Daten ab (vgl. vorherigen Abschnitt). Die Komplementär-GmbH erhält zudem im Jahr etwa 1 €/kW als Haftungsvergütung (Quellen: eigene Studien, Auswertung von Beteiligungsprospekten), welche bei der KG als Betriebskosten behandelt werden. Der Gewinn der GmbH ist die Haftungsvergütung. Für die PV-Freiflächenanlagen beträgt die jährliche Eigenkapitalrendite der Kommanditisten nach Zahlung der Gewerbesteuer 13 %, während für die Dachanlagen eine jährliche Eigenkapitalrendite von 19 % anfällt.

Damit ergeben sich die ermittelten Vor-Steuer-Gewinne der Wertschöpfungsketten für PV-Großanlagen auf dem Dach und der Freifläche wie in der nachfolgenden Tabelle gezeigt.

Tab. 3.24: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei PV-Großanlagen (Freiland und Dach)

Quelle: Eigene Berechnungen

Wertschöpfungsschritte	Vor-Steuer-Gewinne Freiflächenanlagen [€/kW]	Vor-Steuer-Gewinne Dachanlagen [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>		
Module	152	152
Handel Module	31	31
Module	49	49
Zellen/Absorbermaterial	39	39
Wafer	21	21
Metallische Rohstoffe	13	13
Wechselrichter	17	17
Handel Wechselrichter	6	6
Produktion Wechselrichter	10	10
Planung & Projektierung	17	17
Installation	38	46
Handel Installationsmaterial	9	10
Produktion Installationsmaterial	15	18
Montage	13	18
Investitions- und Investitionsnebenkosten gesamt	224	233
<i>Jährliche Effekte</i>		
Betriebsführung	15	15
Wartung & Instandhaltung	2	2
Versicherung	0,2	0,3
Pachtzahlungen	4	4
<i>an Kommunen</i>	<i>1</i>	<i>2</i>
<i>an Privat</i>	<i>3</i>	<i>2</i>
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	7	8
Betreiber-gesellschaft	67	106
Brutto-Gewinn der KG	66	105
Haftungsvergütung	1	1

3.4.3 Einkommenseffekte

Die Ermittlung der und Einkommenseffekte erfolgt für die Großanlagen analog zum Ansatz für die Kleinanlagen. Bei den Großanlagen ist darüber hinaus die Geschäftsführung der Betreiber-gesell-

schaft (Komplementär-GmbH) zu berücksichtigen. Die Kosten hierfür werden in einer Höhe von etwa 13 €/kW jährlich angesetzt (s.o.). Abzüglich des Arbeitgeberanteils zur Sozialversicherung bleiben Bruttobeschäftigungskosten von ca. 11 €/kW.

Tab. 3.25: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei PV-Großanlagen (Freiland und Dach)

Quelle: Eigene Berechnungen

Wertschöpfungsschritte	Bruttobeschäftigungskosten (inkl. Sozialabgaben und EkSt)	
	Freilandanlagen [€/kW]	Dachanlagen [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>		
Module	482	482
Handel Module	83	83
Module	172	172
Zellen/Absorbermaterial	137	137
Wafer	74	74
Metallische Rohstoffe	18	18
Wechselrichter	81	81
Handel Wechselrichter	17	17
Produktion Wechselrichter	64	64
Planung & Projektierung	154	154
Installation	206	260
Handel Installationsmaterial	24	28
Produktion Installationsmaterial	68	78
Montage	114	154
Investitions- und Installationskosten gesamt	923	977
<i>Jährliche Effekte</i>		
Betriebsführung	21	22
Betriebspersonal	3	3
Wartung & Instandhaltung	8	9
Versicherung	0,4	0,4
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	9	10
Betreiber-gesellschaft (Ge-schäfts-führung)	11	11

3.4.4 Steuern

Grundlage für die Besteuerung der Unternehmensgewinne bildet die Unterteilung nach Kapital- und Personenunternehmen in den für die Photovoltaik-Großanlagen (Freiland und Dach) relevanten Wertschöpfungsstufen. Diese wird im Wesentlichen analog zur Vorgehensweise bei den Kleinanlagen bzw. gemäß der oben beschriebenen allgemeinen Methode bestimmt. Auch die Berechnung der spezifischen Nettobeschäftigungskosten pro kW erfolgt für beide Systemtypen in gleicher Weise, auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast am gewichteten Bruttojahreseinkommen nach Wertschöpfungsschritten und Berufsgruppen.

Die kommunalen Gewerbesteuern und der kommunale Anteil an der Einkommenssteuer werden nach den im Kapitel 2.4 angegebenen Methoden ermittelt. Im Unterschied zur Windenergie ist bei den PV-Großanlagen zu beachten, dass keine gesonderte Aufteilung der Gewerbesteuer nach Anlagen- und Betreiberstandort erfolgt. Eine diesbezüglich vom Bundesrat beschlossene Initiative für ein einheitliches Gewerbesteuersplitting für Solarparks ist im Gesetzgebungsverfahren stecken geblieben (Solarenergie News 2010). Daher profitieren die Kommunen, in denen PV-Großanlagen installiert sind, nur dann von der Gewerbesteuer aus dem Anlagenbetrieb, wenn sich der Verwaltungssitz des Anlagenbetreibers vor Ort befindet.

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei den großen PV-Freilandanlagen im Verhältnis zu den Gesamtsteuern (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommenssteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investition- und Investitionsnebenkosten auf 20 %. Dagegen vereinnahmen die Gemeinden aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb einschließlich der Steuerzahlungen der Betreibergesellschaft resultieren 35 %. Infolge der Investitions- und Installationskosten großer PV-Dachanlagen entfallen ebenfalls 20 % der gesamten Steuern auf den kommunalen Haushalt, während aus dem Betrieb 38 % hervorgehen.

Tab. 3.26: Ermittlung der Kommunalsteuern bei PV-Großanlagen (Freiland)

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsschritt	Nachsteuer- erwerbinn *	Beschäfti- gungs- kosten (netto)	Gewerbe- steuer (netto)	Gemeinde- anteil an der Ein- kommens- steuer	Kommu- nalsteuern gesamt
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Module	100	276	17	16	34
Handel Module	20	48	4	3	6
Module	32	98	6	6	12
Zellen/Absorbermaterial	26	78	4	5	9
Wafer	14	42	2	3	5
Metallische Rohstoffe	9	11	1	1	2
Wechselrichter	11	46	2	3	5
Handel Wechselrichter	4	10	1	1	1
Produktion Wechselrichter	7	36	1	2	3
Planung & Projektierung	11	87	2	5	7
Installation	24	125	4	6	10
Handel Installationsmaterial	6	14	1	1	2
Produktion Installationsma- terial	10	41	2	2	4
Montage	9	70	2	3	4
Investitions- und Installa- tionskosten gesamt	147	533	25	30	56
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebsführung	9	12	1	1	2
Betriebspersonal		2		0,1	0,1
Wartung & Instandhaltung	1	5	0,2	0,3	0,5
Versicherung	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0
Pachtzahlungen	3			0,2	0,2
<i>an Kommunen</i>	<i>1</i>				<i>0,0</i>
<i>an Landwirte</i>	<i>2</i>			<i>0,2</i>	<i>0,2</i>
Finanzierung durch Fremd- kapital (Banken)	5	5	1	0,3	1
Betreibergesellschaft	47	6	7	2	9
Geschäftsführung		6		0,4	0,4
Haftungsvergütung	1				0,0
Brutto-Gewinn der KG	46		7	1	9
<i>..Gewerbsteuer</i>			<i>7</i>		<i>7</i>
<i>..Finanzierung durch Eigen- kapital (Kommanditisten)</i>				<i>1</i>	<i>1</i>

Tab. 3.27: Ermittlung der Kommunalsteuern bei PV-Großanlagen (Dach)

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsschritt	Nachsteu- ergewinn *	Beschäfti- gungs- kosten (netto)	Gewerbe- steuer (netto)	Gemeinde- anteil an der Ein- kommens- steuer	Kommu- nalsteuern gesamt
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Module	100	276	17	16	34
Handel Module	20	48	4	3	6
Module	32	98	6	6	12
Zellen/Absorbermaterial	26	78	4	5	9
Wafer	14	42	2	3	5
Metallische Rohstoffe	9	11	1	1	2
Wechselrichter	11	46	2	3	5
Handel Wechselrichter	4	10	1	1	1
Produktion Wechselrichter	7	36	1	2	3
Planung & Projektierung	11	87	2	5	7
Installation	29	157	5	7	12
Handel Installationsmaterial	7	16	1	1	2
Produktion Installationsma- terial	11	47	2	2	4
Montage	12	94	2	4	6
Investitions- und Installationskosten gesamt	152	566	26	32	58
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebsführung	10	13	1	1	2
Betriebspersonal		2		0,1	0,1
Wartung & Instandhaltung	1	5	0,2	0,3	0,5
Versicherung	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0
Pachtzahlungen	4			0,1	0,1
<i>an Kommunen</i>	2				0,0
<i>an Landwirte</i>	1			0,1	0,1
Finanzierung durch Fremd- kapital (Banken)	5	5	1	0,3	1
Betreibergesellschaft	74	6	12	3	15
Geschäftsführung		6		0,4	0,4
Haftungsvergütung	1				0,0
Brutto-Gewinn der KG	73		12	2	14
<i>..Gewerbsteuer</i>			12		12
<i>..Finanzierung durch Eigen- kapital (Kommanditisten)</i>				2	2

3.4.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte der beiden Ketten „große PV-Freiland- und Dachanlagen“ sind in den nachfolgenden Tabellen im Überblick sowie in den darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Dabei zeigt die jeweils erste Grafik die einmaligen sowie jährlichen Effekte, die zweite Grafik zeigt die über eine Laufzeit von 20 Jahren aggregierte Wertschöpfung.

Tab. 3.28: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von PV-Großanlagen (Freiland)

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäftigung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommunal- anteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Investition	111	322	19	19	472
Planung, Installation etc.	36	211	6	11	264
<i>Jährliche Effekte</i>					
Technische Betriebsführung	9	12	1	1	23
Betreibergesellschaft	47	6	7	2	63
<i>Jährliche Effekte über 20 Jahre</i>					
Technische Betriebsführung	187	241	20	18	467
Betreibergesellschaft	937	126	149	38	1.250

Tab. 3.29: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von PV-Großanlagen (Dach)

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäftigung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommunal- anteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Investition	111	322	19	19	472
Planung, Installation etc.	41	244	7	13	304
<i>Jährliche Effekte</i>					
Technische Betriebsführung	10	11	1	1	23
Betreibergesellschaft	74	8	12	3	97
<i>Jährliche Effekte über 20 Jahre</i>					
Technische Betriebsführung	205	214	23	14	455
Betreibergesellschaft	1.481	164	239	56	1.940

Die kommunale Wertschöpfung, die durch die Investition in PV-Großanlagen generiert wurde, lag mit ca. 450 Euro/kW im Wesentlichen aufgrund der geringen Preise unterhalb derjenigen von den Kleinanlagen. Gleiches gilt auch für die Wertschöpfung der Stufe Planung, Installation etc.; hier machen sich im Wesentlichen Mengeneffekte bemerkbar. Die Wertschöpfung in der ersten Stufe entspricht damit in etwa 30 % der eingesetzten Investitionskosten (zu der Differenz zwischen kommunaler Wertschöpfung und Investitionskosten siehe Kapitel 1.2). Bei der Installationsstufe liegt dieser Anteil mit 34 % leicht höher.

Im Vergleich ist die kommunale Wertschöpfung bei den Dachanlagen leicht höher als bei den Freilandanlagen, insbesondere weil die Installation der Dachanlagen im Vergleich aufwändiger und teurer ist. Im Vergleich zu den Kleinanlagen generieren die Großanlagen bei diesen einmaligen Effekten aus Investition zuzüglich Installation insgesamt etwas weniger Wertschöpfung, da - obwohl die Planung und Projektierung teurer ist - die Investitions- und Installationskosten durch die Skaleneffekte deutlich geringer ausfallen.

Allein mit der Wertschöpfungsstufe Planung, Installation etc. konnte durch eine 1 MWp PV-Anlage somit in 2009 in etwa eine Wertschöpfung in Höhe von etwa 260.000 Euro generiert werden. Die Produktion einer solchen Anlage generierte demnach eine kommunale Wertschöpfung in Höhe von etwa 470.000 Euro.

Die jährlichen Wertschöpfungseffekte aus dem technischen und finanziellen Betrieb der Anlage erreichen bei Freilandanlagen einen Wert von knapp 90 Euro/kW, bei Dachanlagen aufgrund der höheren Vergütung in etwa 120 Euro/kW. Über 20 Jahre betrachtet ergeben sich demzufolge ca. 1.700 Euro/kW für Freilandanlagen, bis zu 2.400 Euro/kW für Dachanlagen. Zusammen mit den einmaligen Effekten aus der Investitions- und Installationsstufe ergeben sich für die Freilandanlagen etwa 2.500 Euro/kW, für Dachanlagen 3.200 Euro/kW.

Für das Beispiel einer 1 MW-Dachanlage errechnet sich demzufolge eine kommunale Wertschöpfung in Höhe von 3,2 Mio. Euro über 20 Jahre, wenn alle Wertschöpfungsstufen in der betreffenden Kommune angesiedelt wären. Zieht man die Wertschöpfung aus der Herstellung (1. Wertschöpfungsstufe) ab, dann verbleiben immer noch über 2,7 Mio. Euro. Davon entfallen 350.000 Euro auf kommunale Steuern, 620.000 sind Einkommen und 1,7 Mio. Euro Gewinne der beteiligten Unternehmen und aus dem Anlagenbetrieb.

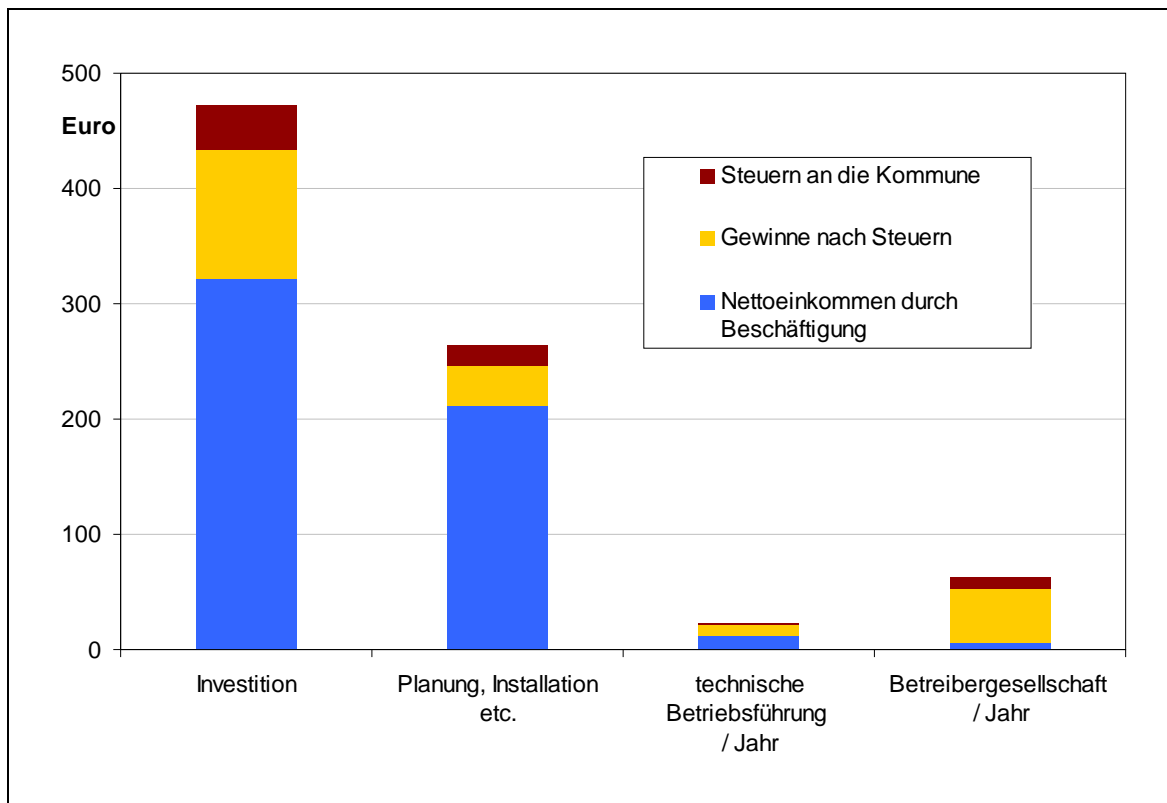


Abb. 3.7: Kommunale Wertschöpfung von PV-Großanlagen (Freiland), einmalige und jährliche Effekte, 2009

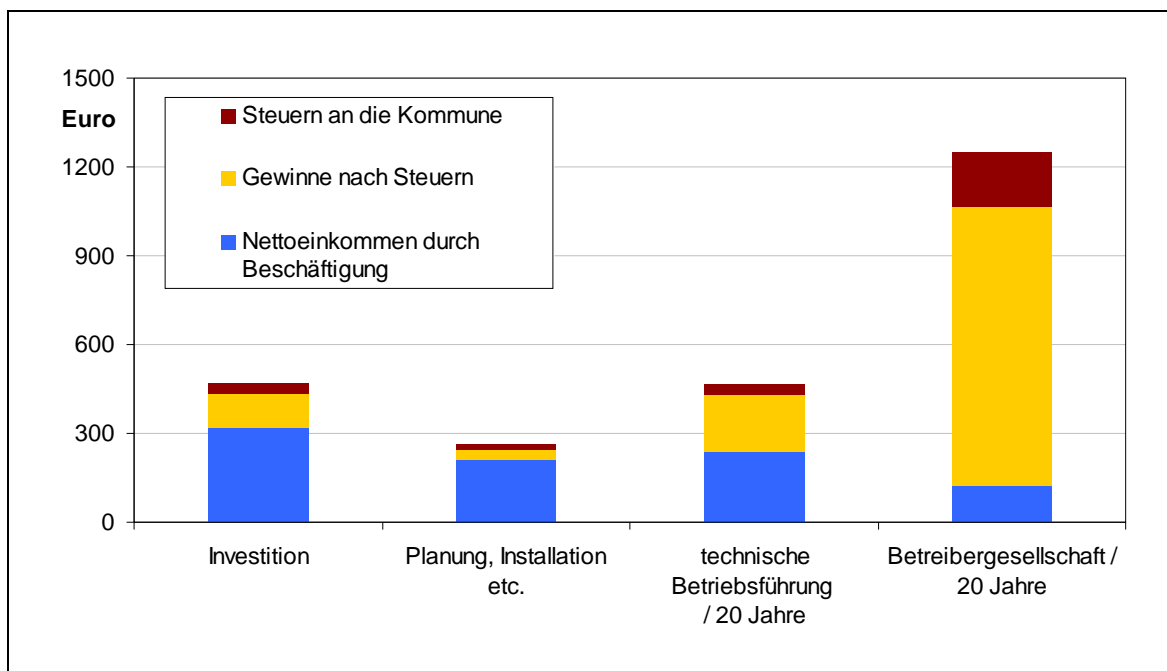


Abb. 3.8: Kommunale Wertschöpfung von PV-Großanlagen (Freiland) über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

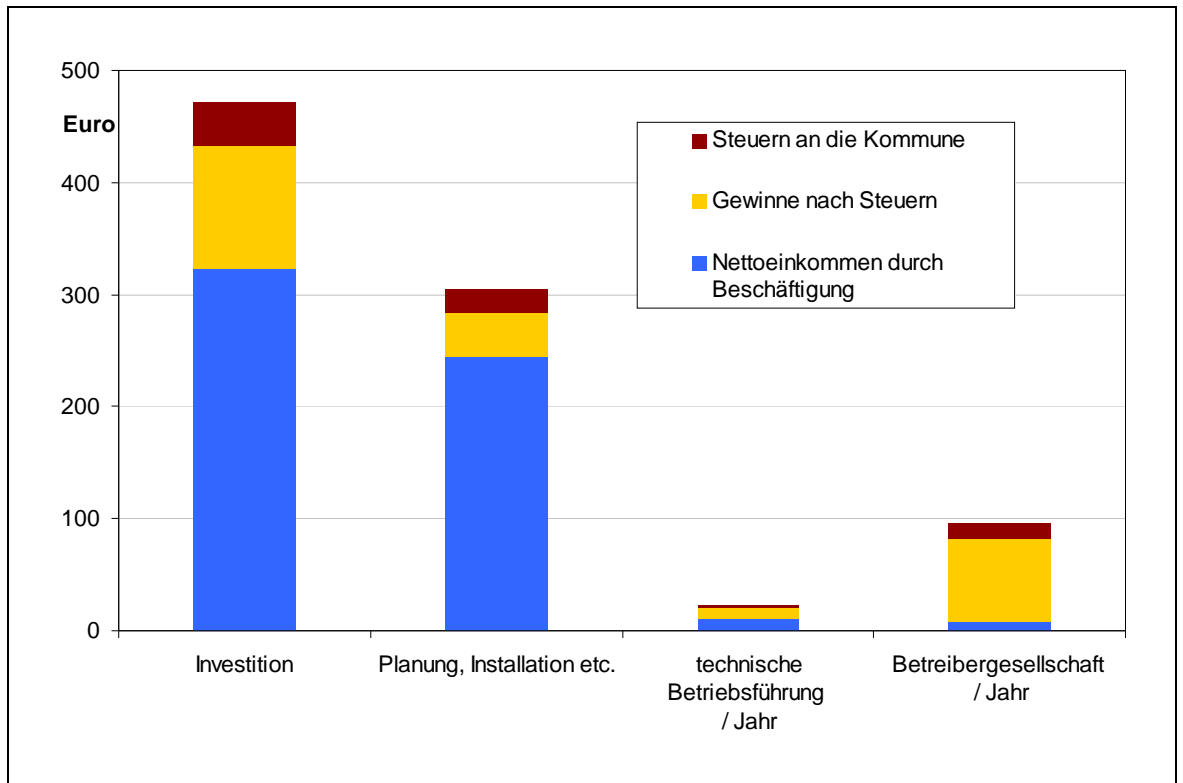


Abb. 3.9: Kommunale Wertschöpfung von PV-Großanlagen (Dach), einmalige und jährliche Effekte, 2009

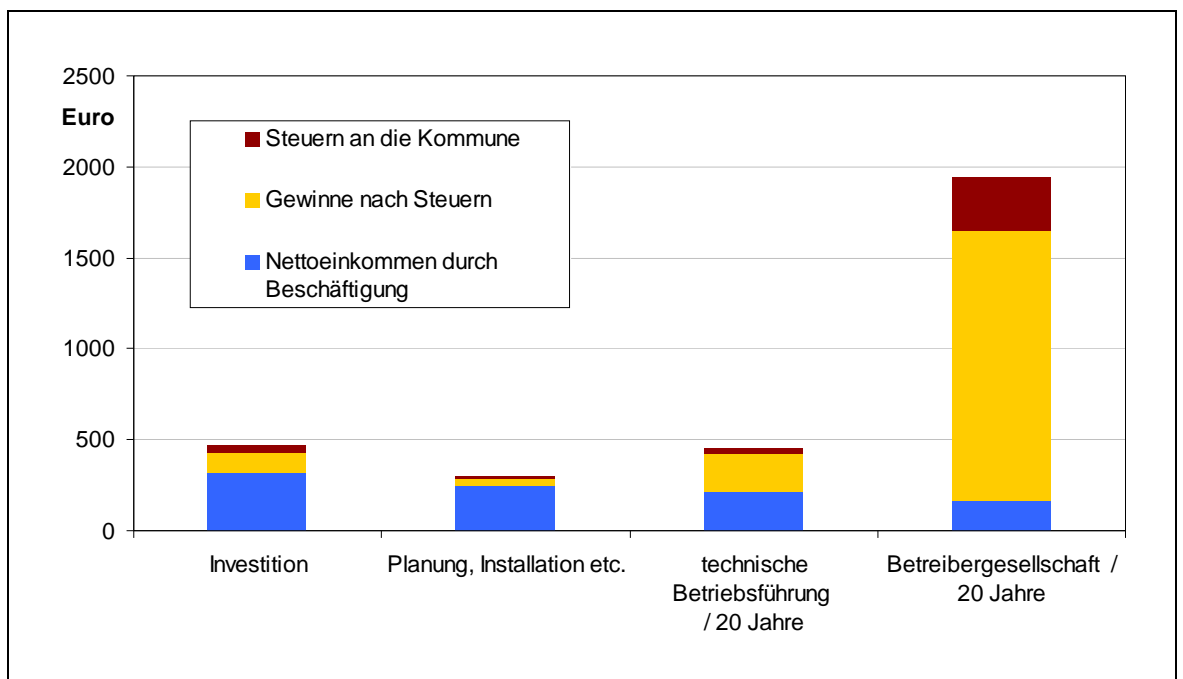


Abb. 3.10: Kommunale Wertschöpfung von PV-Großanlagen (Dach) über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

3.5 Solarthermie-Kleinanlagen

Die Unterteilung der solarthermischen Anlagen in Klein- und Großanlagen erfolgt in Anlehnung an die Studie GroSol des BSW (2007) über die Fläche. Großanlagen werden definiert als alle Anlagen, die größer als 20 m² sind und nicht auf einem Ein- oder Zweifamilienhaus stehen (ebda.).

3.5.1 Kostenstruktur

3.5.1.1 Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel

Die Bestimmung der Investitionskosten erfolgt wie bei den PV-Anlagen auf der Basis von gewichteten Daten der Kostenstrukturen der wesentlichen am Markt verfügbaren Systeme bzw. Nutzungen sowie der maßgeblichen Technologien. Bei Solarthermischen Anlagen ist zunächst zu unterscheiden zwischen Anlagen zur Brauchwassererwärmung und so genannten Kombianlagen, die zusätzlich Heizwärme erzeugen. Darüber hinaus gibt es am Markt als wesentliche Technologien Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren.

Im Bereich **Brauchwassererwärmung** liegen aus der Literatur zwei Werte für die spez. Investitionskosten mit Flachkollektoren vor: 808 €/m² bei 6 m² und 656 €/m² bei 10 m². Für Anlagen mit Vakuumröhren liegen die Werte bei 1082 €/m² für 4 m² und 1029 €/m² für 10 m² (Staiß et al. 2007). Um diese Werte zu gewichten wird ein Literaturwert für die mittlere installierte Kollektorfläche von Anlagen zur Brauchwassererwärmung verwendet. Diese lag 2007 bei 5,7 m² (Kelm et al. 2008). Dieser Wert enthält zwar auch Großanlagen zur Brauchwasserbereitung, kann aber trotzdem für die Kleinanlagen verwendet werden, da Anlagen zur solaren Trinkwassererwärmung von über 12 m² praktisch keine Rolle spielen und nur vereinzelt realisiert werden (ebda.). Es werden demnach für Flachkollektoren 808 €/m² angesetzt. Für die Vakuumröhren wird der Mittelwert beider Werte gewählt (1056 €/m²). Nach Kelm et al. (2008) betrug der Marktanteil von Flachkollektoren an der gesamten installierten Kollektorfläche im Jahre 2007 89 %. Der gewichtete Wert für Anlagen zur Brauchwassererwärmung beträgt somit 835 €/m².

Bei den **Kombianlagen** liegen die spezifischen Investitionskosten für Anlagen einer Größe von 10 m² mit Flachkollektoren bei 724 €/m², mit Vakuumröhrenkollektoren bei 1133 €/m² (Staiß et al. 2007). Die mittlere errichtete Anlagengröße von Kombianlagen betrug im Jahr 2007 12,3 m² (Kelm et al. 2008), wobei dieser Wert Großanlagen berücksichtigt, die im Bereich der Kombianlagen keine unerhebliche Rolle spielen. Daher scheint die Verwendung der Werte nach Staiß (2007) plausibel, da der Abschlag an Kollektorfläche das Gewicht der Großanlagen im Mittel reduziert. Eine Gewichtung der Investitionskosten erfolgt wieder über den Marktanteil von Flachkollektoren an der gesamten installierten Kollektorfläche von 2007 (89 %). Es entstehen somit spezifische Investitionskosten für kleine Solarthermieanlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung von 769 €/m².

Schließlich werden die Investitionskosten für Anlagen zur Brauchwassererwärmung und Kombianlagen mithilfe des Marktanteils für Kombianlagen an der gesamten installierten Kollektorfläche des

Jahres 2007 in Höhe von 62 % (Kelm et al. 2008) gewichtet. Die auf diese Weise ermittelten spezifischen Investitionskosten für kleine Solarthermieanlagen betragen demnach 794 €/m^2 .²⁷

Die Verteilung der spezifischen Investitionskosten auf die Kostenstruktur der Wertschöpfungsstufen Produktion und Installation erfolgt nach Staiß (2007) wie in der nachfolgenden Tabelle gezeigt. In Ermangelung differenzierter Kostenstrukturen für die anderen Nutzungsarten und Technologien wird diese Verteilung, die für das am Markt dominierende System steht, vereinfachend auf den ermittelten spezifischen Kostenwert angewendet.

Tab. 3.30: Investitions- und Installationskostenstruktur von Solarthermie-Kleinanlagen

Quelle: Staiß 2007

Wertschöpfungsschritte Investition und Installation	Anteile an Kosten
Flachkollektor	33 %
Brauchwasserspeicher	23 %
Regler, Rohrleitung, Pumpen, Armaturen	15 %
Unterkonstruktion	6 %
Montage	23 %

Die Posten Flachkollektor, Brauchwasserspeicher und Regler etc. entsprechen der ersten Wertschöpfungsstufe der Produktion der Anlage. Unterkonstruktion und Montage bilden die Installationskosten (Stufe 2) ab. Planungskosten sind bei Kleinanlagen in den Anlagenpreisen und Installationskosten enthalten (BSW 2007).

Zusätzlich zur Produktion und Installation wird der Handel von Anlagenkomponenten und Unterkonstruktion modelliert. Dabei wird die Marge des Handels am Gesamtpreis auf alle gehandelten Produkte der Solarthermieanlage gemäß ihrer Anteile an den Investitionskosten verteilt. Durch die Berücksichtigung des Handels liegen die Umsätze (wie auch bei den PV-Anlagen) über den veranschlagten Kosten.

Tab. 3.31: Investitions- und Installationskostenstruktur (inkl. Handel) sowie Umsätze von Solarthermie-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

	Kosten [€/m ²]	Umsätze [€/m ²]
Anlagenkomponenten	564	1.028
Handel Anlagenkomponenten	99	564
Kollektoren	216	216
Brauchwasserspeicher	151	151

²⁷ Eine Plausibilitätsprüfung dieses Wertes mit der Studie des BSW (2007) ergab ähnliche Investitionskosten für Solarthermieanlagen unter 20m² Fläche.

	Kosten [€/m²]	Umsätze [€/m²]
Regler, Rohrleitung, Pumpen, Armaturen	98	98
Planung, Installation etc.	230	270
Handel Unterkonstruktion	8	48
Produktion Unterkonstruktion	39	39
Montage	183	183
Investitions- und Installationskosten gesamt	794	1.298

3.5.1.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten betragen nach Staiß (2007) 1,5 % der jährlichen Investitionskosten. Diesen Wert differenzieren wir nach BMU (2006) weiter in 5 % für Dienstleistungen und 95 % für Produktion von Ersatzmaterial. Weiterhin setzen wir 0,8 % der Investitionskosten für Versicherungskosten an (rosa-photovoltaik.de 2008). Auch bei den Betriebskosten ist der Handel – in diesem Fall für Ersatzmaterial zu berücksichtigen (zur Modellierung siehe vorherigen Abschnitt).

Die Finanzierung der Anlage wird zu ca. 90 % durch Eigenkapital realisiert, die restlichen knapp 10 % werden durch das Marktanreizprogramm gefördert. Laut BSW (2007) spielen Kredite kaum eine Rolle bei der Finanzierung von kleinen Solarthermieanlagen. Anlagen zur Brauchwassererwärmung werden mit 60 €/m² Kollektorfläche gefördert, mindestens aber mit 410 € (BMU 2009b). In Anbetracht der mittleren Anlagengröße von den im Jahr 2007 errichteten Brauchwasseranlagen von 5,7 m² lässt sich die durchschnittliche Förderung errechnen als Quotient aus Mindestförderung und mittlerer Anlagengröße. Dies ist möglich da ein Großteil der Brauchwasseranlagen eine geringe Kollektorfläche aufweist, wodurch die Mindestförderung anstatt der Förderung pro Quadratmeter greift. Es ergibt sich eine durchschnittliche Förderung von 72 €/m². Die Förderquote errechnet sich aus den Fördersätzen für Warmwasseranlagen (72 €/m²) und Kombianlagen (105 €/m²), gewichtet mit dem Marktanteil von Kombianlagen am gesamten Zubau von solarthermischen Anlagen (62 %). Es ergibt sich eine durchschnittliche Förderhöhe von 92 €/m², was bei Investitionskosten von 945 €/m² (inklusive Umsatzsteuer) etwa 10 % entspricht. Es wird angenommen, dass das eingesetzte Eigenkapital keiner Verzinsung unterliegt. Es entstehen somit keine weiteren jährlichen Finanzierungskosten.

Tab. 3.32: Betriebskosten von Solarthermie-Kleinanlagen und generierte Umsätze relevanter Wertschöpfungsschritte

Quelle: Eigene Berechnungen

Wertschöpfungsschritte	Kosten [€/m²]	Umsätze [€/m²]
Wartung & Instandhaltung (inkl Handel Ersatzmaterial)	12	21
Versicherung	6	6

3.5.2 Gewinne

Die Ermittlung der Gewinne erfolgt auf der Basis der Umsatzrenditen der in den jeweiligen Wertschöpfungsschritten beteiligten Wirtschaftszweige. Hieraus werden die jeweiligen spezifischen Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt abgeleitet.

Tab. 3.33: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Solarthermie-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsschritte	Vor-Steuer-Gewinne [€/m ²]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	38
Handel Anlagenkomponenten	13
Kollektoren	11
Brauchwasserspeicher	8
Regler, Rohrleitung, Pumpen, Armaturen	6
Installation	18
Handel Unterkonstruktion	1
Produktion Unterkonstruktion	2
Montage	15
Investitions- und Installationskosten gesamt	56
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebsführung	1
Wartung & Instandhaltung (inkl. Handel)	0,8
Versicherung	0,3

3.5.3 Einkommenseffekte

Die Ermittlung der Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt erfolgt im Wesentlichen gemäß der eingangs dargelegten allgemeinen Methode. Dabei sind die Montage und Personalkosten der Wartung & Instandhaltung als reine Dienstleistung modelliert mit Sachkostenanteilen von jeweils 10 % am Umsatz. Die Beschäftigung der übrigen Schritte bestimmt sich aus den jeweiligen Werten zu den Beschäftigten pro Euro Umsatz und den Bruttojahresgehältern.

Tab. 3.34: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Solarthermie-Kleinanlagen
Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsschritte	Bruttobeschäftigungskosten (inkl. Sozialabgaben und EkSt) [€/m ²]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	152
Handel Anlagenkomponenten	35
Kollektoren	53
Brauchwasserspeicher	37
Regler, Rohrleitung, Pumpen, Armaturen	28
Installation	136
Handel Unterkonstruktion	3
Produktion Unterkonstruktion	7
Montage	126
Investitions- und Installationskosten gesamt	288
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebsführung	4
Wartung & Instandhaltung	3
Versicherung	0,4

3.5.4 Steuern

Grundlage für die Besteuerung der Unternehmensgewinne bildet die Unterteilung nach Kapital- und Personenunternehmen in den für die Solarthermie Kleinanlagen relevanten Wertschöpfungsschritten. Die Berechnung der Nettobeschäftigungskosten erfolgt auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast am gewichteten Bruttojahreseinkommen nach Wertschöpfungsschritt und Berufsgruppen. Auch die Ermittlung der hier relevanten Steuern erfolgt nach der eingangs dargelegten Methode.

Tab. 3.35: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Solarthermie-Kleinanlagen
Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsschritte	Nachsteuer- ergewinn *	Beschäfti- gungs- kosten (netto)	Gewerbe- steuer (netto)	Gemeinde- anteil an der Ein- kommens- steuer	Kommu- nalsteuern gesamt
	€/m ²	€/m ²	€/m ²	€/m ²	€/m ²
<i>Einmalige Effekte</i>					
Anlagenkomponenten	25	87	4	5	10
Handel Anlagenkomponenten	8	20	1	1	3

Wertschöpfungsschritte	Nachsteuer- ergewinn *	Beschäfti- gungs- kosten (netto)	Gewerbe- steuer (netto)	Gemeinde- anteil an der Ein- kommens- steuer	Kommu- nalsteuern gesamt
	€/m ²	€/m ²	€/m ²	€/m ²	€/m ²
Kollektoren	7	30	1	2	3
Brauchwasserspeicher	5	21	1	1	2
Regler, Rohrleitung, Pumpen, Armaturen	4	16	1	1	2
Planung, Installation etc.	11	81	2	4	6
Handel Unterkonstruktion	1	2	0,1	0,1	0,2
Produktion Unterkonstruktion	1	5	0,2	0,2	0,4
Montage	10	75	2	3	5
Investitions- und Installati- onskosten gesamt	36	168	6	9	15
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebsführung	1	2	0,1	0,1	0,3
Wartung & Instandhaltung	1	2	0,1	0,1	0,2
Versicherung	0,2	0,3	0,0	0,0	0,1

Eine Besonderheit bei den wärmeerzeugenden (von Privatpersonen betriebenen) solarthermischen Anlagen ist, dass hier auch die **Umsatzsteuer** zu berücksichtigen ist. Im Gegensatz zu den EEG-vergüteten Anlagen muss der Betreiber die Umsatzsteuer tragen, da die private Nutzung der erzeugten Wärme im Vordergrund steht. Nachfolgend wird daher auch der Kommunalanteil an der Umsatzsteuer hinsichtlich der spezifischen Investitions- und Betriebskosten pro m² angegeben.

Tab. 3.36: Spezifische Investitionskosten und Umsatzsteuer von Solarthermie-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufe	Exkl. USt [€/m ²]	Inkl. USt [€/m ²]	19 % USt [€/m ²]	Kommunaler Anteil USt [€/m ²]
Spezifische Investitions- und Installationskosten	794	945	151	3
Betriebskosten	18	21	3	0,1

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei den Solarthermie Kleinanlagen im Verhältnis zu den Gesamtsteuern ohne Gewinnausschüttung (Gewerbe-, Körperschafts-, Einkommens- und Umsatzsteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investitionskosten auf 8 %. Dagegen vereinnahmen die Gemeinden aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb resultieren 7 %.

3.5.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte der Kette „Solarthermie-Kleinanlagen“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in den darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Dabei zeigt die erste Grafik die einmaligen sowie jährlichen Effekte, die zweite Grafik zeigt die über eine Laufzeit von 20 Jahren aggregierte Wertschöpfung.

Tab. 3.37: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Solarthermie-Kleinanlagen
Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG, **Bezugswert m²**

Wertschöpfungsstufe	Nach-Steuer-Gewinn *	Nettobeschäftigung	Gewerbesteuer (netto)	Kommunalanteil an der Einkommensteuer	Kommunalanteil an der Umsatzsteuer	Wertschöpfung gesamt *
	€/m ²	€/m ²	€/m ²	€/m ²	€/m ²	€/m ²
<i>Einmalige Effekte</i>						
Investition	25	87	4	5	2	123
Planung, Installation etc.	11	81	2	4	1	100
<i>Jährliche Effekte</i>						
Betriebsführung	1	2	0,1	0,1	0,1	3
<i>Jährliche Effekte über 20 Jahre</i>						
Betriebsführung	15	44	3	2	1	65

Der größte Teil der Wertschöpfung wird bei den Solarthermie-Kleinanlagen durch die Produktion und Installation verursacht. Demgegenüber ist die Betriebsphase bei jährlicher Phase nahezu vernachlässigbar, und selbst bei der Betrachtung über die gesamte Laufzeit von 20 Jahren wird nicht die Höhe der Wertschöpfung aus der Installationsstufe erreicht. Damit weicht die Struktur der erzielbaren kommunalen Wertschöpfung deutlich von den Photovoltaik-Anlagen ab, bei denen mit der Stromproduktion eine Gewinnerzielung durch einen kommerziellen oder privaten Betreiber realisiert wird. Eine weitere Besonderheit der Solarthermie ist, dass die Wertschöpfung durch die Installation in einer ähnlichen Größenordnung liegt wie die der Produktion. Die dritte Besonderheit sind die bei den Kommunalsteuern zu berücksichtigenden anteiligen Umsatzsteuern.

Berechnet man die Wertschöpfung für 100 Anlagen mit einer Größe von 10 m², dann ergibt sich daraus eine gesamte kommunale Wertschöpfung von fast 300.000 Euro über die gesamte Lebensdauer. Ohne die Produktionsstufe liegt der Wert bei etwa 170.000 Euro. Der Anteil der kommunalen Steuern ist mit 25.000 Euro vergleichsweise gering, ohne Produktion liegt er bei 12.000 Euro.

Rechnet man die o.a. Werte mit einem vereinfachten Faktor von 0,7 kW/m² in eine Angabe pro Leistung um, damit eine Vergleichbarkeit mit den anderen Werten gegeben ist, dann ergeben sich die Werte der obigen Tabelle wie nachfolgend gezeigt. Die anschließenden Abbildungen beziehen sich wieder auf die spezifische Fläche von einem Quadratmeter.

Tab. 3.38: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Solarthermie-Kleinanlagen
 Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG, **Umrechnungswert 0,7 kW/m²**

Wertschöpfungsstufe	Nach-Steuer-Gewinn *	Nettobeschäftigung	Gewerbesteuer (netto)	Kommunalanteil an der Einkommensteuer	Kommunalanteil an der Umsatzsteuer	Wertschöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>						
Investition	18	61	3	4	1	86
Planung, Installation etc.	8	57	1	3	1	70
<i>Jährliche Effekte</i>						
Betriebsführung	1	1	0,1	0,1	0,1	2,1
<i>Jährliche Effekte über 20 Jahre</i>						
Betriebsführung	11	31	2	1	1	46

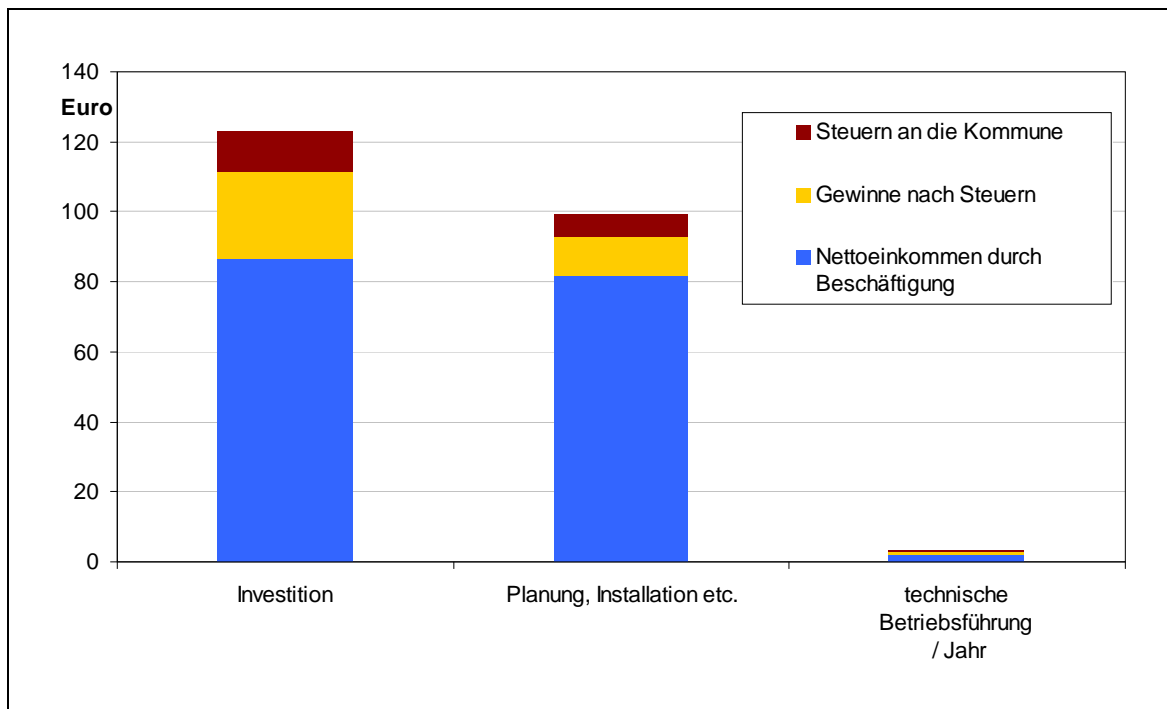


Abb. 3.11: Kommunale Wertschöpfung von Solarthermie-Kleinanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009

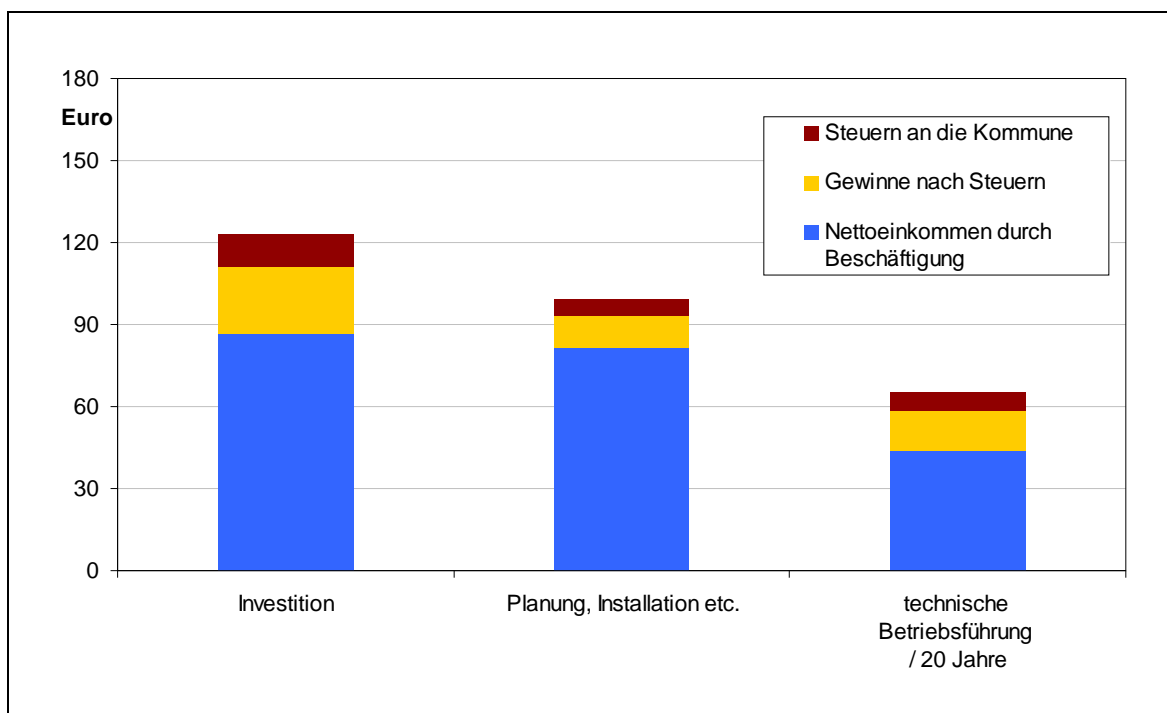


Abb. 3.12: Kommunale Wertschöpfung von Solarthermie -Kleinanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

3.6 Solarthermie-Großanlagen

Großanlagen werden definiert als alle Anlagen, die größer als 20 m² sind und nicht auf einem Ein- oder Zweifamilienhaus stehen (BSW 2007).

3.6.1 Kostenstruktur

3.6.1.1 Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel

Nach Kelm et al. (2008) spielen Anlagen über 12 m² bei der Trinkwassererwärmung kaum eine Rolle. Darüber hinaus sind 98 % aller Vakuumröhren-Anlagen mit einer Kollektorfläche bis 20 m² realisiert worden (ebda.). Daher werden in dieser Studie große Solarthermieanlagen als Flachkollektoranlagen zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung (Kombianlagen) modelliert.

Die spezifischen Investitionskosten für große Kombianlagen mit Flachkollektoren liegen aus der Literatur u.a. für Größen von 25 m² und 75 m² vor. Nach Staiß (2007) betragen diese 554 € und 459 €. Nach BSW (2007) wird die mittlere errichtete Anlagengröße der im MAP von 2001-2006 geförderten Anlagen von über 20 m² Kollektorfläche bestimmt. Demnach ist von etwa 30 m² auszugehen. Mithilfe dieses Wertes werden die Investitionskosten gewichtet. Es errechnen sich spezifische Investitionskosten für große Solarthermieanlagen von 545 €/m².

Die Aufteilung der Investitions- und Installationskosten erfolgt nach BSW (2007) und ist in der nachfolgenden Tabelle abgebildet.

Tab. 3.39: Investitions- und Installationskostenstruktur von Solarthermie-Großanlagen

Quelle: BSW (2007)

Wertschöpfungsschritte Investition und Installation	Anteile an Kosten
Kollektoren	32 %
Solarspeicher und Wärmetauscher	11 %
Verrohrung	19 %
Regelung	4 %
Sonstiges	3 %
Planung	14 %
Unterbau	11 %
Montage	6 %

Kollektoren, Solarspeicher, Wärmetauscher, Regelung, Verrohrung und Sonstiges gehört zur Wertschöpfungsstufe der Investition der Anlagenkomponenten. Zur zweiten Wertschöpfungsstufe gehören Planung, Unterbau und Montage.

Wie bei den Kleinanlagen wird die Rolle des (Groß-)Handels im Bereich der Anlagenkomponenten, und der Unterkonstruktion modelliert. Bei den Anlagenkomponenten wird die Marge des Handels am Gesamtpreis auf alle Posten gemäß ihrer Anteile an den Investitionskosten verteilt.

Tab. 3.40: Investitions- und Installationskostenstruktur (inkl. Handel) sowie Umsätze von Solarthermie-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

	Kosten [€/m²]	Umsätze [€/m²]
Anlagenkomponenten	376	686
Handel Anlagenkomponenten	66	376
Kollektoren	144	144
Solarspeicher und Wärmetauscher	49	49
Regelung, Verrohrung, Sonstiges	117	117
Planung & Projektierung	76	76
Installation	93	142
Handel Unterkonstruktion	11	60
Produktion Unterkonstruktion	49	49
Montage	33	33
Investitions- und Installationskosten gesamt	545	904

3.6.1.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten betragen nach Staiß (2007) 1,5 % der Investitionskosten jährlich, wobei davon 5 % als Dienstleistung zu betrachten sind (BMU 2006) und 95 % als Produktion von Ersatzmaterial. Weiterhin sind 0,5 % der Investitionskosten für Versicherungskosten zu veranschlagen (rosaphotovoltaik.de 2008). Auch bei den Betriebskosten ist der Handel – in diesem Fall für Ersatzmaterial zu berücksichtigen (zur Modellierung siehe vorherigen Abschnitt).

Die Förderung für Kombianlagen beträgt nach den Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt 105 €/m² (BMU 2009b). Daraus ergibt sich ein Anteil an den Investitionskosten von 19 %. Der Rest der zu finanzierenden Summe wird zu gleichen Teilen auf Eigen- und Fremdkapital aufgeteilt (Quelle: Expertengespräche). Für das Tilgungsmodell der Kreditschulden wird das KfW-Programm 141 als Bezug genommen. Demnach werden ein effektiver Jahreszins von 4 % und eine Laufzeit von 20 Jahren angesetzt. Daraus entstehen jährliche Kosten für Zinsen und Tilgung von 16 €/m². Das Eigenkapital wird ohne Verzinsung modelliert.

Tab. 3.41: Betriebskosten von Solarthermie-Großanlagen und generierte Umsätze relevanter Wertschöpfungsschritte

Quelle: Eigene Berechnungen

	Kosten [€/m²]	Umsatz [€/m²]
Wartung & Instandhaltung (inkl. Handel)	8	15
Versicherung	3	3
Fremdkapitalzinsen	16	-

3.6.2 Gewinne

Die Ermittlung der Gewinne erfolgt auf der Basis der Umsatzrenditen der in den jeweiligen Wertschöpfungsschritten beteiligten Wirtschaftszweige. Hieraus werden die jeweiligen spezifischen Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt abgeleitet. Die Finanzierung durch Fremdkapital erfolgt auf der Basis eines Zinssatzes in Höhe von 4 % und einer Laufzeit über 20 Jahre. Die Kreditsumme beträgt 40 % der gesamten Investitionskosten, also 220 €/m². Die durchschnittliche Restschuld beträgt 130 €/m².

Tab. 3.42: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Solarthermie-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsschritte	Vor-Steuer-Gewinne [€/m ²]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	26
Handel Anlagenkomponenten	9
Kollektoren	8
Solarspeicher und Wärmetauscher	3
Regelung, Verrohrung, Sonstiges	7
Planung & Projektierung	6
Installation	7
Handel Unterkonstruktion	1
Produktion Unterkonstruktion	3
Montage	3
Investitions und Installationskosten gesamt	38
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebsführung	2
Wartung & Instandhaltung	1
Versicherung	0,1
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	1

3.6.3 Einkommenseffekte

Die Ermittlung der Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt erfolgt im Wesentlichen gemäß der eingangs dargelegten allgemeinen Methode und analog zur Vorgehensweise bei den Solarthermie-Kleinanlagen.

Tab. 3.43: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Solarthermie-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsschritte	Bruttobeschäftigungskosten (inkl. Sozialabgaben und EkSt) [€/m²]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	111
Handel Anlagenkomponenten	27
Kollektoren	35
Solarspeicher und Wärmetauscher	12
Regelung, Verrohrung, Sonstiges	37
Planung & Projektierung	54
Installation	36
Handel Unterkonstruktion	4
Produktion Unterkonstruktion	9
Montage	22
Investitions- und Installationskosten gesamt	201
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebsführung	4
Wartung & Instandhaltung	2
Versicherung	0,2
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	1

3.6.4 Steuern

Die Berechnung der Steuern erfolgt auf Basis der eingangs eingeführten Methode und analog zu den Solarthermie Kleinanlagen. Im Unterschied zu den Kleinanlagen wird die Umsatzsteuer hier nicht weiter betrachtet. Es wird angenommen, dass die Großanlagen von vorsteuerabzugsfähigen Unternehmen betrieben werden, weshalb sie im Rahmen der Wertschöpfungsberechnung keine Rolle spielt. Darüber hinaus wird im Fall der Großanlagen anders als bei den Kleinanlagen eine Fremdfinanzierung berücksichtigt, wodurch eine Besteuerung der Banken gegeben ist.

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei den Solarthermie Großanlagen im Verhältnis zu den Gesamtsteuern (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommensteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investitionskosten auf 18 %. Dagegen vereinnahmen die Gemeinden aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb resultieren 22 %.

Tab. 3.44: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Solarthermie-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsschritt	Nachsteu- ergewinn *	Beschäfti- gungs- kosten (netto)	Gewerbe- steuer (netto)	Kommunal- anteil an der Ein- kommens- steuer	Kommu- nalsteuern gesamt
	€/m ²	€/m ²	€/m ²	€/m ²	€/m ²
<i>Einmalige Effekte</i>					
Anlagenkomponenten	17	64	3	4	7
Handel Anlagenkomponenten	6	16	1	1	2
Kollektoren	5	20	1	1	2
Solarspeicher und Wärme- tauscher	2	7	0,3	0,4	1
Regelung, Verrohrung, Sons- tiges	4	21	1	1	2
Planung & Projektierung	4	30	1	2	3
Installation	4	22	1	1	2
Handel Unterkonstruktion	1	3	0,2	0,1	0,3
Produktion Unterkonstruktion	2	6	0,3	0,3	1
Montage	2	13	0,3	1	1
Investitions- und Installati- onskosten gesamt	25	116	4	7	11
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebsführung	1	2	0,2	0,1	0,3
Wartung & Instandhaltung	0	1	0,1	0,1	0,1
Versicherung	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0
Fremdkapital	1	1	0,0	0,1	0,1

3.6.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte der Kette „große Solarthermieanlagen“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in den darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Dabei zeigt die erste Grafik die einmaligen sowie jährlichen Effekte, die zweite Grafik zeigt die über eine Laufzeit von 20 Jahren aggregierte Wertschöpfung.

Der größte Teil der Wertschöpfung wird bei den großen Solarthermieanlagen wie bei den Kleinanlagen durch die Produktion und Installation verursacht. Demgegenüber ist die Betriebsphase bei jährlicher Phase nahezu vernachlässigbar, bei der Betrachtung über die gesamte Laufzeit von 20 Jahren wird annähernd die Höhe der Wertschöpfung aus den ersten beiden Wertschöpfungsstufen erreicht. Damit weicht die Struktur der erzielbaren kommunalen Wertschöpfung deutlich von den Photovoltaik-Anlagen ab, bei denen mit der Stromproduktion ein deutlich höherer Gewinn durch einen kommerziellen oder privaten Betreiber realisiert werden kann und die Wertschöpfungen der einzelnen Stufen insgesamt auf einem deutlich höheren Niveau liegen.

Tab. 3.45: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Solarthermie-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/m ²	€/m ²	€/m ²	€/m ²	€/m ²
<i>Einmalige Effekte</i>					
Investition	17	64	3	4	87
Planung, Installation etc.	8	52	1	3	64
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebsführung	1	2	0	0	4
<i>Jährliche Effekte über 20 Jahre</i>					
Betriebsführung	21	43	4	3	70

Berechnet man die Wertschöpfung für 100 Anlagen mit einer Größe von 30 m², dann ergibt sich daraus eine gesamte kommunale Wertschöpfung von fast 670.000 Euro über die gesamte Lebensdauer. Ohne die Produktionsstufe liegt der Wert bei etwa 400.000 Euro. Der Anteil der kommunalen Steuern liegt in diesem Beispiel bei etwa 50.000 Euro, ohne Produktion bei ca. 30.000 Euro.

Rechnet man die o.a. Werte mit einem vereinfachten Faktor von 0,7 kW/m² in eine Angabe pro Leistung um, damit eine Vergleichbarkeit mit den anderen Werten gegeben ist, dann ergeben sich die Werte der obigen Tabelle wie nachfolgend gezeigt. Die anschließenden Abbildungen beziehen sich wieder auf die spezifische Fläche von einem Quadratmeter.

Tab. 3.46: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Solarthermie-GroßanlagenQuelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG, Umrechnungswert 0,7 kW/m²

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Investition	12	45	2	3	61
Planung, Installation etc.	6	36	1	2	45
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebsführung	1	1	0	0	3
<i>Jährliche Effekte über 20 Jahre</i>					
Betriebsführung	15	30	3	2	49

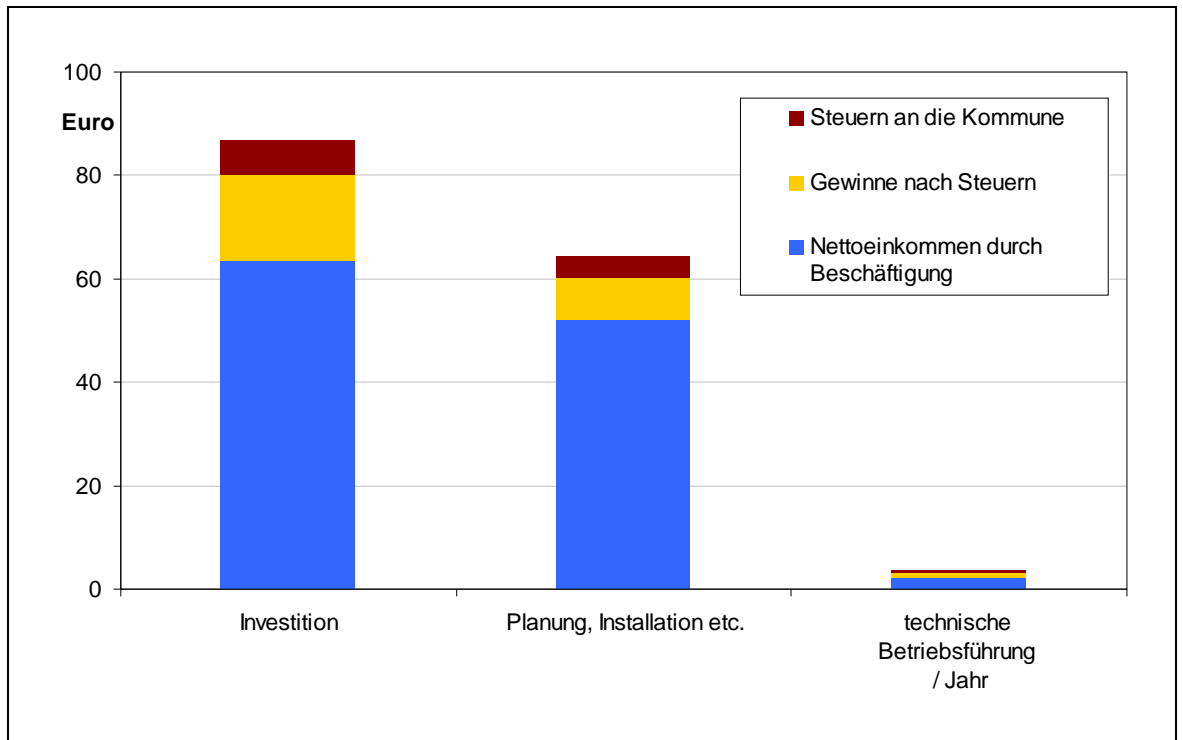


Abb. 3.13: Kommunale Wertschöpfung von Solarthermie-Großanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009

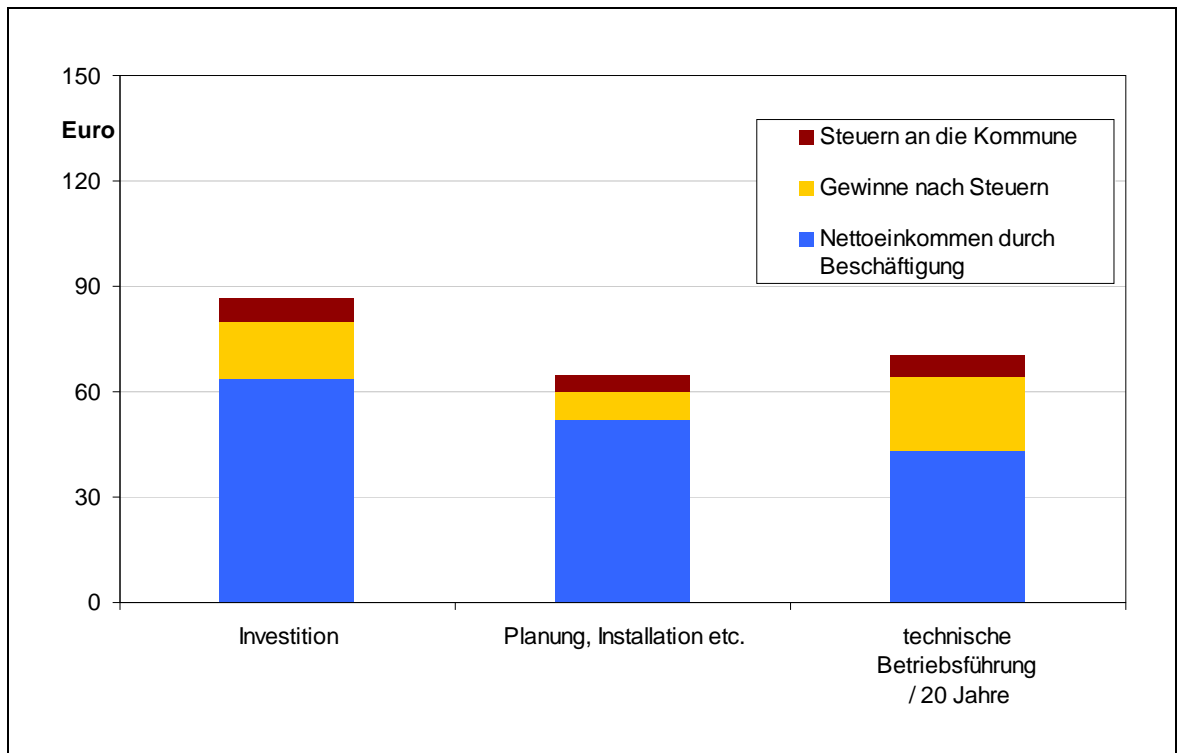


Abb. 3.14: Kommunale Wertschöpfung von Solarthermie -Großanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

3.7 Wärmepumpen (kleine Geothermieanlagen)

Da größere geothermische Anlagen für eine durchschnittliche Kommune in Deutschland keine hohe Relevanz haben, fokussieren wir hier auf Wärmepumpenanlagen, welche die Wärme aus der Umgebungsluft oder der (oberflächennahen) Erde nutzen.

3.7.1 Kostenstruktur

3.7.1.1 Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel

Zur Ermittlung durchschnittlicher, spezifischer Investitions- und Installationskosten wird ein gewichteter Durchschnitt aus den am Markt verfügbaren Systemen und Anwendungen ermittelt. Dazu werden Kosten von Anlagen in Einfamilienhäusern und Mehrfamilienhäusern angesetzt, jeweils im Neubau und im Bestand. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für den Neubau niedrigere Temperaturen (Fußbodenheizung) und damit auch Anlagenleistungen erforderlich sind als beim Altbau. Damit reduzieren sich auch die spezifischen Kosten für die Anlage und auch die spezifischen Installationskosten.

Weiterhin wird eine Gewichtung nach den verschiedenen Wärmepumpentechnologien - Sole/Wasser und Luft/Wasser vorgenommen. Die nachfolgende Tabelle stellt die Investitions- und Installationskosten der verschiedenen Kategorien dar. Zur Berechnung der Werte in €/kW werden die angegebenen Informationen zur Normheizlast der jeweiligen Anlage nach IE Leipzig (2009) verwendet. Die Quelle gibt darüber hinaus Energiekosten inklusive Umsatzsteuer an, die an späterer Stelle herausgerechnet werden.

Tab. 3.47: Investitions- und Installationskosten von Wärmepumpenanlagen

Quelle: IE Leipzig (2009)

Komponente		EFH Neubau		EFH Bestand		MFH Neubau	MFH Bestand
		Sole/ Wasser	Luft/ Wasser	Sole/ Wasser	Luft/ Wasser	Sole/ Wasser	Sole/ Wasser
<i>Normheizlast</i>	<i>kW</i>	6	6	12	12	20	34
Wärmeerzeuger inkl. Regelung + Zubehör	€/kW	1.083	1.317	708	767	590	426
Wärmequellenanlage inkl. Zubehör	€/kW	817	0	700	0	635	559
Warmwasserspeicher	€/kW	250	250	125	125	120	76
Installation	€/kW	133	83	67	42	45	26
Gesamt	€/kW	2.283	1.650	1.600	933	1.390	1.088
<i>Energiekosten, Hilfsenergiebedarf inkl. Umsatzsteuer</i>	<i>€/kW ,a</i>	98	107	84	104	83	78

Mithilfe der durch das BAFA geförderten Wärmepumpen der Jahre 2008, 2009 und 2010 (Quelle: Wagner 2010) und den Absatzzahlen der verschiedenen Wärmepumpen-Technologien des Jahres 2008 nach IZW (2009) werden die obigen Investitionskosten gewichtet. Nach dieser Gewichtung ergeben sich folgende durchschnittliche Investitions- und Installationskosten für Heizungswärmepumpen.

Der Handel wird als Mittler zwischen Produktion und Endverbraucher im Bereich der Anlagenkomponenten berücksichtigt. Die Marge des Handels wird gleichmäßig auf alle Anlagenkomponenten verteilt. Durch die Betrachtung des Großhandels sind die erzeugten Umsätze der Investitionen nicht gleich mit den Kosten, daher wird in der kommenden Tabelle wieder zwischen Kosten und Umsätzen unterschieden

Tab. 3.48: Investitions- und Installationskostenstruktur (inkl. Handel) sowie Umsätze von Wärmepumpenanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

	Kosten [€/kW]	Umsätze [€/kW]
Anlagenkomponenten	1.368	2.495
Handel Anlagenkomponenten	241	1.368
Wärmeerzeuger inkl. Regelung + Zubehör	683	683
Wärmequellenanlage inkl. Zubehör	309	309
Warmwasserspeicher	135	135
Installation	71	71
Investitions- und Installationskosten gesamt	1.439	2.566

3.7.1.2 Betriebskosten

Neben den Energiekosten fallen weitere Betriebskosten durch Wartung, Reinigung und Ersatzteile an (Vattenfall 2008). Dazu liegen Angaben für die beiden Technologien Sole-Wasser und Luft-Wasser vor, die für die weitere Berechnung gewichtet werden. Die Werte für Wartung und Ersatzteile werden durch die Normheizlast dividiert. Die Normheizlast wurde aus der gegebenen Gebäudeheizlast berechnet. Die Gewichtung findet mit den Anteilen der verkauften Heizungswärmepumpen des Jahres 2008 nach IZW (2009) statt. Die Betriebskosten wurden abgeglichen mit Kaltschmitt et al. (2003).

Tab. 3.49: Betriebskosten von Wärmepumpenanlagen

Quelle: Vattenfall (2008), IE Leipzig (2009)

Wertschöpfungsschritt	Sole-Wasser [€/kW,a]	Luft-Wasser [€/kW,a]	Gewichtet [€/kW,a]
Energiekosten (Netto)	-	-	71
Wartung und Reinigung	6	6	6
Ersatzteile und Reparatur	29	21	25

Die Finanzierung wird in dieser Analyse ausschließlich durch Eigenkapital und die Förderung durch das Marktanzreizprogramm angesetzt. Die gewichtete durchschnittliche Förderung wird berechnet aus der durchschnittlichen Förderung durch das BAFA (Wagner 2010) und der gewichteten durchschnittlichen Heizlast (IE Leipzig 2009; Wagner 2010). Es ergibt sich ein Wert von 176 €/kW. Das Eigenkapital wird nicht verzinst, von der Finanzierung geht somit keine Wertschöpfung aus.

Auch bei dem für die Wartung und Instandhaltung benötigten Ersatzmaterial wird Handel und Produktion berücksichtigt. Durch die Betrachtung des Handels sind die erzeugten Umsätze der Investitionen nicht gleich mit den Kosten, daher wird in der kommenden Tabelle wieder zwischen Kosten und Umsätzen unterschieden.

Tab. 3.50: Betriebskosten von Wärmepumpenanlagen und generierte Umsätze relevanter Wertschöpfungsschritte

Quelle: Eigene Berechnungen

Wertschöpfungsschritte	Kosten [€/m ²]	Umsätze [€/m ²]
Wartung & Instandhaltung (inkl. Handel)	31	49
Stromkosten	7	71

3.7.2 Gewinne

Die Ermittlung der Gewinne erfolgt auf der Basis der Umsatzrenditen der in den jeweiligen Wertschöpfungsschritten beteiligten Wirtschaftszweige. Hieraus werden die jeweiligen spezifischen Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt abgeleitet.

Tab. 3.51: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt von Wärmepumpenanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsschritte	Vor-Steuer-Gewinne [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	95
Handel Anlagenkomponenten	31
Wärmeerzeuger inkl. Regelung + Zubehör	40
Wärmequellenanlage inkl. Zubehör	16
Warmwasserspeicher	7
Installation	4
Investitions- und Installationskosten gesamt	99
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebsführung	8
Wartung & Instandhaltung	2
Stromkosten	6

3.7.3 Einkommenseffekte

Die Ermittlung der Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt erfolgt im Wesentlichen gemäß der eingangs dargelegten allgemeinen Methode. Dabei sind die Montage und Personalkosten der Wartung & Instandhaltung als reine Dienstleistung modelliert mit Sachkostenanteilen von jeweils 10 % am Umsatz. Die Beschäftigung der übrigen Schritte bestimmt sich aus den jeweiligen Werten zu den Beschäftigten pro Euro Umsatz und den Bruttojahresgehältern.

Tab. 3.52: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Wärmepumpenanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsschritte	Bruttobeschäftigungskosten (inkl. Sozialabgaben und EkSt) [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	384
Handel Anlagenkomponenten	84
Wärmeerzeuger inkl. Regelung + Zubehör	191
Wärmequellenanlage inkl. Zubehör	76
Warmwasserspeicher	33
Installation	50
Investitions- und Installationskosten gesamt	434
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebsführung	27
Wartung & Instandhaltung	12
Stromkosten	15

3.7.4 Steuern

Grundlage für die Besteuerung der Unternehmensgewinne bildet die Unterteilung nach Kapital- und Personenunternehmen in den für die Wärmepumpen relevanten Wertschöpfungsschritten. Die Berechnung der Nettobeschäftigungskosten erfolgt auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast am gewichteten Bruttojahreseinkommen nach Wertschöpfungsschritt und Berufsgruppen. Auch die Ermittlung der hier relevanten Steuern erfolgt nach der eingangs dargelegten Methode.

Tab. 3.53: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Wärmepumpenanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsschritte	Nachsteuergewinn *	Beschäftigungskosten (netto)	Gewerbesteuer (netto)	Gemeindeanteil an der Einkommenssteuer	Kommunalsteuern gesamt
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Anlagenkomponenten	62	219	11	13	24
Handel Anlagenkomponenten	20	49	4	3	6
Wärmeerzeuger inkl. Regelung + Zubehör	26	108	5	7	11
Wärmequellenanlage inkl. Zubehör	11	43	2	3	5
Warmwasserspeicher	5	19	1	1	2
Installation	3	30	0,5	1	2
Investitions- und Installationskosten gesamt	64	249	11	14	26
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebsführung	5	16	1	0,1	1
Wartung & Instandhaltung	1	7	0,3	0,1	0,3
Stromkosten	4	9	1	0,0	1

Daneben ist Tab. 3.54 der Kommunalanteil an der Umsatzsteuer hinsichtlich der spezifischen Investitions- und Betriebskosten pro kW zu entnehmen. Im Gegensatz zu den EEG-vergüteten Anlagen muss der Betreiber die Umsatzsteuer tragen, da die private Nutzung der erzeugten Wärme im Vordergrund steht.

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei den Wärmepumpen im Verhältnis zu den Gesamtsteuern ohne Gewinnausschüttung (Gewerbe-, Körperschafts-, Einkommens- und Umsatzsteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investitionskosten auf 8 %. Dagegen vereinnahmen die Gemeinden aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb resultieren 5 %.

Tab. 3.54: Spezifische Investitionskosten und Umsatzsteuer von Wärmepumpenanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufe	Exkl. USt [€/kW]	Inkl. USt [€/kW]	19 % USt [€/kW]	Kommunaler Anteil USt [€/kW]
Spezifische Investitions- und Installationskosten	1.439	1.712	273	6
Betriebskosten	102	122	19	0,4

3.7.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte der Kette „Wärmepumpenanlagen“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in den darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Dabei zeigt die erste Grafik die einmaligen sowie jährlichen Effekte, die zweite Grafik zeigt die über eine Laufzeit von 20 Jahren aggregierte Wertschöpfung.

Tab. 3.55: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Wärmepumpenanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach-Steuer-Gewinn *	Nettobeschäftigung	Gewerbesteuer (netto)	Kommunalanteil an der Einkommensteuer	Kommunalanteil an der Umsatzsteuer	Wertschöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>						
Investition	62	219	11	13	6	310
Planung, Installation etc.	3	30	0,5	1	0,3	35
<i>Jährliche Effekte</i>						
Betriebsführung	5	16	1	0,1	0,4	22
<i>Jährliche Effekte über 20 Jahre</i>						
Betriebsführung	102	317	18	2	9	448

Der deutlich größte Teil der Wertschöpfung wird bei den Wärmepumpenanlagen durch die Produktion verursacht, demgegenüber erzeugt die Stufe der Installation nur eine vergleichsweise geringe Wertschöpfung. Auch die Betriebsphase erzeugt bei jährlicher Betrachtung nur eine geringe Wertschöpfung, über die gesamte Laufzeit von 20 Jahren summiert sie sich jedoch auf einen höheren Wert als die Produktion. Da die Wärmepumpen hier als nicht gewinnorientiert betriebene Heizungsanlagen modelliert sind, entfällt im Vergleich zu größeren Wärmeanlagen und Stromerzeugungsanlagen die Wertschöpfung eines Betreibers. Wie bei den kleinen Solarthermieanlagen fallen hier zusätzlich kommunale Anteile von Umsatzsteuern an.

Berechnet man die Wertschöpfung für 100 Wärmepumpenanlagen mit einer Größe von 10 kW, dann ergibt sich daraus eine gesamte kommunale Wertschöpfung von fast 800.000 Euro über die gesamte Lebensdauer. Ohne die Produktionsstufe liegt der Wert bei etwa 480.000 Euro. Der Anteil der kommunalen Steuern erreicht für dieses Beispiel einen Gesamtwert von 60.000 Euro, ohne die Kommunalsteuern aus der Produktion liegt der Wert bei 30.000 Euro.

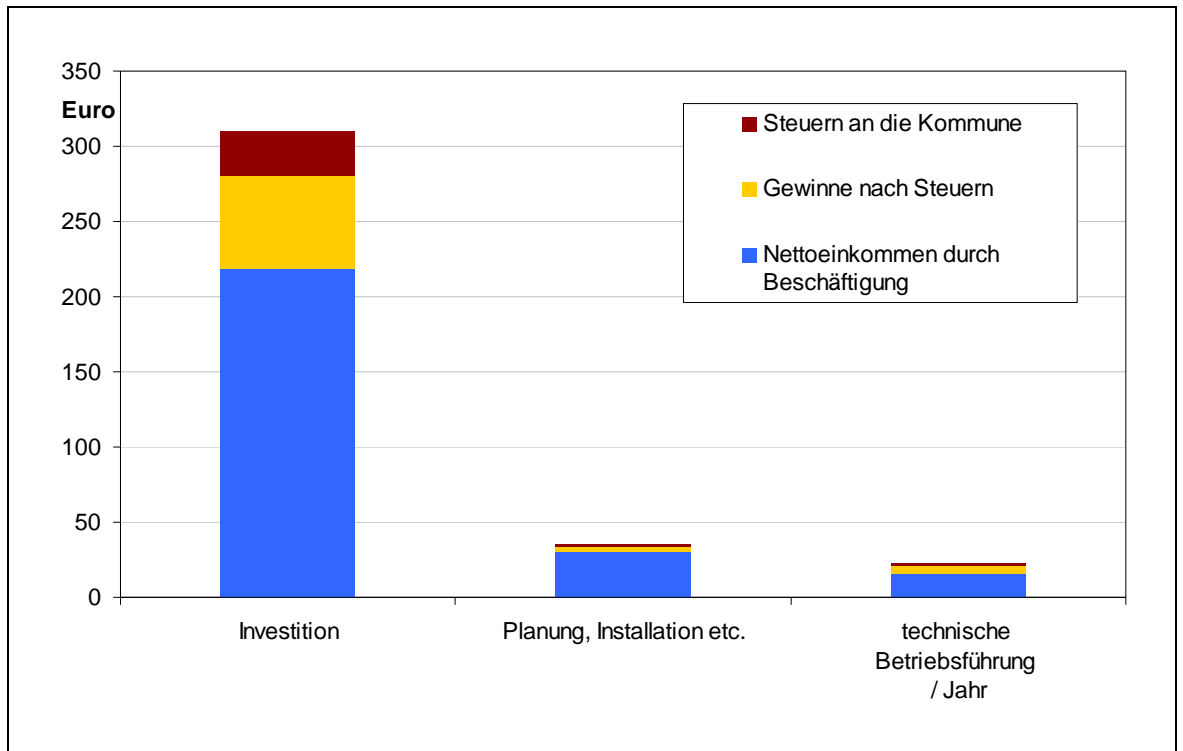


Abb. 3.15: Kommunale Wertschöpfung von Wärmepumpenanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009

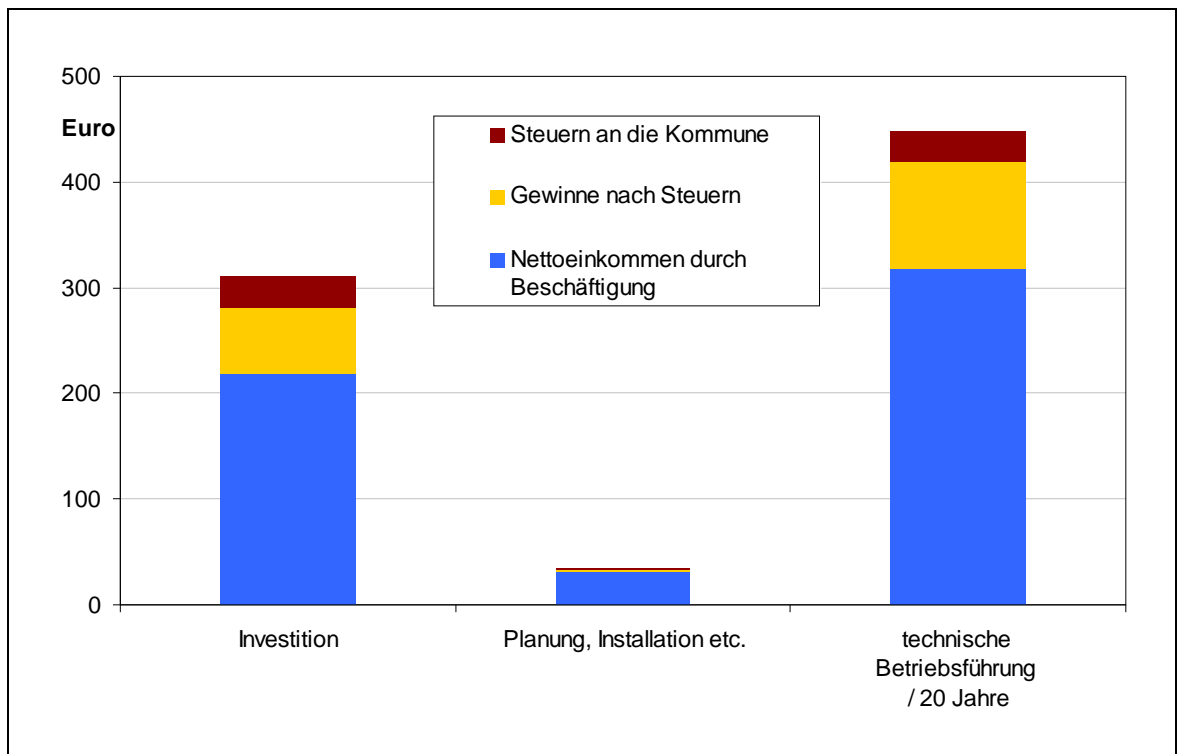


Abb. 3.16: Kommunale Wertschöpfung von Wärmepumpenanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

3.8 Wasserkraft-Kleinanlagen

Nachfolgend werden die kommunalen Wertschöpfungseffekte kleiner Wasserkraftanlagen bestimmt. Mittelgroße und große Wasserkraftanlagen spielen in den meisten Kommunen keine Rolle und werden daher in dieser Studie vernachlässigt, auch wenn sie bundesweit den mit Abstand größten Anteil an der Stromproduktion aus Wasserkraft aufweisen. Der Leistungsbereich „kleiner“ Wasserkraftanlagen ist nicht definiert. Wir gehen hier von Anlagen bis zu einer Leistung von 500 kW aus.

3.8.1 Kostenstruktur

3.8.1.1 Investitions- und Baukosten

Die spezifischen Investitionskosten eines kleinen Wasserkraftwerkes mit einer Leistung zwischen 250 und 500 kW betragen zwischen 5.000 und 6.000 €/kW (Bard 2002). Daher wird hier mit 5.500 €/kW der Mittelwert angesetzt, um eine Anlage mit einer Leistung von etwa 350 kW abzubilden. Die grundlegende Aufteilung der Investitionskosten erfolgt nach Heimerl und Hefele (2000), wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Tab. 3.56: Investitions- und Baukostenstruktur von Wasserkraft-Kleinanlagen

Quelle: Heimerl und Hefele (2000)

Wertschöpfungsschritt	165 kW	500 kW	Mittelwert
Baukonstruktion - Krafthaushoch/-tiefbau	5 %	9 %	7 %
Krafthaus - Technische Einrichtungen + Installationen	2 %	3 %	3 %
Baukonstruktion - Wasserführung	25 %	44 %	35 %
Anlagentechnik (Maschinen-/Elektrotechnik/ Stahlwasserbau)	54 %	39 %	46 %
übrige (Grundstück, Nebenkosten, etc.)	14 %	5 %	10 %

Die Anlagentechnik wird nach Staiß (2007) in die Gruppen Maschinenbau, Elektrotechnik und Stahlwasserbau unterteilt. Die technische Einrichtung des Krafthauses wird zu 50 % (Materialkosten) dem Bereich Elektrotechnik und zu 50 % (Personalkosten) dem Bereich Montage zugeordnet. Nach der Aussage von Lahmeyer International betragen die Planungskosten eines kleinen Wasserkraftwerkes rund 10 % der Investitionskosten (Schallenberg 2010). Die Grundstückskosten werden nach Literaturvergleich mit 9 % der Investitionskosten angesetzt. Für Ausgleichsmaßnahmen sind nach Kaltschmitt et al. (2003) 10-20 % zu veranschlagen; hier wird demzufolge der Mittelwert (15 %) verwendet.

Bei der Wasserkraft wird davon ausgegangen, dass die Rolle eines eigenständigen Handels zwischen Komponentenherstellern und Endabnehmern eine vernachlässigbare Rolle spielt, da ähnlich wie bei Windenergieanlagen die Anlagen im Regelfall vom Hersteller selbst vertrieben werden. Zusätzlich zur Anlageninvestition sowie den Planungs- und Installationskosten ist bei Wasserkraftanlagen der Grundstückskauf als Regelfall modelliert. Hierbei wird auf der Basis von Expertengesprächen davon ausgegangen, dass es sich bei der einen Hälfte der Grundstücke um kommunale

len, bei der anderen Hälfte um privatem Besitz handelt. In der nachfolgenden Tabelle ist die Struktur der Investitions- und Installationskosten abgebildet.

Tab. 3.57: Investitions- und Installationskostenstruktur von Wasserkraft-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnungen

	Kosten [€/kW]
Baukonstruktion	1.837
Krafthaushoch/ -tiefbau	305
Wasserführung	1.532
Anlagentechnik	2.047
Maschinenbau	1.365
Elektrotechnik	341
Stahlwasserbau	341
Technische Einrichtungen+Installationen	113
Elektrotechnik	56
Montage	56
Planung & Projektierung	442
Grundstückskauf	398
von Kommune	199
von Privat	199
Ausgleichsmaßnahmen	663
Investitions- und Installationskosten gesamt	5.500

3.8.1.2 Betriebskosten

Die Kosten für Instandhaltung, Versicherung, Verwaltung etc. betragen laut Staiß et al. (2007) insgesamt 2,3 % der Investitionskosten jährlich. Davon sind 1,8 % dem Posten Wartung und Instandhaltung zuzuordnen, welcher wiederum 20 % Dienstleistungen und 80 % Produktion von Ersatzmaterial beinhaltet (BMU 2006). 0,3 % werden für Versicherungsleistungen veranschlagt, 0,2 % für Betriebspersonal.

Das Kapital zur Anlagenfinanzierung wird zu 70 % durch Kredite bereitgestellt und zu 30 % durch Eigenkapital (Bard 2002). Die Kreditsumme lässt jährliche Zinszahlungsverpflichtungen in Höhe von 116 €/kW entstehen, wenn ein Zinssatz von 5 % und eine Laufzeit von 20 Jahren angesetzt werden (Rüttel 08.04.2010). Als Betreibergesellschaft wird wie bei Windenergie und den großen Photovoltaikanlagen eine GmbH & Co KG angenommen. Die jährlichen Abgaben an die Komplementär-GmbH setzen sich aus etwa 7 €/kW Haftungsvergütung und 20 €/kW für die Geschäftsführung zusammen. Die jährlichen Abschreibungen belaufen sich bei linearem Ansatz über 20 Jahre auf jährlich 275 €/kW. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Betriebskosten je Wertschöpfungsschritt.

Tab. 3.58: Betriebskosten von Wasserkraft-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

	Kosten [€/kW]
Betriebsführung	545
Betriebs und Überwachungspersonal	11
Wartung & Instandhaltung	99
Versicherung	17
Geschäftsführung (Komplementär-GmbH)	20
Haftungsvergütung	7
Fremdkapitalzinsen	116
Abschreibungen	275

3.8.2 Gewinne

Die Ermittlung der Gewinne erfolgt auf der Basis der Umsatzrenditen der in den jeweiligen Wertschöpfungsschritten beteiligten Wirtschaftszweige. Zusätzlich zu den bei den anderen EE-Wertschöpfungsketten relevanten Wirtschaftszweigen (u.a. Maschinenbau, Elektrotechnik, unternehmensnahe Dienstleistungen etc.) ist bei der Wasserkraft das Baugewerbe relevant, welches nach Angaben der Deutschen Bundesbank (2009b) eine Rentabilität vor Gewinnsteuern in Höhe von 4,2 % aufweist.

Der **kreditfinanzierte Anteil der Investitionskosten** beträgt 70 % und erreicht damit einen Wert von 3.850 €/kW. Dieser wird mit 5 % über 20 Jahre verzinst (Rüttel 08.04.2010). Die durchschnittliche Restschuld beträgt demzufolge 2.329 €/kW.

Der **Vor-Steuer-Gewinn der Betreibergesellschaft** berechnet sich aus den Einkünften der EEG-Vergütung abzüglich der Betriebskosten. Die EEG-Vergütung von Wasserkraftanlagen bis 500 kW Leistung beträgt 0,1267 €/kW (EEG 2009). Die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr wird nach Staib (2007) auf 5000 Std. festgelegt. Zusammen ergeben sich jährliche Einnahmen durch EEG-Vergütung von 633,50 €/kW. Die Betriebskosten betragen 545 €/kW im Jahr (s.o.). Die Komplementär-GmbH erhält im Jahr 7 €/kW als Haftungsvergütung, welche ihren Gewinn darstellt. Die jährliche Verzinsung des Eigenkapitals nach Zahlung der Gewerbesteuer beläuft sich auf 8 %.

Die nachfolgende Tabelle zeigt alle Vor-Steuer-Gewinne der einzelnen Wertschöpfungsschritte entlang der 4 Stufen bei kleinen Wasserkraftanlagen.

Tab. 3.59: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt von Wasserkraft-Kleinanlagen
Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsschritte	Vor-Steuer-Gewinne [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Baukonstruktion	77
Krafthaushoch/ -tiefbau	13
Wasserführung	64
Anlagentechnik	100
Maschinenbau	72
Elektrotechnik	12
Stahlwasserbau	16
Technische Einrichtungen+Installationen	6
Elektrotechnik	1
Montage	5
Planung & Projektierung	35
Grundstückskauf	398
von Kommune	199
von Privat	199
Ausgleichsmaßnahmen	28
Investitions- und Installationskosten gesamt	644
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebsführung	23
Wartung & Instandhaltung	5
Versicherung	1
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	17
Betreibergesellschaft	95
Brutto-Gewinn der KG	88
Haftungsvergütung	7

3.8.3 Einkommenseffekte

Die Ermittlung der Einkommenseffekte erfolgt für die kleinen Wasserkraftanlagen gemäß der eingangs dargestellten Methode. Die Wertschöpfungsstufen technische Einrichtungen Montage, Planung & Projektierung und Personalkosten der Wartung & Instandhaltung sind als reine Dienstleistung modelliert abzüglich eines Sachkostenanteils von jeweils 10 % des Umsatzes.

Die Abgaben der KG an die Komplementär-GmbH wurden auf 0,5 % der Investitionskosten geschätzt und wie oben beschrieben auf die Haftungsvergütung und die Geschäftsführung aufgeteilt.

Nach Abzug des Arbeitgeberanteils zur Sozialversicherung bleiben etwa 17 €/kW an Bruttobeschäftigungskosten für die Geschäftsführung. Die gesamten Einkommenseffekte über alle Wertschöpfungsschritte zeigt die nachfolgende Tabelle.

Tab. 3.60: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Wasserkraft-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsschritte	Bruttobeschäftigungskosten (inkl. Sozialabgaben und EkSt)
<i>Einmalige Effekte</i>	
Baukonstruktion	292
Krafthaushoch/ -tiefbau	79
Wasserführung	213
Anlagentechnik	521
Maschinenbau	334
Elektrotechnik	88
Stahlwasserbau	99
Technische Einrichtungen+Installationen	54
Elektrotechnik	15
Montage	40
Planung & Projektierung	313
Ausgleichsmaßnahmen	130
Investitions- und Installationskosten gesamt	1.311
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebsführung	81
Betriebs und Überwachungspersonal	9
Wartung & Instandhaltung	34
Versicherung	1
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	20
Betreibergesellschaft (Geschäftsführung)	17

3.8.4 Steuern

Die Ermittlung der Steuern erfolgt im Wesentlichen gemäß der eingangs dargelegten Methode. In Bezug auf die Gewerbesteuerberechnung wurde der Freibetrag bei Wasserkraft-Kleinanlagen im Bereich von bis zu 350 kW Leistung berücksichtigt, da aufgrund hoher Betriebskosten und geringer Einnahmen von Gewinnen unter 24.500 € auszugehen ist. Dabei wurde ein Freibetrag von 70 €/kW ermittelt und verrechnet. Damit vereinnahmen die Kommunen im Vergleich zu den anderen Energiearten deutlich weniger an Gewerbesteuer. Demgegenüber reduziert sich der Anrechnungsbeitrag der Gewerbesteuer auf die Einkommensteuer, wodurch die Einkommensteuer höher ausfällt.

Darüber hinaus ist infolge des Grundstückskaufs eine Grunderwerbssteuer zu entrichten, die in den Gewinnsteuern Berücksichtigung findet. Es wird hier ein Grunderwerbssteuersatz von 3,5 % angenommen.²⁸

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei den Wasserkraft Kleinanlagen im Verhältnis zu den Gesamtsteuern ohne Gewinnausschüttung (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommensteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investitionskosten auf 18 %. Aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb einschließlich der Steuerzahlungen der Betreibergesellschaft resultieren, vereinnahmen die Gemeinden 19 %.

Tab. 3.61: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Wasserkraft-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungs-schritt	Nachsteu- ergewinn *	Beschäfti- gungs- kosten (netto)	Gewerbe- steuer (netto)	Gemeinde- anteil an der Einkom- menssteuer	Kommunal- steuern gesamt
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Baukonstruktion	47	187	9	7	16
Krafthaushoch/ -tiefbau	8	51	1	2	3
Wasserführung	40	136	7	5	12
Anlagentechnik	65	298	11	18	29
Maschinenbau	47	189	8	12	20
Elektrotechnik	8	51	1	3	4
Stahlwasserbau	10	58	2	3	5
Technische Einrich- tungen+Installationen	4	31	1	2	2
Elektrotechnik	1	8	0	0	1
Montage	3	23	1	1	2
Planung & Projektie- rung	23	177	4	11	15
Grundstückskauf	384	-	-	-	0
von Kommune	192	-	-	-	0
von Privat	192	-	-	-	0
Ausgleichsmaßnah- men	17	84	3	3	6

²⁸ Dabei ist darauf hinzuweisen, dass es in einzelnen Bundesländern abweichende Sätze gibt (z.B. werden in den Bundesländern Berlin, Hamburg und Sachsen-Anhalt 4,5 % erhoben). Bei der Grunderwerbssteuer handelt es sich um eine Landessteuer, an der die Gemeinden ausschließlich im Rahmen des kommunalen Finanzausgleichs partizipieren. Aufgrund der unterschiedlichen länderspezifischen Zuweisungen wird die Grunderwerbssteuer nicht in den Kommunalsteuern ausgewiesen (Lenk 2003, 2004).

Wertschöpfungsschritt	Nachsteuergewinn *	Beschäftigungskosten (netto)	Gewerbesteuer (netto)	Gemeindeanteil an der Einkommenssteuer	Kommunalsteuern gesamt
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Investitions- und Installationskosten gesamt	156	777	28	40	68
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebsführung	21	47	3	3	5
Betriebs und Überwachungspersonal	-	5	-	0,3	0,3
Wartung & Instandhaltung	3	20	1	1	2
Versicherung	1	1	0,1	0,0	0,1
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	11	11	2	1	3
Betreiber-gesellschaft	66	10	2	4	6
Brutto-Gewinn der KG	60		2	3	5
Geschäftsführung (Komplementär-GmbH)	-	10	-	1	1
Haftungsvergütung	6	-	-	-	-

3.8.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte der Kette „kleine Wasserkraftanlagen“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in den darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Dabei zeigt die erste Grafik die einmaligen sowie jährlichen Effekte, die zweite Grafik zeigt die über eine Laufzeit von 20 Jahren aggregierte Wertschöpfung.

Die einmaligen kommunalen Wertschöpfungseffekte aus der Investition sowie der Planung und Installation liegen bei den kleinen Wasserkraftanlagen in 2009 in etwa gleicher Größenordnung. Während dies bei der Produktion wie üblich deutlich durch die Einkommen dominiert wird, sind es bei den Planungs- und Installationskosten insbesondere die Gewinne, welche diese vergleichsweise hohe Wertschöpfung ergeben. Diese sind maßlich auf den Grundstückskauf zurückzuführen, der entweder der Kommune oder privaten Grundstücksbesitzern in der Kommune als Gewinn abzüglich Steuern zu Gute kommt.

Auch durch den Betrieb der kleinen Wasserkraftanlage wird nennenswerte kommunale Wertschöpfung generiert. Über 20 Jahre betrachtet werden über 1.100 Euro/kW generiert. Auch die Betreiber-gesellschaft generiert mit 1.600 Euro/kW eine hohe Wertschöpfung, die hauptsächlich aus den Gewinnen der Anlage selbst resultiert.

Tab. 3.62: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Wasserkraft-Kleinanlagen
 Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach-Steuer-Gewinn *	Nettobe-schäfti-gung	Gewerbe-steuer (netto)	Kommu-nalanteil an der Ein-kommen-steuer	Wert-schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Anlagenkomponenten, Bau-konstruktion	113	485	20	25	643
Planung, Installation, Grund-stück, Ausgleichsmaßnahmen	428	292	8	15	744
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebsführung	15	37	3	2	57
Betreiber-gesellschaft	66	10	2	4	82
<i>Jährliche Effekte über 20 Jahre</i>					
Betriebsführung	304	742	51	40	1.137
Betreiber-gesellschaft	1323	193	41	79	1.636

Eine kleine Wasserkraftanlage mit einer Leistung von 350 kW kann somit über 20 Jahre eine kommunale Wertschöpfung in Höhe von 1,5 Mio. Euro erzeugen, davon fallen 100.000 Euro kommunale Steuern an. Ohne die Produktionsstufe erzeugt diese Anlage immerhin noch mehr als 1,2 Mio. Euro an Wertschöpfung und über 80.000 Euro Kommunalsteuern.

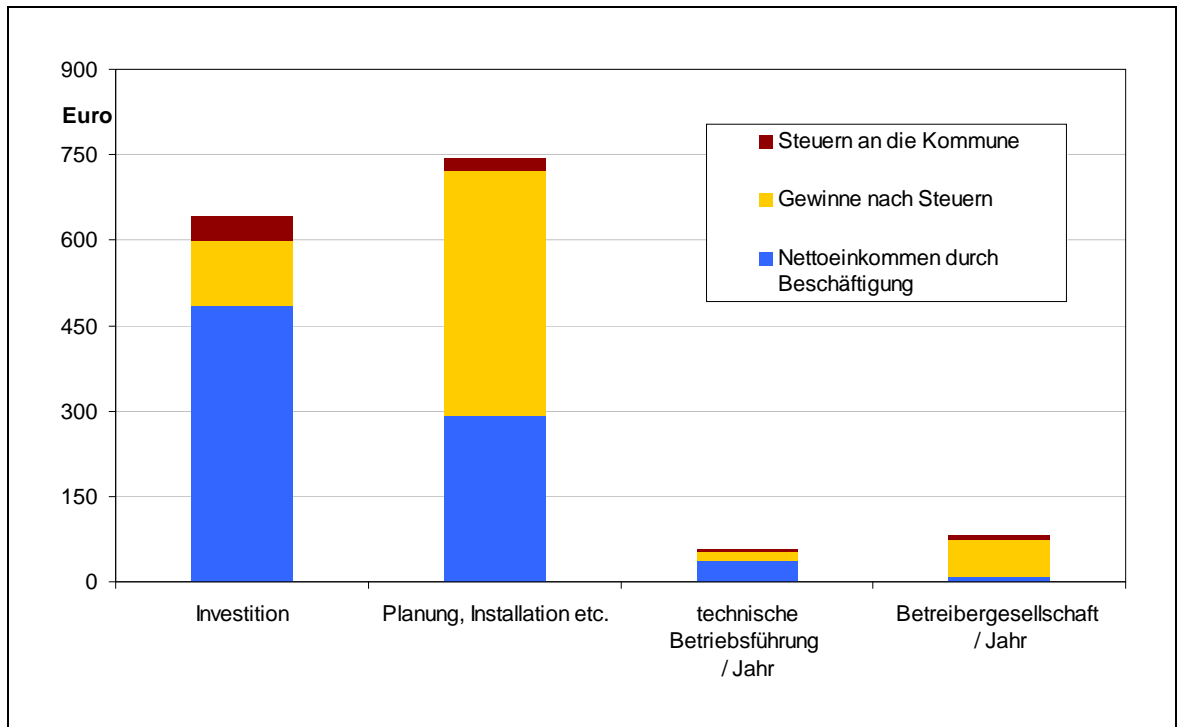


Abb. 3.17: Kommunale Wertschöpfung von Wasserkraft-Kleinanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009

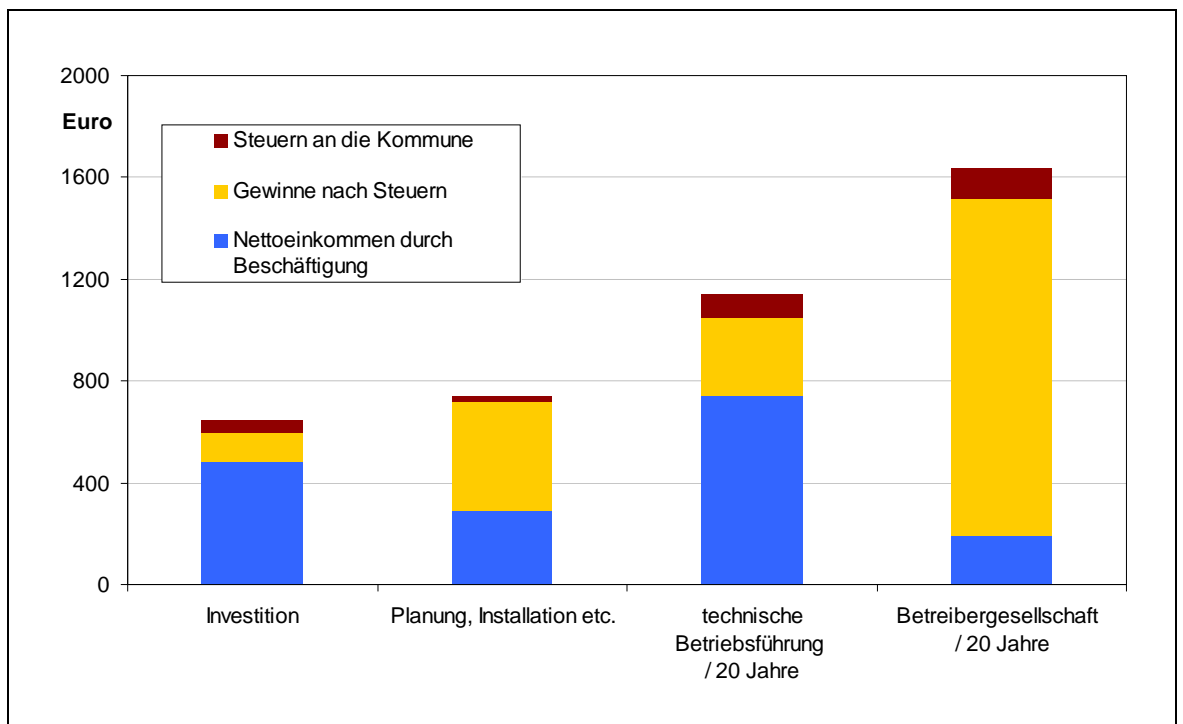


Abb. 3.18: Kommunale Wertschöpfung von Wasserkraft-Kleinanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit, 2009

3.9 Biogas-Kleinanlagen

Für die Wertschöpfungskette Biogas-Kleinanlagen wurde als Referenzanlage eine 300 kW-Anlage gewählt. Die Vorgehensweise zur Bestimmung der Wertschöpfung erfolgt weitestgehend anhand der allgemeinen Methodik. Bei den analysierten Biogas-Klein- und Großanlagen sowie der Biomasse-Großanlage ist die Besonderheit, dass diese Anlagen gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen. Allerdings erweist sich die Quantifizierung der Wertschöpfung aus der Wärmenutzung als schwierig, weil dafür eine rein anlagenbezogene Betrachtung nicht ausreichend ist, vielmehr muss dafür eine systemische Analyse angestellt werden, die auch die Wärmeverteilung mitberücksichtigt. Da mit der Verteilung der Wärme einerseits zusätzliche Kosten, andererseits durch die Veräußerung der Wärme auch Einnahmen entstehen, wurde vereinbart angenommen, dass sich die Kosten und die Einnahmen ausgleichen. Daher wurden in den folgenden Analysen bei den drei Anlagen Biogas-Klein-/Groß-Anlagen und Biomasse-Großanlagen jeweils nur Kosten und Einnahmen betrachtet, die die Stromerzeugung betreffen und notwendige Komponenten für die Auskopplung der Wärme sowie deren Verteilung als auch auf der Einnahmenseite der KWK-Bonus nach dem EEG wie auch Wärmeerlöse nicht betrachtet.

3.9.1 Kostenstruktur

3.9.1.1 Kosten für Investition, Planung, Installation etc.

Die Investitionskosten kleiner Biogasanlagen werden aus einer Kostenstruktur nach Briese (2008) für eine 300 kW-Anlage entnommen. Da die Montage der Anlage in den Positionen Gebäude, Fermenter, BHKW, Maschinen und Anschlüsse enthalten ist (Briese 2008), werden Montagekosten von 7 % der Investitionskosten (Vertraulich 2009) von den genannten Positionen, entsprechend ihres Anteils an der Gesamtheit der montagerelevanten Punkte, abgezogen.

In den Investitionsnebenkosten sind auch Rückbaukosten enthalten. Da der Anlagenrückbau erst zum Ende der Anlagenlaufzeit anfällt, werden die Rückbaukosten in Höhe von 7 €/kW als jährliche Rücklage in den Betriebskosten berücksichtigt und werden somit in den Investitionsnebenkosten nicht einberechnet. Es ergibt sich die in Tab. 3.63 dargestellte Kostenstruktur.

Tab. 3.63: Investitionskostenstruktur von Biogas-Kleinanlagen

Quelle: Briese (2008), Vertraulich (2009)

Kostenposition	Investitionskosten [€/kW]
Investitionskosten	2.204
Gebäude/Siloanlagen	682
Fermenter	874
BHKW	617
Maschinen	31
Planung, Installation etc.	895
Anschlüsse	222
EVU-Anschluss	184
Montage	229

Kostenposition	Investitionskosten [€/kW]
Planung, Projektierung & Genehmigung	83
Erschließungs-, Ausgleichsmaßnahmen	67
Grundstück	110
Summe	3.099

Die Kosten der Anschlüsse und des EVU-Anschlusses werden jeweils zu 30 % dem Baugewerbe und zu 70 % der Materialproduktion zugeteilt. Die Genehmigungs- und Planungskosten verteilen sich zu 80 % auf die Planung und zu 20 % auf Genehmigungskosten. Die Erschließungs- und Ausgleichsmaßnahmen werden nach eigener Schätzung im Verhältnis 2:1 aufgeteilt. Die Kosten für den Grundstückskauf gehen zur 20 % an die Kommune und zu 80 % an private Landeigentümer.

3.9.1.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten der Biogasanlage werden ebenfalls aus Briese (2008) entnommen. Hinzu kommen die Kosten für die Substratbereitstellung, den Eigenstromverbrauch sowie die Rücklage für den Rückbau.

Die Substratzusammensetzung entspricht den Masseanteilen der Substrate aller bundesweit erfassten Biogasanlagen (FNR 2009a) und besteht zu 37 % aus Wirtschaftsdünger (24 % Rindergülle, 9 % Schweinegülle, 2 % Rinderfestmist, 2 % Sonstiges), 9 % aus Reststoffen (Gras, Grassilage) und 58 % nachwachsende Rohstoffe (48 % Maissilage, 6 % Ganzpflanzensilage Roggen, 4 % Roggen- und Weizenkörner). Es wird unterstellt, dass Wirtschaftsdünger kostenlos zur Verfügung steht, jedoch Transportkosten von 3 €/t anfallen (DBFZ 2010). Es werden 13.905 t Wirtschaftsdünger benötigt. Reststoffe haben einen Preis von 37 €/t, die benötigte Menge an Reststoffen beläuft sich auf 319 t im Jahr. Im Bereich NawaRo werden jährlich 3.089 t Frischmasse Maissilage, 350 t Frischmasse GPS Roggen und 80 t Frischmasse Körner benötigt. Die Preise betragen 38 €/t für Maissilage, 39 €/t für GPS Roggen und 165 €/t für Körner (FNR 2009a; DBFZ 2009; UMSICHT 2009; FNR 2009b; BLFL 2005).

Die Kosten des Eigenstromverbrauchs werden auf 29.626 € im Jahr beziffert (DBFZ 2009). Die Kosten für Zündöl werden nach Briese (2008) ermittelt, der Zündölpreis wird jedoch abweichend auf 0,5 €/l (FNR 2009a) festgelegt.

Zusätzlich muss die Finanzierung der Anlage betrachtet werden, welche in diesem Modell zu 67 % über Fremdkapital durchgeführt wird. Der Kreditzins beträgt 4 % (IE Leipzig 2004) und die Laufzeit 20 Jahre. Es entsteht eine durchschnittliche jährliche Zinslast von 49 €/kW.

Tab. 3.64 stellt die Betriebskosten nach Briese (2008) mit den beschriebenen Abweichungen dar.

Tab. 3.64: Betriebskosten von Biogas-Kleinanlagen

Quelle: Briese (2008), Eigene Berechnung

Kostenposition	Betriebskosten [€/kW]
Substratbereitstellung	662
Personalkosten (Löhne/Verwaltung)	55
Wartung	106
Versicherung	16
Zündöl	98
sonstige Kosten (Betriebsmittel, Labortechnik, Wasser etc.)	23
Stromkosten	99
Rücklage für Rückbau	7
Fremdkapitalzinsen (Banken)	49
Abschreibungen	155
Summe Betriebskosten	1.269

3.9.2 Gewinne

Für die Ermittlung der **Unternehmensgewinne** der einzelnen Wertschöpfungsschritte werden statistische Werte der zugehörigen Wirtschaftszweige herangezogen. Diese sind z.B. für das BHKW der Wirtschaftszweig Elektrotechnik und für Gebäude/Siloanlagen und Erschließungsmaßnahmen das Baugewerbe. Die Ermittlung der Unternehmensgewinne erfolgt nach der allgemeinen Methode.

Die **Substratkosten** werden in der Wertschöpfungsbetrachtung nicht weiter verfolgt, da von der Annahme ausgegangen wird, dass durch die Substratbereitstellung keine zusätzliche Wertschöpfung entsteht, sondern lediglich der Anbau anderer Futter- oder Lebensmittel substituiert wird. Ebenso werden Planungsgebühren und sonstige Kosten in der weiteren Betrachtung vernachlässigt.

Der Fremdkapitalzinssatz durch **Fremdkapital** wird nach IE Leipzig (2004) auf 4 % festgesetzt. Bei einer Laufzeit von 20 Jahren beträgt die durchschnittliche Restschuld 1.272 €/kW. Daraus ergibt sich ein Vor-Steuer-Gewinn durch die Finanzierung von 9 €/kW.

Bei der **Betreibergesellschaft** wird von einer Personengesellschaft ausgegangen, welche von einem Landwirt parallel zum landwirtschaftlichen Betrieb als eigenes Gewerbe ausgeführt wird. Der Vor-Steuer-Gewinn berechnet sich aus den Einkünften der EEG-Vergütung abzüglich der Betriebskosten. Die jährliche Verzinsung des Eigenkapitals nach Zahlung der Gewerbesteuer beläuft sich auf 24 %.

Die Grundvergütung für die Biogas-Kleinanlagen von 0 kW bis 150 kW Leistung beträgt 0,1167 €/kW und von 151 kW bis 500 kW Leistung 0,0918 €/kW (E 2008; EEG 2009). Zusätzlich erhält der Betreiber den NawaRo-Bonus von 0,07 €/kW, der für beide Leistungsklassen gilt und

den Gülle-Bonus von 0,04 €/kW für den Bereich von 0 kW bis 150 kW Leistung und 0,0,1 €/kW von 151 kW bis 500 kW Leistung. Die Gesamtvergütung beläuft sich unter Beachtung des Leistungsanteils in den jeweiligen Vergütungskategorien auf 0,1993 €/kW. Die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr wird auf 7.500 geschätzt. Zusammen ergeben sich jährliche Einnahmen durch EEG-Vergütung von 1.494 €/kW. Die Betriebskosten betragen 1.269 €/kW im Jahr. Daraus errechnet sich ein Vor-Steuer-Gewinn von 226 €/kW.

Tab. 3.65: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Biogas-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Biogas-Kleinanlagen	Vor-Steuer-Gewinne [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	98
Gebäude/Siloanlagen	29
Fermenter	46
BHKW	22
Maschinen	2
Installation	40
Erschließungsmaßnahmen	2
Anschlüsse	11
EVU-Anschluss	9
Montage	18
Planung/Projektierung	5
Planungskosten	5
Grundstückskauf	110
von Kommune	22
von Privat	88
Ausgleichsmaßnahmen	1
Investitions- und -nebenkosten gesamt	254
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebskosten	25
Wartung	5
Versicherung	1
Zündöl (Handel)	2
Stromkosten	8
Rückbau	0,3
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	9
Gewinn Betreibergesellschaft	226

3.9.3 Einkommenseffekte

Die Berechnung der jeweiligen Einkommenseffekte erfolgt ebenfalls ausgehend von den ermittelten Umsätzen je Stufe. Im Fall von Stufen mit Produktionsanteil erfolgt die Ermittlung der Einkommen über die statistischen Kenngrößen „Beschäftigte pro Umsatz“ sowie die Bruttojahreseinkommen relevanter Berufsgruppen.

Bei allen reinen Dienstleistungen werden demgegenüber zunächst spezifische Sachkostenanteile ermittelt, die von den Umsätzen abgezogen werden. Hier können nun direkt über die angenommenen beteiligten Berufsgruppen die Bruttojahreseinkommen je Stufe ermittelt werden.

Die Wertschöpfungsstufen Planung & Projektierung und Rückbau sind als Dienstleistung modelliert, mit Sachkostenanteilen von jeweils 20 % am Umsatz. Für die Planung wurde hier beispielsweise eine Zusammensetzung von 50 % Ingenieuren, 30 % Technische Zeichner und 20 % Wirtschafts- und Sozialwissenschaftler angenommen. Montage und Personalkosten der Wartung & Instandhaltung sind ebenfalls als Dienstleistung modelliert, mit Sachkostenanteilen von jeweils 10 % am Umsatz.

Die Zuordnung für die Produktion des Ersatzmaterials wird als Durchschnitt der relevanten Kategorien der Produktion gebildet.

Tab. 3.66: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Biogas-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Biogas-Kleinanlagen	Bruttobeschäftigungskosten gesamt [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	604
Gebäude/Siloanlagen	213
Fermenter	214
BHKW	169
Maschinen	8
Installation	332
Erschließungsmaßnahmen	5
Anschlüsse	92
EVU-Anschluss	76
Montage	160
Planung/Projektierung	41
Planungskosten	41
Ausgleichsmaßnahmen	6
Investitionskosten gesamt	984
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebskosten	132
Personalkosten (Löhne/Verwaltung)	46

Wertschöpfungsstufen Biogas-Kleinanlagen	Bruttobeschäftigungskosten gesamt [€/kW]
Wartung	42
Versicherung	1
Zündöl (Handel)	7
Stromkosten	21
Rückbau	4
Finanzierung durch Fremdkapital (Banken)	11

3.9.4 Steuern

Grundsätzlich ist für die Berechnung der **Steuerlast eines Unternehmens** die Gesellschaftsform maßgeblich. Daher wurde für die Unternehmen der für die Windenergie relevanten einzelnen Wertschöpfungsstufen nach Statistisches Bundesamt (2010b) eine Unterteilung in Kapital- (KapG) und Personengesellschaften (PersG) vorgenommen.

Die Berechnung der spezifischen **Nettobeschäftigungskosten** pro kW erfolgt auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast am Bruttojahreseinkommen der zugeordneten Wirtschaftszweige nach Wertschöpfungsschritt und Berufsgruppen.

Die **Gewinnsteuern** werden für die Biogas-Kleinanlagen ohne Ausschüttung der Gewinne an die Gesellschafter von Kapitalgesellschaften ausgewiesen und nach der allgemeinen Methodik ermittelt. Weiterhin sind die kommunalen Steuereinnahmen aufgeführt, wobei die Berechnung nach der allgemeinen Methodik erfolgt. Neben den Gewerbesteuererinnahmen (netto) ist der Kommunalanteil an der Einkommensteuer abgebildet.

Ein Charakteristikum bei Biogas Kleinanlagen ist, dass in der zweiten Verarbeitungsstufe von Biogas (Erzeugung von Strom und Wärme) nicht mehr von einem Nebenbetrieb der Landwirtschaft auszugehen ist. Vielmehr ist nach Rechtslage von 2006 die Erzeugung von Strom oder Wärme zwingend gewerbsteuerpflichtig (BBV-BD 2006). Im Rahmen dieser Studie ist die Verstromung des Biogases explizit vorgesehen, so dass der Landwirt parallel zum landwirtschaftlichen Betrieb einen gewerblichen Betrieb zur Verstromung des Biogases führt.

In Bezug auf die **Gewerbsteuerberechnung** wurde der Freibetrag von 24.500 € berücksichtigt, da andernfalls die Gewerbesteuer zu hoch ausgewiesen würde. Dabei wurde für die Referenzanlage von 300 kW ein Freibetrag von 82 €/kW ermittelt und im steuerlichen Gewinn verrechnet. Für die zu entrichtende Einkommensteuer wird ein Steuersatz von 14 % zuzüglich Solidaritätszuschlag und Kirchensteuer angenommen, da Landwirte pro Kopf in den letzten Jahren eher niedrige Jahreseinkünfte zu verzeichnen hatten (DBV 2009). Darüber hinaus ist hinsichtlich der Biogas-Kleinanlagen anzumerken, dass infolge des Grundstückskaufs Grunderwerbssteuer zu entrichten ist, die in den Gewinnsteuern Berücksichtigung findet. Es wird ein Grunderwerbssteuersatz von 3,5° % angenommen, der in den meisten Bundesländern, außer in Berlin, Hamburg und Sachsen-Anhalt 4,5° %, gilt. Bei der Grunderwerbssteuer handelt es sich um eine Landessteuer, an der die Gemeinden ausschließlich im Rahmen des kommunalen Finanzausgleichs partizipieren. Aufgrund der unterschiedlichen länderspezifischen Zuweisungen wird die Grunderwerbssteuer nicht in den Kommunalsteuern ausgewiesen (Lenk 2003, 2004).

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei den Biogas-Kleinanlagen im Verhältnis zu den Gesamtsteuern ohne Gewinnausschüttung (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommenssteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investitionskosten auf 17 %. Dagegen vereinnahmen die Gemeinden aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb einschließlich der Steuerzahlungen des Betriebes resultieren, 35 %.

Tab. 3.67: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Biogas-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Anlagenkomponenten	63	352	11	19	446
Gebäude/Siloanlagen	18	130	3	6	157
Fermenter	30	121	5	8	164
BHKW	14	97	2	6	119
Maschinen	1	4	0,2	0,3	6
Installation	25	193	5	10	233
Erschließungsmaßnahmen	1	3	0,2	0,1	4
Anschlüsse	7	52	1	3	64
EVU-Anschluss	5	45	1	2	53
Montage	12	92	2	5	112
Planung/Projektierung	3	23	1	1	29
Planungskosten	3	23	1	1	29
Grundstückskauf	106	-	-	-	106
von Kommune	21	-	-	-	21
von Privat	85	-	-	-	85
Ausgleichsmaßnahmen	1	4	0,1	0,1	5
Investitions- und -nebenkosten gesamt	199	572	16	31	818
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebskosten	17	77	3	4	101
Personalkosten (Löhne/Verwaltung)	-	27	-	1	28
Wartung	4	24	1	1	30
Versicherung	1	1	0,09	0,04	1
Zündöl (Handel)	1	4	0,3	0,2	6
Stromkosten	5	12	1	1	19

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommunalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Rückbau	0,2	2	0,03	0,1	3
Finanzierung durch Fremd- kapital (Banken)	6	6	1	0,4	14
Betreibergesellschaft	198	-	17	2	216

3.9.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte der Kette „Biogas-Kleinanlagen“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in den darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Dabei zeigt die erste Grafik die einmaligen sowie jährlichen Effekte, die zweite Grafik zeigt die über eine Laufzeit von 20 Jahren aggregierte Wertschöpfung.

Tab. 3.68: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Biogas-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommunalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Anlagenkomponenten	63	352	11	19	446
Planung, Installation, etc.	134	220	5	12	373
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebskosten	17	77	3	4	101
Betreibergesellschaft (inkl. Betriebspersonal)	198	-	17	2	216
<i>Jährliche Effekte auf 20 Jahre hochgerechnet</i>					
Betriebskosten	336	1.545	57	52	1.990
Betreibergesellschaft	3.950	-	342	62	4.354

Die Tabelle zeigt, dass durch die einmaligen Effekte der Investition sowie aller Investitionsnebenkosten eine kommunale Wertschöpfung in Höhe von 450 Euro bzw. ca. 370 Euro je kW generiert werden kann. Den größten Anteil haben hieran die Einkommenseffekte, gefolgt von den Gewinnen und den Steuern. Durch eine 300 kW Biogasanlage würde somit allein durch die Wertschöpfungsstufe Planung, Installation etc. (die durchaus in einer Kommune vollständig abgedeckt werden

kann) eine Wertschöpfung in Höhe von ca. 120.000 Euro generiert. Die Produktion dieser Biogasanlage generiert demnach eine kommunale Wertschöpfung in Höhe von 130.000 Euro.

Die jährlichen Wertschöpfungseffekte aus dem technischen und finanziellen Betrieb der Anlage erreichen einen Wert von über 300 Euro/kW. Über 20 Jahre betrachtet ergeben sich demzufolge über 5.000 €/kW. Der mit Abstand deutlich größte Anteil entfällt hierbei auf die Gewinne. Nimmt man die kommunalen Wertschöpfungseffekte aus den ersten beiden, einmaligen Stufen der Investition und Installation hinzu, dann summieren sich die Effekte auf ca. 7.000 €/kW. Für das Beispiel der 300 kW-Biogasanlagen ergibt sich demzufolge eine maximal erzielbare kommunale Wertschöpfung in Höhe von 2,1 Mio. Euro, wenn alle Wertschöpfungsschritte in einer Kommune angesiedelt sind. Ohne die Effekte aus der Produktion, die in einer durchschnittlichen Kommune nur in geringem Umfang auftreten werden, verbleiben immer noch nahezu 2 Mio. Euro. Die Biogasanlage führt – ohne die Produktion – über die gesamte Laufzeit zu kommunalen Steuereinnahmen in Höhe von 150.000 €; im ersten Jahr des Betriebs sind es zuzüglich der Installation 5.000 €

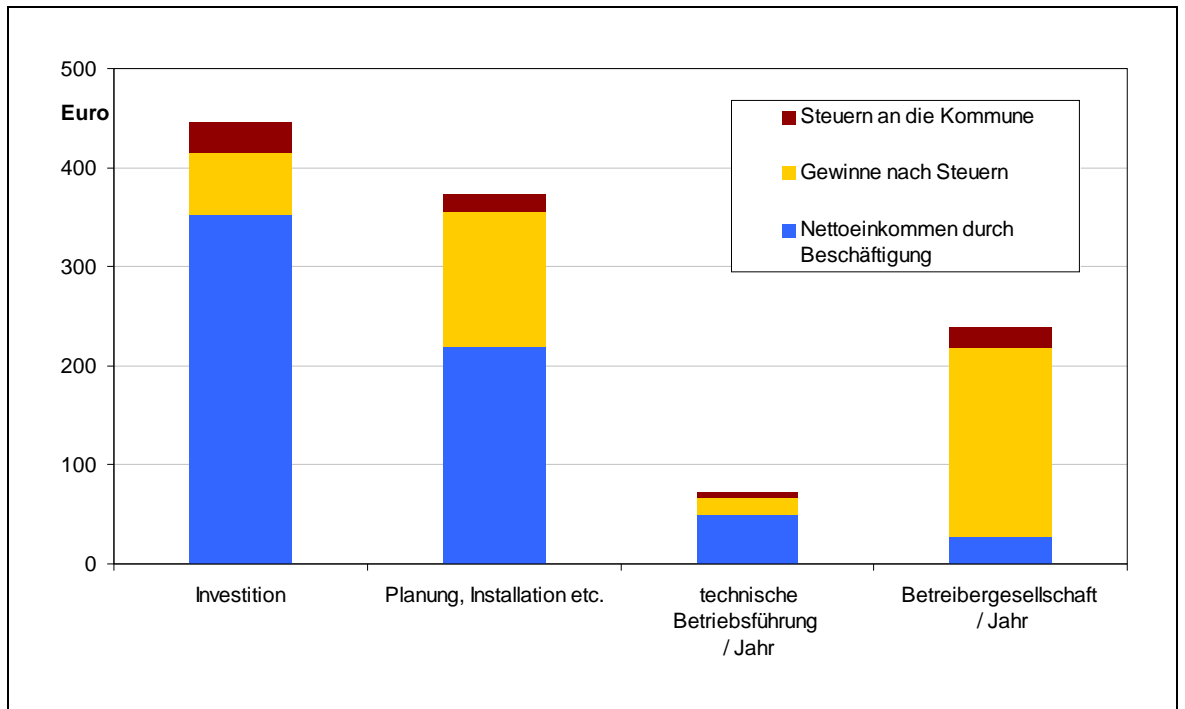


Abb. 3.19: Kommunale Wertschöpfung von Biogas-Kleinanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009

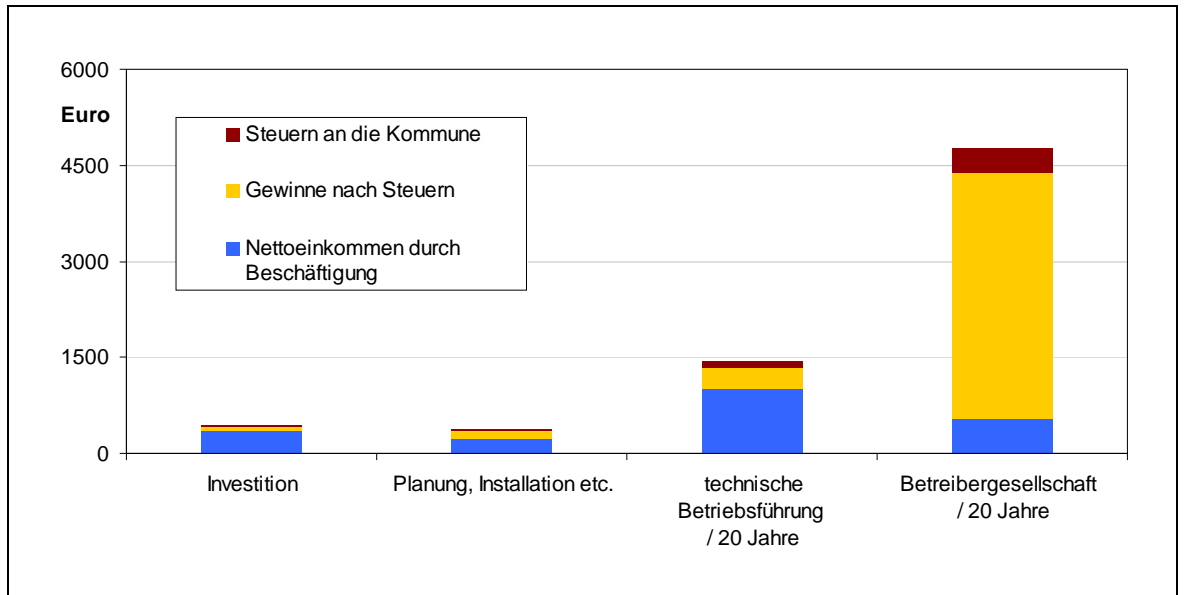


Abb. 3.20: Kommunale Wertschöpfung von Biogas-Kleinanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

3.10 Biogas-Großanlagen

Für die Wertschöpfungskette Biogas-Großanlagen wurde als Referenzanlage eine 1.000 kW-Anlage gewählt. Die Vorgehensweise zur Bestimmung der Wertschöpfung erfolgt weitestgehend anhand der allgemeinen Methodik.

3.10.1 Kostenstruktur

3.10.1.1 Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel

Aufgrund mangelnder Datenlage werden als Rechengrundlage die spezifischen Investitionskosten kleiner Biogasanlagen verwendet, die auf die Biogas-Großanlage mit einer Leistung von 1.000 kW_{el} skaliert wird. Daraus ergeben sich spezifische Investitionskosten für die Biogas-Großanlage in Höhe von 2.174 €/kW. Die nach Briese (2008) in den Investitionskosten enthaltenen Rückbaukosten werden als Betriebskosten geführt. Das Verhältnis der Kostenstruktur einer 350 kW Anlage nach IE Leipzig (2004) zur Struktur der hochgerechneten 1.000 kW Anlage nach IE Leipzig (2004) wird genutzt, um die Kostenstruktur der Biogas-Kleinanlage (Kap. 3.9.1) auf die hier betrachtete Großanlage umzurechnen. Dadurch entsteht folgende Investitionskostenstruktur (Tab. 3.69).

Tab. 3.69: Investitions- und Investitionsnebenkostenstruktur von Biogas-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Kostenposition	Kosten [€/kW]
Anlagenkomponenten	1.519
Gebäude/Siloanlagen	521
Fermenter	572
BHKW	410
Maschinen	17
Planung, Installation etc.	654
Installation	464
Erschließungsmaßnahmen	34
Anschlüsse	148
EVU-Anschluss	122
Montage	161
Planung/Projektierung	95
Planungskosten	76
Gebühren	19
Grundstückskauf	77
von Kommune	15
von Privat	62
Ausgleichsmaßnahmen	17
Investitions- und -nebenkosten gesamt	2.174

3.10.1.2 Betriebskosten

Bei den Betriebskosten werden die Personalkosten ebenfalls nach IE Leipzig (2004) fortgeschrieben. Der höhere Automatisierungsgrad großer Anlagen lässt die Personalkosten sinken. Die anteiligen Wartungskosten und deren Aufteilung, Versicherungskosten und sonstige Kosten werden komplett von Biogas-Kleinanlagen übernommen. Die Substratzusammensetzung gleicht ebenfalls der der kleinen Biogasanlagen und entspricht den Masseanteilen der Substrate aller bundesweit erfassten Biogasanlagen (FNR 2009a). Sie besteht zu 37 % aus Wirtschaftsdünger (24 % Rindergülle, 9 % Schweinegülle, 2 % Rinderfestmist, 2 % Sonstiges), 9 % aus Reststoffen (Gras, Grassilage) und 58 % nachwachsende Rohstoffe (48 % Maissilage, 6 % Ganzpflanzensilage Roggen, 4 % Roggen- und Weizenkörner). In dieser Analyse wird davon ausgegangen, dass für den Wirtschaftsdünger Kosten von 4 €/t anzusetzen sind (DBFZ 2010). Die benötigte Menge an Wirtschaftsdünger beläuft sich auf 42.349 t im Jahr. Reststoffe sind zum Preis von 28 €/t erhältlich, die benötigte Menge beläuft sich auf 924 t im Jahr. Im Bereich NawaRo werden jährlich 9.414 t Frischmasse Maissilage, 1.121 t Frischmasse GPS Roggen und 243 t Frischmasse Körner benötigt. Die Preise betragen 31 €/t für Maissilage, 32 €/t für GPS Roggen und 122 €/t für Körner und Getreide (FNR 2009a; DBFZ 2009; UMSICHT 2009; FNR 2009b; BLFL 2005). Für die Preise wurden die jeweils geringst möglichen Werte aus der Spannbreite nach Literatur verwendet, um die Mengenvorteile der Großanlagen abzubilden.

Es wird, im Gegensatz zu den Kleinanlagen, davon ausgegangen, dass die Substrate nicht am Ort der Anlage entstehen, und daher Transportkosten berücksichtigt. Die Kosten pro Kilometer und Tonne werden nach Briese (2008) errechnet und betragen im Mittel 0,375 €/kmt. Der durchschnittliche Transportweg über alle Substrate beträgt 6,25 km (Hoffmann 2007). Daraus entstehen jährliche Transportkosten von 83.617 € im Jahr. Dies entspricht jährlich 4 % der Investitionskosten.

Die Kosten des Eigenstromverbrauchs werden auf 105.336 € im Jahr beziffert (DBFZ 2009). Die Kosten für Zündöl entfallen, da es sich bei der Großanlage um einen Gas-Otto-Motor handelt.

Zusätzlich muss die Finanzierung der Anlage betrachtet werden, welche in diesem Modell zu 67 % über Fremdkapital durchgeführt wird. Der Kreditzins beträgt 4 % (IE Leipzig 2004) und die Laufzeit 20 Jahre. Es entstehen durchschnittliche jährliche Zinszahlungen von 34 €/kW. Die jährlichen Abgaben an die Komplementär-GmbH werden nach Auswertung von Beteiligungsprospekten auf 37 €/kW geschätzt, welche sich auf 1 €/kW Haftungsvergütung und 36 €/kW Kosten für die Geschäftsführung aufteilen.

Tab. 3.70: Betriebskosten von Biogas-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Kostenposition	Kosten [€/kW]
Betriebskosten	950
Substratkosten	551
Substrattransport	84
Personalkosten (Löhne/Verwaltung)	20
Wartung	74
Stromkosten	105

Kostenposition	Kosten [€/kW]
Versicherung	11
sonstige Kosten (Betriebsmittel, Labortechnik, Wasser etc.)	16
Geschäftsführung (Komplementär-GmbH)	36
Haftungsvergütung	1
Fremdkapitalzinsen	34
Abschreibungen	113

3.10.2 Gewinne

Für die Ermittlung der **Unternehmensgewinne** der einzelnen Wertschöpfungsschritte werden statistische Werte der zugehörigen Wirtschaftszweige herangezogen. Diese sind z.B. für das BHKW der Wirtschaftszweig Elektrotechnik und für Gebäude/Siloanlagen und Erschließungsmaßnahmen das Baugewerbe. Die Ermittlung der Unternehmensgewinne erfolgt nach der allgemeinen Vorgehensweise.

Die **Substratkosten** werden in der Wertschöpfungsbetrachtung nicht weiter verfolgt, da von der Annahme ausgegangen wird, dass durch die Substratbereitstellung keine zusätzliche Wertschöpfung entsteht, sondern lediglich der Anbau anderer Futter- oder Lebensmittel substituiert werden. Ebenso werden Planungsgebühren und sonstige Kosten in der weiteren Betrachtung vernachlässigt.

Der Fremdkapitalzinssatz durch **Fremdkapital** wird nach IE Leipzig (2004) auf 4 % festgesetzt. Bei einer Laufzeit von 20 Jahren beträgt die durchschnittliche Restschuld 1.272 €/kW. Daraus ergibt sich ein Vor-Steuer-Gewinn durch die Finanzierung von 892 €/kW.

Bei der **Betreibergesellschaft** wird von einer GmbH und Co. KG ausgegangen. Der Vor-Steuer-Gewinn berechnet sich aus den Einkünften der EEG-Vergütung abzüglich der Betriebskosten.

Die Grundvergütung der Biogas-Großanlagen beträgt von 0 kW bis 150 kW Leistung 0,1167 €/kW und 0,0918 €/kW für den Bereich von 151 kW bis 500 kW Leistung sowie 0,0825 €/kW von 501 kW bis 5.000 kW Leistung (E 2008; EEG 2009). Zusätzlich erhält der Betreiber den NawaRo-Bonus von 0,07 €/kW für den Leistungsanteil im Bereich von 0 kW bis 500 kW. Ab 501 kW Leistung erhält der Anlagenbetreiber 0,04 €/kW. Weiterhin wird ein Gülle-Bonus für die Stromeinspeisung von 0,04 €/kW von 0 kW bis 150 kW Leistung und 0,01 €/kW für den Bereich von 151 kW bis 500 kW Leistung ausbezahlt. Die Gesamtvergütung beläuft sich unter Beachtung des Leistungsanteils in den jeweiligen Vergütungskategorien auf 0,1554 €/kW. Die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr wird auf 8.000 festgelegt (DBFZ 2009). Zusammen ergeben sich jährliche Einnahmen durch EEG-Vergütung von 1244 €/kW. Dagegen betragen die Betriebskosten 1047 €/kW im Jahr. Die Komplementär-GmbH erhält eine Haftungsvergütung von 1 €/kW im Jahr. Daraus resultiert ein Vor-Steuer-Gewinn von 196 €/kW. Dabei beläuft sich die jährliche Eigenkapitalrendite der Kommanditisten auf 28 %.

Tab. 3.71: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Biogas-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Biogas-Großanlagen	Vor-Steuer-Gewinne [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	67
Gebäude/Siloanlagen	22
Fermenter	30
BHKW	14
Maschinen	1
Installation	27
Erschließungsmaßnahmen	1
Anschlüsse	7
EVU-Anschluss	6
Montage	13
Planung/Projektierung	6
Planungskosten	6
Grundstückskauf	77
von Kommune	15
von Privat	62
Ausgleichsmaßnahmen	1
Investitions- und -nebenkosten gesamt	179
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebskosten	23
Substrattransport	3
Wartung	4
Stromkosten	8
Rückbau	0,2
Versicherung	1
Haftungsvergütung	1
Banken (Finanzierung durch Fremdkapital)	6
Brutto-Gewinn der KG	196

3.10.3 Einkommenseffekte

Die Berechnung der jeweiligen Einkommenseffekte erfolgt ausgehend von den ermittelten Umsätzen je Stufe. Im Fall von Stufen mit Produktionsanteil erfolgt die Ermittlung der Einkommen über die statistischen Kenngrößen „Beschäftigte pro Umsatz“ sowie die Bruttojahreseinkommen relevanter Berufsgruppen.

Bei allen reinen Dienstleistungen werden demgegenüber zunächst spezifische Sachkostenanteile ermittelt, die von den Umsätzen abgezogen werden. Hier können nun direkt über die angenommenen beteiligten Berufsgruppen die Bruttojahreseinkommen je Stufe ermittelt werden.

Die Wertschöpfungsstufen Planung & Projektierung und Rückbau sind als Dienstleistung modelliert, mit Sachkostenanteilen von jeweils 20 % am Umsatz. Für die Planung wurde hier beispielsweise eine Zusammensetzung von 50 % Ingenieuren, 30 % Technische Zeichner und 20 % Wirtschafts- und Sozialwissenschaftler angenommen. Montage und Personalkosten der Wartung & Instandhaltung sind ebenfalls als Dienstleistung modelliert, mit Sachkostenanteilen von jeweils 10 % am Umsatz.

Die Zuordnung für die Produktion des Ersatzmaterials wird als Durchschnitt der relevanten Kategorien der Produktion gebildet.

Die Beschäftigung der übrigen Kategorien bestimmt sich aus den jeweiligen Werten zu den Beschäftigten pro € Umsatz und den Bruttojahresgehältern. Für die reinen Dienstleistungen wird ein Abschlag für den Arbeitgeberanteil der Sozialversicherung vorgenommen. Die Zuordnung für die Produktion des Ersatzmaterials wird als Durchschnitt der relevanten Kategorien der Produktion gebildet.

Die Abgaben der KG an die Komplementär-GmbH betragen 37 €/kW. Davon sind 1 €/kW Haftungsvergütungen und 36 €/kW Kosten für die **Geschäftsführung**. Nach Abzug des Arbeitgeberanteils zur Sozialversicherung bleiben 31 €/kW an Bruttobeschäftigungskosten für die Geschäftsführung.

Tab. 3.72: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Biogas-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Biogas-Großanlagen	Bruttobeschäftigungskosten gesamt [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	420
Gebäude/Siloanlagen	163
Fermenter	140
BHKW	113
Maschinen	4
Installation	227
Erschließungsmaßnahmen	3
Anschlüsse	61
EVU-Anschluss	50
Montage	112
Planung/Projektierung	47
Planungskosten	47
Ausgleichsmaßnahmen	5
Investitions- und -nebenkosten gesamt	699

Wertschöpfungsstufen Biogas-Großanlagen	Bruttobeschäftigungskosten gesamt [€/kW]
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebskosten	165
Substrattransport	54
Personalkosten (Löhne/Verwaltung)	17
Wartung	29
Stromkosten	22
Rückbau	3
Versicherung	1
Geschäftsführung (Komplementär-GmbH)	31
Banken (Finanzierung durch Fremdkapital)	8

3.10.4 Steuern

Grundsätzlich ist für die Berechnung der **Steuerlast eines Unternehmens** die Gesellschaftsform maßgeblich. Daher wurde für die Unternehmen der für die Windenergie relevanten einzelnen Wertschöpfungsstufen nach Statistisches Bundesamt (2010b) eine Unterteilung in Kapital- (KapG) und Personengesellschaften (PersG) vorgenommen.

Die Berechnung der spezifischen **Nettobeschäftigungskosten** pro kW erfolgt auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast am Bruttojahreseinkommen der zugeordneten Wirtschaftszweige nach Wertschöpfungsschritt und Berufsgruppen.

Die **Gewinnsteuern** werden für die Biogas Kleinanlagen ohne Ausschüttung der Gewinne an die Gesellschafter von Kapitalgesellschaften ausgewiesen und nach der allgemeinen Methodik ermittelt. Weiterhin sind die kommunalen Steuereinnahmen aufgeführt, wobei die Berechnung nach der allgemeinen Methodik erfolgt. Neben den Gewerbesteuererinnahmen (netto) ist der Kommunalanteil an der Einkommensteuer abgebildet.

In Bezug auf die Gewerbesteuerberechnung wurde der Freibetrag von 24.500 €/kW berücksichtigt, da andernfalls die Gewerbesteuer zu hoch ausgewiesen wäre. Dabei wurde ein Freibetrag von 24,5 €/kW ermittelt und verrechnet.

Darüber hinaus ist hinsichtlich der Biogas-Großanlagen anzumerken, dass infolge des Grundstückskaufs Grunderwerbssteuer zu entrichten ist, die in den Gewinnsteuern Berücksichtigung findet. Es wird ein Grunderwerbssteuersatz von 3,5 % angenommen, der in den meisten Bundesländern bis auf Berlin, Hamburg und Sachsen-Anhalt (In diesen Ländern sind es 4,5 %.) erhoben wird. Bei der Grunderwerbssteuer handelt es sich um eine Landessteuer, an der die Gemeinden ausschließlich im Rahmen des kommunalen Finanzausgleichs partizipieren. Aufgrund der unterschiedlichen länderspezifischen Zuweisungen wird die Grunderwerbssteuer nicht in den Kommunalsteuern ausgewiesen (Lenk 2003, 2004).

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei den Biogas-Großanlagen im Verhältnis zu den Gesamtsteuern ohne Gewinnausschüttung (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommens-

teuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investitionskosten auf 17 %. Dagegen vereinnahmen die Gemeinden aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb einschließlich der Steuerzahlungen der Betreibergesellschaft resultieren 31 %.

Tab. 3.73: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Biogas-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöp- fung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Anlagenkomponenten	43	243	8	13	307
Gebäude/Siloanlagen	13	97	2	4	118
Fermenter	20	79	3	5	107
BHKW	10	64	2	4	79
Maschinen	1	2	0,1	0,1	3
Installation	18	132	3	7	160
Erschließungsmaßnahmen	1	2	0,2	0,09	3
Anschlüsse	5	35	1	2	42
EVU-Anschluss	4	3	1	1	36
Montage	8	65	1	4	78
Planungskosten	4	27	1	2	33
Grundstückskauf	75	-	-	-	75
von Kommune:	15	-	-	-	15
von Privat:	60	-	-	-	60
Ausgleichsmaßnahmen	0,5	3	0,08	0,1	4
Investitions- und - nebenkosten gesamt	140	405	12	22	578
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebskosten	14	81	2	3	101
Substrattransport	1	35	0,3	1	38
Personalkosten (Löh- ne/Verwaltung)	-	10		0,5	10
Wartung	2	17	0,4	1	21
Stromkosten	5	13	1	1	20
Rückbau	0,1	2	0,02	0,09	2
Versicherung	0,4	0,5	0,06	0,03	1
Banken (Finanzierung durch Fremdkapital)	4	4	1	0,3	9

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöp- fung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Betreibergesellschaft	137	17	20	6	180
Geschäftsführung	-	17	-	1	18
Haftungsvergütung	1	-	-	-	1
Betreiber KG ²⁹	136	-	20	5	161

3.10.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte der Kette „Biogas-Großanlagen“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in den darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Dabei zeigt die erste Grafik die einmaligen sowie jährlichen Effekte, die zweite Grafik zeigt die über eine Laufzeit von 20 Jahren aggregierte Wertschöpfung.

Die Tabelle zeigt, dass durch die einmaligen Effekte der Investition sowie aller Investitionsnebenkosten eine kommunale Wertschöpfung in Höhe von 300 Euro bzw. 270 Euro je kW generiert werden kann. Den größten Anteil haben hieran die Einkommenseffekte, gefolgt von den Gewinnen und den Steuern. Durch eine 1.000 kW Biogasanlage würde somit allein durch die Wertschöpfungsstufe Planung, Installation etc. (die durchaus in einer Kommune vollständig abgedeckt werden kann) eine Wertschöpfung in Höhe von ca. 270.000 Euro generiert. Die Produktion dieser Biogasanlage generiert demnach eine kommunale Wertschöpfung in Höhe von 300.000 Euro.

Die jährlichen Wertschöpfungseffekte aus dem technischen und finanziellen Betrieb der Anlage erreichen einen Wert von 280 Euro/kW. Über 20 Jahre betrachtet ergeben sich demzufolge fast 6.500 €/kW. Der mit Abstand deutlich größte Anteil entfällt hierbei auf die Gewinne. Nimmt man die kommunalen Wertschöpfungseffekte aus den ersten beiden, einmaligen Stufen der Investition und Installation hinzu, dann summieren sich die Effekte auf ca. 7.000 €/kW.

²⁹ Aus den Nach-Steuer-Gewinnen (nach Zahlung der Gewerbe- und Einkommensteuer) wird die Ausschüttung an die Kommanditisten geleistet.

Tab. 3.74: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Biogas-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Anlagenkomponenten	43	243	8	13	307
Planung, Installation, Grund- stück, etc.	97	161	11	2	271
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebskosten	14	81	2	3	101
Betreiber-gesellschaft	137	17	20	6	180
<i>Jährliche Effekte auf 20 Jahre hochgerechnet</i>					
Betriebskosten	282	1.624	49	61	2.016
Betreiber-gesellschaft (inkl. Betriebspersonal, Geschäfts- führung, Kommanditisten)	2.741	343	390	127	3.602

Für das Beispiel der 1.000 kW-Biogas-Anlagen ergibt sich demzufolge eine maximal erzielbare kommunale Wertschöpfung in Höhe von 7 Mio. Euro, wenn alle Wertschöpfungsschritte in einer Kommune angesiedelt sind. Ohne die Effekte aus der Produktion, die in einer durchschnittlichen Kommune nur in geringem Umfang auftreten werden, verbleiben immer noch mehr nahezu 6,5 Mio. Euro. Die Biogasanlage führt – ohne die Produktion – über die gesamte Laufzeit zu kommunalen Steuereinnahmen in Höhe von 500.000 €; im ersten Jahr des Betriebs sind es zuzüglich der Installation 30.000 €.

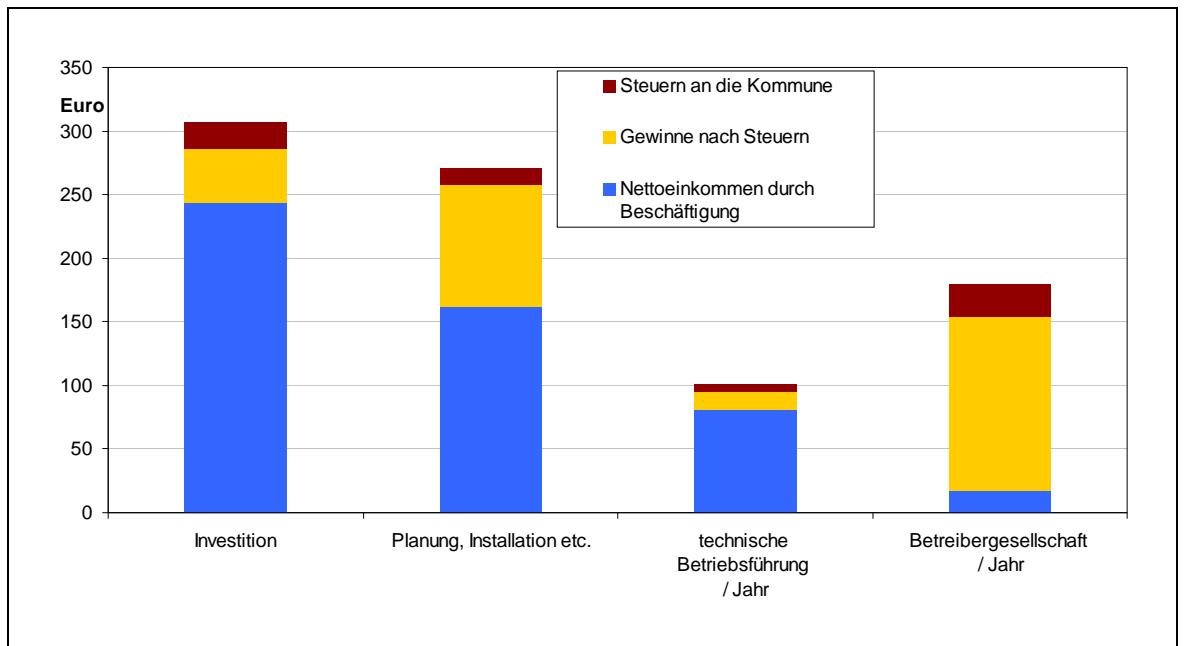


Abb. 3.21: Kommunale Wertschöpfung von Biogas-Großanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009

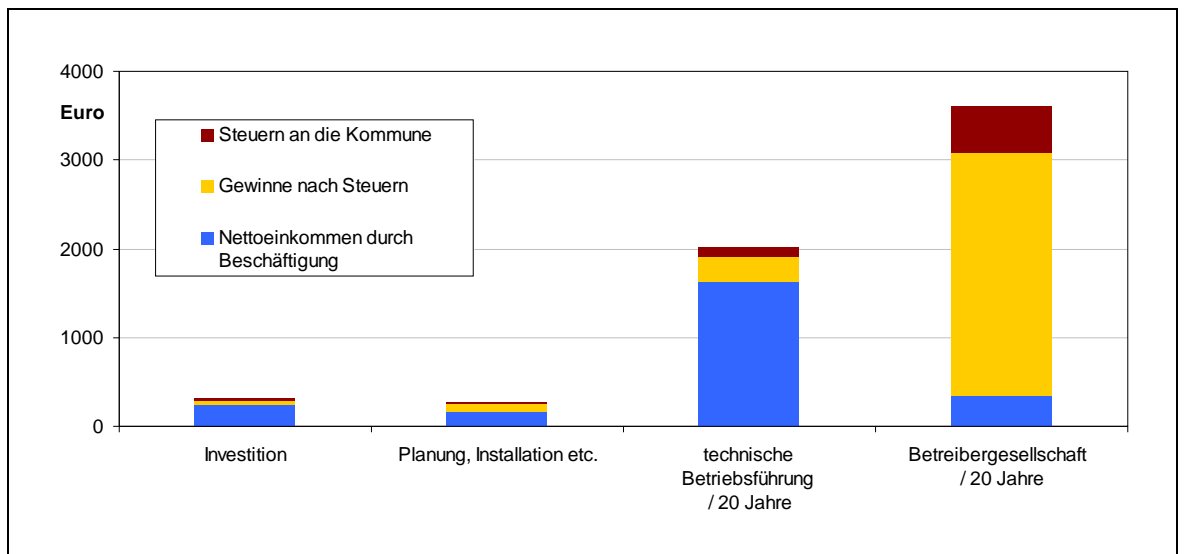


Abb. 3.22: Kommunale Wertschöpfung von Biogas-Großanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

3.11 Biomasse-Kleinanlagen

Kleine Biomasseheizungen zum Beheizen privater Wohngebäude haben nicht zuletzt wegen der Förderung des Marktanzreizprogramms in den letzten Jahren große Zuwachsraten zu verzeichnen. Durch die kleine Dimensionierung ist die Wertschöpfung je Anlage im Vergleich zu den anderen großen Bioenergieanlagen recht gering, doch durch die große Anzahl kann auch in einer Kommune eine beträchtliche Wertschöpfung generiert werden. Mit der folgenden Analyse wird die Wertschöpfung nach der allgemeinen Berechnungsmethode (siehe Kapitel 2) berechnet. Als Referenzanlage wurde eine Pelletanlage gewählt und entsprechend die Herstellung der Pellets mit in der Wertschöpfung berücksichtigt. Eine Besonderheit stellt hier die Umsatzsteuer dar, die vom Endkunden entrichtet werden muss und an der anteilig auch die Kommune partizipiert. Die Quantifizierung der Wertschöpfung wird zunächst auf Basis der Nettokosten berechnet und darand anschließend die Umsatzsteuer und die draus resultierende kommunale Wertschöpfung ausgewiesen.

3.11.1 Kostenstruktur

3.11.1.1 Kosten für Investition, Planung, Installation und Handel

Die hier betrachtete Anlage ist eine Pelletheizung für die Beheizung eines Ein- oder Zweifamilienhauses. Die spezifischen Investitionskosten ergeben sich aus Angaben der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR 2007b). Die dort gegebenen Kosten werden um den Schornstein ergänzt, welcher bisher nicht enthalten war. Diese werden in die Kostenstruktur mit berücksichtigt, weil in der Regel Modifikationen am Schornstein notwendig werden und daher beim Einbau eines neuen Pelletkessels anfallen können. Die Schornsteinkosten bestimmen sich nach Nast et al. (2009). Tab. 3.75 gibt einen Überblick über die Investitionskosten und die prozentualen Anteile der einzelnen Kostenpositionen. Die Angaben sind Netto-Angaben, d.h. sie sind ohne Umsatzsteuer ausgewiesen.

Tab. 3.75: Investitions- und Installationskostenstruktur von Biomasse-Kleinanlagen

Quelle: FNR (2007b), Nast et al. (2009)

Kostenpositionen	Kostenstruktur [% der gesamten Investitionskosten]	Investitionskosten ohne Umsatzsteuer [€/kW]	Umsatz [€/kW]
Anlagenkomponenten	100	965	1.760
Pelletkessel (inkl. Brennstoffzuführung und Raumaustragung)	37	356	356
Handel Anlagenkomponenten	18	170	965
Brennstoffaustrag	8	73	73
Pellet-Lager (4.000kg)	10	93	93
Peripherie (Installationsbauteile)	12	119	119
Pufferspeicher	3	33	33
Brauchwasserspeicher	5	45	45

Kostenpositionen	Kostenstruktur [% der gesamten Investitionskosten]	Investitionskosten ohne Umsatzsteuer [€/kW]	Umsatz [€/kW]
Schornstein	8	76	76
Installation etc.	-	86	86
Lieferung, Installation Inbetriebnahme	-	86	86
Summe	-	1.051	1.846

Weiterhin wird der Großhandel als Mittler zwischen Produktion und Endverbraucher eingefügt. Die Marge des Großhandels (Deutsche Bundesbank 2009b) verteilt sich über alle Anlagenkomponenten. Durch die Betrachtung des Großhandels wird zwischen Investitionskosten und erzeugten Umsätzen unterschieden.

3.11.1.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten werden ebenfalls aus FNR (2007b) ermittelt. Die Wartung des Kessels wird dort mit 3 % der Kesselkosten und die Wartung der Peripherie mit 1,5 % der Anschaffungskosten der Peripherie angesetzt. Bezogen auf die gesamten Investitions- und -nebenkosten ergibt sich daraus ein Wert von 1,7 % für die gesamte Wartung und Instandhaltung. Die anderen Werte werden als absolute Geldbeträge pro Jahr angegeben und wurden entsprechend als spezifische Werte bezogen auf die Investitions- und nebenkosten und ein kW entsprechend Tab. 3.76 umgerechnet. Diese werden alle als Netto-Kosten, d.h. ohne Umsatzsteuer ausgewiesen. Die Kosten für den Pelletbedarf errechnen sich aus dem Preis für Pellets von 220 €/t und der jährlich benötigten Menge von 6,5 t/a (FNR 2007b). Hinzugefügt werden Kosten für Versicherung (Böhnisch/ Kelm 2007).

Tab. 3.76: Betriebskosten von Biomasse-Kleinanlagen

Quelle: FNR (2007b), Böhnisch/ Kelm (2007)

Kostenpositionen	Betriebskosten ohne Umsatzsteuer [€/kW]	Kostenstruktur [% an gesamten Investitions- und -nebenkosten]
Wartung und Instandhaltung	18	2
Pelletbedarf	82	8
Versicherung	3	0,3
Emissionsmessung	5	0,5
Schornsteinfeger	2	0,2
Stromkosten	3	0,3
Summe	113	11

Die Positionen der Wartung und Instandhaltung werden jeweils aufgeteilt in Produktion Ersatzmaterial und Personalkosten der Wartung, welche hier 30 % betragen (BMU 2006). Von dem Kostenanteil der Ersatzmaterialproduktion wird jeweils anteilig die Marge des Großhandels abgezogen,

um den Handel in diesem Posten zu berücksichtigen. Ebenso wird der Großhandel beim Pelletbedarf eingefügt, womit sich die Position aufteilt in Pellethandel und Pelletproduktion.

Die Finanzierung der Anlage erfolgt zu 86 % aus Eigenkapital, welches in dieser Analyse nicht verzinst wird, und zu 14 % durch das Marktanreizprogramm (Nast et al. 2009). Es entstehen folglich keine weiteren Finanzierungskosten und keine weitere Wertschöpfung durch Finanzierung.

3.11.2 Gewinne

Für die Ermittlung der Gewinne in den einzelnen Wertschöpfungsstufen werden statistische Werte der zugehörigen Wirtschaftszweige herangezogen. Die Herstellung der Komponenten für eine Pelletanlage kann im Wesentlichen dem Wirtschaftszweig Maschinenbau zugeordnet werden. Die Durchschnittswerte der Branchenrentabilitäten für diesen Zweige liegen bei (Vor- und Nach-Steuer-Wert) 5,3 % bzw. 4 % (Deutsche Bundesbank 2009b). Es ergeben sich folgende Gewinne Tab. 3.77.

Tab. 3.77: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Biomasse-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Biomasse-Kleinanlagen	Vor-Steuer-Gewinne [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	65
Handel Anlagenkomponenten	22
Pelletkessel (inkl. Regelung)	19
Brennstoffaustrag	4
Pellet-Lager (4000kg)	5
Peripherie (Installationsbauteile)	7
Pufferspeicher	2
Brauchwasserspeicher	2
Schornstein	4
Installation (Lieferung, Montage, Inbetriebnahme)	7
Investitions- und -nebenkosten gesamt	72
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebskosten	6
Wartung und Instandsetzung	1
Pelletbedarf	4
Schornsteinfeger	0,2
Emissionsmessung	0,4
Stromkosten	0,2
Versicherung	0,2

3.11.3 Einkommenseffekte

Die Wertschöpfungsstufen Lieferung, Montage, Inbetriebnahme, Personalkosten der Wartung & Instandhaltung, Schornsteinfeger und Emissionsmessung sind als Dienstleistung modelliert mit Sachkostenanteilen von jeweils 10 % am Umsatz. Die Beschäftigung der übrigen Kategorien bestimmt sich aus den jeweiligen Werten zu den für den Wirtschaftszweig typischen Berufen mit deren Beschäftigten pro Umsatz und den Bruttojahresgehältern.

Die Zuordnung für die Produktion des Ersatzmaterials wird als Durchschnitt der relevanten Kategorien der Produktion gebildet.

Tab. 3.78: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Biomasse-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Biomasse-Kleinanlagen	Bruttobeschäftigungskosten gesamt [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	248
Handel Anlagenkomponenten	59
Pelletkessel (inkl. Regelung)	87
Brennstoffauftrag	18
Pellet-Lager	17
Peripherie (Installationsbauteile)	33
Pufferspeicher	8
Brauchwasserspeicher	11
Schornstein	14
Installation (Lieferung, Montage, Inbetriebnahme)	59
Investitions- und -nebenkosten gesamt	308
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebskosten	27
Wartung und Instandsetzung	7
Pelletbedarf	14
Schornsteinfeger	2
Emissionsmessung	4
Stromkosten	1
Versicherung	0,2

3.11.4 Steuern

Grundlage für die **Besteuerung der Unternehmensgewinne** bildet die Unterteilung nach Kapital- und Personengesellschaften, die nach den zugewiesenen Wirtschaftszweigen nach Statistisches Bundesamt (2010b) typisch ist.

Die Berechnung der spezifischen **Nettobeschäftigungskosten** pro kW erfolgt auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast am gewichteten Bruttojahreseinkommen nach Wertschöpfungsschritten und Berufsgruppen.

Im Gegensatz zu den EEG-vergüteten Anlagen muss der Betreiber die **Umsatzsteuer** tragen, da die private Nutzung der erzeugten Wärme im Vordergrund steht. An der Umsatzsteuer partizipiert auch die Kommune mit 2,2 %. Die gesamte Umsatzsteuer, die der Endkunde für die Investitions-, -nebenkosten und Betriebskosten zu entrichten hat, sowie der kommunale Anteil, ist in Tab. 3.79 aufgeführt.

Tab. 3.79: Spezifische Investitionskosten und Umsatzsteuer von Biomasse-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Biomasse Kleinanlagen	Exkl. USt [€/kW]	Inkl. USt [€/kW]	19 % USt [€/kW]	Kommuna- ler Anteil USt [€/kW]
Spezifische Investitionskosten [€/kW] (einmalig)	1.051	1.251	200	4
Betrieb [€/kW] (jährlich)	113	135	22	0,5

Die **Gewinnsteuern** werden ohne Ausschüttung der Gewinne an die Gesellschafter von Kapitalgesellschaften ausgewiesen (s. Tab. 3.80) und nach der allgemeinen Methodik ermittelt. Weiterhin sind in der Tabelle die kommunalen Steuereinnahmen aufgeführt, wobei die Berechnung nach der allgemeinen Methodik erfolgt. Neben den Gewerbesteuererinnahmen (netto), also ohne der Umlage, ist der Kommunalanteil an der Einkommensteuer sowie der kommunale Anteil an der Umsatzsteuer aufgeführt. Damit lassen sich die Nach-Steuer-Gewinne und die Nettobeschäftigungskosten berechnen. Die Ergebnisse sowie die gesamte kommunale Wertschöpfung sind ebenfalls in Tab. 3.80 aufgeführt.

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei den Biomasse Kleinanlagen im Verhältnis zu den Gesamtsteuern ohne Gewinnausschüttung (Gewerbe-, Körperschafts-, Einkommens- und Umsatzsteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investitionskosten auf 8 %. Dagegen vereinnahmen die Gemeinden aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb resultieren 7 %.

Tab. 3.80: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Biomasse-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewer- besteuer (netto)	Kommuna- lanteil an der Ein- kommen- steuer	Kommuna- lanteil an der Umsatz- steuer	Wert- schöp- fung gesamt *
Wertschöpfungsstufe	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Anlagenkomponenten	42	144	7	8	4	205
Handel Anlagenkomponenten	15	34	3	2	1	54
Pelletkessel (inkl. Regelung)	12	49	2	3	1	68

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewer- besteuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Kommu- nalanteil an der Umsatz- steuer	Wert- schöp- fung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Brennstoffaustrag	3	10	0,4	1	0,3	14
Pellet-Lager (4.000kg)	3	11	1	0,5	0,4	15
Peripherie (Installationsbauteile)	4	19	1	1	0,5	26
Pufferspeicher	1	5	0,2	0,3	0,1	6
Brauchwasserspeicher	2	6	0,3	0,4	0,2	9
Schornstein	2	9	0,5	0,4	0,3	12
Installation (Lieferung, Installa- tion, Inbetriebnahme)	6	35	1	2	0,4	44
Investitions- und -nebenkosten gesamt	47	179	8	10	4	249
Betriebskosten	4	15	1	1	0,4	20
Wartung und Instandsetzung	1	4	0,1	0,2	0,07	5
Pelletbedarf	2	9	0,5	0,4	0,3	11
Schornsteinfeger	0,1	1	0,02	0,06	0,01	1
Emissionsmessung	0,3	2	0,05	0,1	0,02	2
Stromkosten	0,2	0,3	0,03	0,02	0,01	0,50
Versicherung	0,1	0,1	0,02	0,008	0,01	0,2

3.11.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte der Kette „Biomasse-Kleinanlagen“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in den darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Dabei zeigt die erste Grafik die einmaligen sowie jährlichen Effekte, die zweite Grafik zeigt die über eine Laufzeit von 20 Jahren aggregierte Wertschöpfung.

Die Tabelle zeigt, dass durch die einmaligen Effekte der Investition- und -nebenkosten eine kommunale Wertschöpfung in Höhe von 250 Euro je kW generiert werden kann. Den größten Anteil haben hieran die Einkommenseffekte, gefolgt von den Gewinnen und den Steuern. Durch 100 installierte 15 kW-Pelletanlagen würde somit allein durch die Wertschöpfungsstufe Installation etc. (die durchaus in einer Kommune vollständig abgedeckt werden kann) eine Wertschöpfung in Höhe von ca. 66.000 Euro generiert. Die Produktion dieser 100 Anlagen generiert demnach eine kommunale Wertschöpfung von über 300.000 Euro.

Tab. 3.81: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte bei Biomasse-Kleinanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewer- besteuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Kommu- nalanteil an der Umsatz- steuer	Wert- schöp- fung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>						
Anlagenkomponenten	42	144	7	8	4	205
Installation etc.	6	35	1	2	0,4	44
<i>Jährliche Effekte</i>						
Betriebskosten	4	15	1	1	0,4	20
<i>Jährliche Effekte auf 20 Jahre hochgerechnet</i>						
Betriebskosten	73	298	13	14	9	406

Die jährlichen Wertschöpfungseffekte aus dem Betrieb der Anlage erreichen einen Wert von 20 Euro/kW. Über 20 Jahre betrachtet ergeben sich demzufolge über 400 Euro/kW. Nimmt man die kommunalen Wertschöpfungseffekte aus den ersten beiden, einmaligen Stufen der Investition und Installation hinzu, dann summieren sich die Effekte auf ca. 660 Euro je kW.

Für das Beispiel der 100 15 kW-Pelletanlagen ergibt sich demzufolge eine maximal erzielbare kommunale Wertschöpfung in Höhe von fast 1 Mio. Euro über 20 Jahre, wenn alle Wertschöpfungsschritte in einer Kommune angesiedelt wären. Ohne die Effekte aus der Produktion, die in einer durchschnittlichen Kommune nur in geringem Umfang auftreten werden, verbleiben immer noch fast 670.000 Euro an kommunaler Wertschöpfung. Die 100 Anlagen führen – ohne die Produktion – über die gesamte Laufzeit zu kommunalen Steuereinnahmen in Höhe knapp 60.000 Euro; im ersten Jahr des Betriebs sind es zuzüglich der Installation ca. 30.000 Euro.

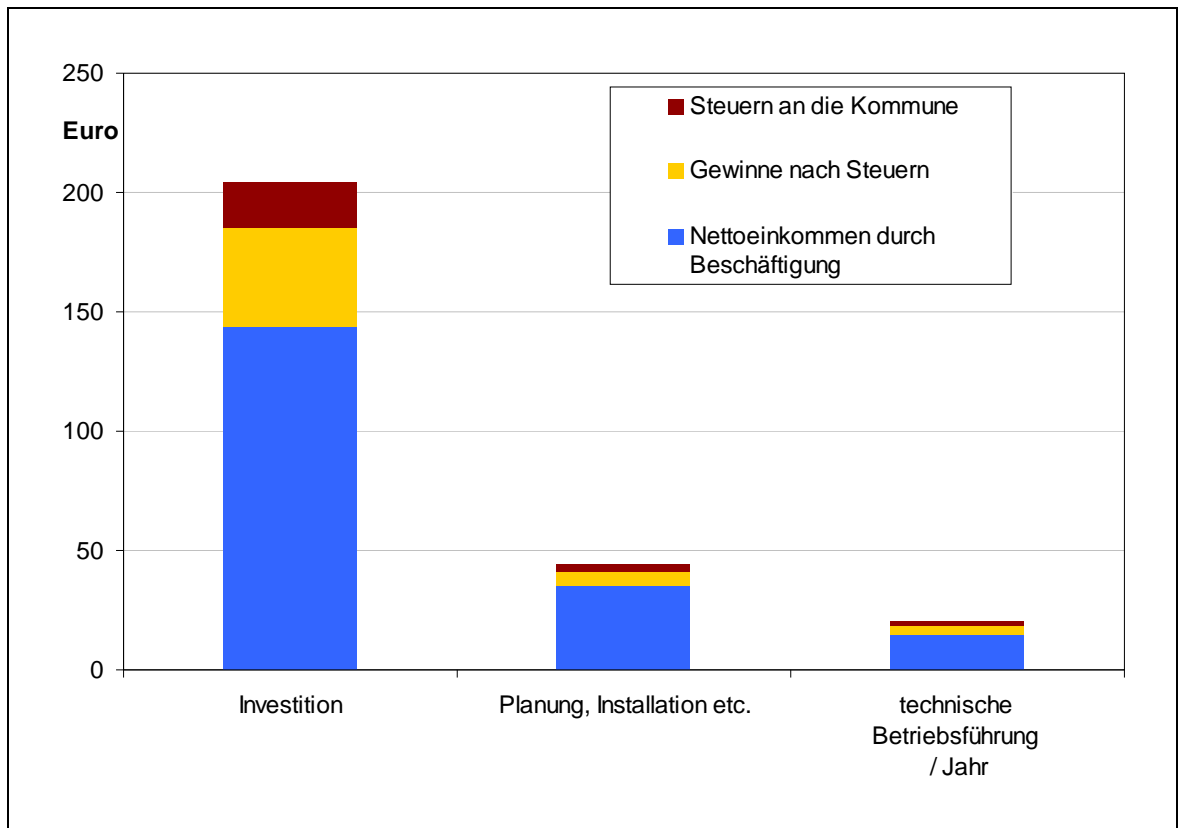


Abb. 3.23: Kommunale Wertschöpfung von Biomasse-Kleinanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009

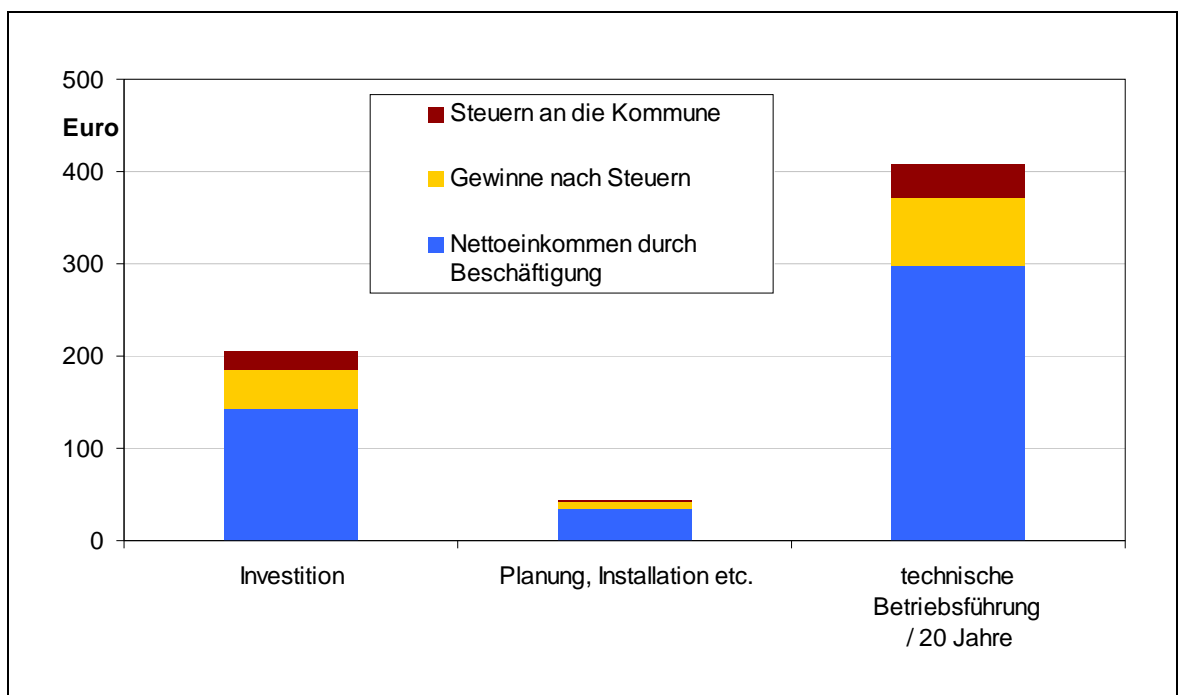


Abb. 3.24: Kommunale Wertschöpfung von Biomasse-Kleinanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

3.12 Biomasse-Großanlagen

Für die Wertschöpfungskette Biomasse-Großanlagen wurde als Referenzanlage eine 5 MW-Waldhackschnitzel-Anlage gewählt (CUTEC 2007). Die Vorgehensweise zur Bestimmung der Wertschöpfung erfolgt weitestgehend anhand der allgemeinen Methodik.

3.12.1 Kostenstruktur

3.12.1.1 Investitionskosten

Die in CUTEC (2007) gegebene Struktur der Investitionskosten für die Referenzanlage enthält keine Montagekosten. Daher werden diese berücksichtigt. Der Anteil der Montagekosten an den gesamten Investitionskosten wird, übereinstimmend mit Biogas-Großanlagen, auf 7 % festgelegt (vgl. Kap. 3.10.1).

Tab. 3.82: Investitions- und Investitionsnebenkostenstruktur von Biomasse-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Kostenposition	Kosten [€/kW]
Anlagenkomponenten	3.400
Bauteile	591
Nebenanlagen	107
Verbrennung	1.197
Mess-Steuer und Regelungstechnik	344
Abgasreinigung	310
Energieerzeugung	850
Montage	280
Planung / Projektierung	232
Planung	186
Gebühren	46
Grundstückskauf	36
von Kommune	7
von Privat	29
Investitions- und -nebenkosten gesamt	3.948

Die gesamten Investitionskosten betragen 19.740.000 € und somit 3.948 €/kW. Der Punkt Planung und Gebühren wird zu 80 % auf Planung und zu 20 % auf Gebühren aufgeteilt. Die Gebühren werden in der weiteren Analyse nicht betrachtet. Der Punkt Standort wird als Grundstückskauf modelliert, die Einnahmen gehen zu 20 % an die Kommunen und zu 80 % an Private.

3.12.1.2 Betriebskosten

Die Kosten für Wartung und Instandhaltung betragen 4 % der Investitionskosten jährlich (CUTEC 2007) und werden unterteilt in 30 % Personalkosten und 70 % Kosten für Ersatzmaterial (BMU 2006). Der Posten Versicherung, Verwaltung, Pacht wird auf 1 % der Investitionskosten bestimmt (Fichtner 2002) und jedem Punkt werden 0,4 % zugeordnet. Die Pachtzahlungen werden zu 20 % den Kommunen und zu 80 % Privaten zugeschrieben. Für die Personalkosten wird eine durchschnittliche Beschäftigtenzahl von 13 Personen angenommen, mit Kosten von 40.000 € pro Person im Jahr (Witt 2010). Die Kosten der Ascheentsorgung belaufen sich auf 0,1 % der Investitionskosten (FNR 2007c). Die Rücklagen für Rückbau werden auf 0,02 % der Investitionskosten jährlich geschätzt. Die Brennstoffkosten ermitteln sich aus dem jährlichen Brennstoffverbrauch von 29.411 € und den Kosten für Waldhackschnitzel von 30 €/t frei Feldrand. Es ergeben sich Brennstoffkosten von 4 % der Investitionskosten jährlich. Der Brennstofftransport wird mithilfe des Brennstoffverbrauchs und den durchschnittlichen Transportkosten von 22 €/t ermittelt. Die Logistikkosten belaufen sich somit auf 3 % der Investitionskosten.

Die Finanzierung der Anlage wird zu 70 % über Fremdkapital realisiert, welches mit 4 % (IE Leipzig 2004) über 20 Jahre Laufzeit verzinst wird. Die jährlichen Zinszahlungen betragen 62 €/kW. Die Abgaben an die Komplementär-GmbH belaufen sich auf 37 €/kW, wovon 36 €/kW Kosten für die Geschäftsführung darstellen und 1 €/kW Haftungsvergütung. Die jährlichen Abschreibungen über 20 Jahre Laufzeit betragen 197 €/kW (lineare Abschreibung).

Tab. 3.83: Betriebskosten von Biomasse-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Kostenposition	Kosten [€/kW]
Betriebskosten	904
Instandhaltung	140
Verwaltung	16
Personalbedarf	104
Brennstoffe	174
Transport	129
Ascheentsorgung	4
Rückbau	1
Versicherung	16
Pacht	16
an Kommune	3
an Privat	13
Betriebsmittel	8
Geschäftsführung (Komplementär-GmbH)	36
Haftungsvergütung	1
Fremdkapitalzinsen (Banken)	62
Abschreibungen	197

3.12.2 Gewinne

Für die Ermittlung der **Unternehmensgewinne** der einzelnen Wertschöpfungsschritte werden statistische Werte der zugehörigen Wirtschaftszweige herangezogen. Diese sind z.B. für die Komponenten zur Verbrennung, Nebenanlagen und Abgasreinigung der Wirtschaftszweig Maschinenbau. Die Ermittlung der Unternehmensgewinne erfolgt nach der allgemeinen Methodik.

Die Substratkosten werden in der Wertschöpfungsbetrachtung nicht weiter verfolgt, da von der Annahme ausgegangen wird, dass durch die Substratbereitstellung keine zusätzliche Wertschöpfung entsteht, sondern lediglich der Anbau anderer Futter- oder Lebensmittel substituiert werden. Ebenso werden Planungsgebühren und sonstige Kosten in der weiteren Betrachtung vernachlässigt.

Der Fremdkapitalzinssatz durch **Fremdkapital** wird nach IE Leipzig (2004) auf 4 % festgesetzt. Bei einer Laufzeit von 20 Jahren beträgt die durchschnittliche Restschuld 1.623 €/kW. Daraus ergibt sich ein Vor-Steuer-Gewinn durch die Finanzierung von 11 €/kW.

Bei der **Betreibergesellschaft** wird von einer GmbH und Co. KG ausgegangen. Der Vor-Steuer-Gewinn berechnet sich aus den Einkünften der EEG-Vergütung abzüglich der Betriebskosten.

Die Grundvergütung für die Biomasse-Großanlage beträgt 0,1167 €/kW von 0 bis 150 kW Leistung und 0,0918 €/kW von 151 kW bis 500 kW Leistung sowie 0,0825 €/kW von 501 kW bis 5000 kW Leistung (E 2008; EEG 2009). Zusätzlich erhält der Betreiber den NawaRo-Bonus von 0,06 €/kW im Bereich von 0 bis 500 kW Leistung sowie 0,04 € von 501 kW bis 5000 kW Leistung. Die Gesamtvergütung beläuft sich unter Beachtung des Leistungsanteils in den jeweiligen Vergütungskategorien auf 0,1262 €/kW. Die Anzahl der Volllaststunden pro Jahr wird auf 8.000 festgelegt (DBFZ 2009). Zusammen ergeben sich jährliche Einnahmen durch EEG-Vergütung von 1.009 €/kW. Die Betriebskosten betragen 904 €/kW im Jahr. Die Komplementär-GmbH erhält eine Haftungsvergütung von 1 €/kW im Jahr. Daraus resultiert ein Vor-Steuer-Gewinn von 105 €/kW. Die jährliche Eigenkapitalrendite der Kommanditisten nach Zahlung der Gewerbesteuer beläuft sich auf 11 %.

Tab. 3.84: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Biomasse-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Biogas-Großanlagen	Vor-Steuer-Gewinne [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	165
Bauteile	28
Nebenanlagen	6
Verbrennung	63
Mess-Steuer und Regelungstechnik	22
Abgasreinigung	16
Energieerzeugung	30
Montage	22
Planung / Projektierung	15
Grundstückskauf	36

Wertschöpfungsstufen Biogas-Großanlagen	Vor-Steuer-Gewinne [€/kW]
von Kommune	7
von Privat	29
Investitions- und -nebenkosten gesamt	239
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebskosten	46
Instandhaltung	8
Brennstoffe	5
Transport	4
Ascheentsorgung	0,3
Rückbau	0,04
Versicherung	1
Pacht	16
an Kommune	3
an Privat	13
Banken (Finanzierung durch Fremdkapital)	11
Betreibergesellschaft	106
Haftungsvergütung	1
Brutto-Gewinn der KG	105

3.12.3 Einkommenseffekte

Die Wertschöpfungsschritte Planung & Projektierung, Transport, Ascheentsorgung und Rückbau sind als reine Dienstleistung modelliert, mit Sachkostenanteilen von jeweils 20 % am Umsatz. Montage, Verwaltung und Personalkosten der Wartung & Instandhaltung sind als Dienstleistung modelliert, mit Sachkostenanteilen von jeweils 10 % am Umsatz.

Die Beschäftigung der übrigen Kategorien bestimmt sich aus den jeweiligen Werten zu den Beschäftigten pro Euro Umsatz und den Bruttojahresgehältern. Für die reinen Dienstleistungen wird ein Abschlag für den Arbeitgeberanteil der Sozialversicherung vorgenommen. Die Zuordnung für die Produktion des Ersatzmaterials wird als Durchschnitt der relevanten Kategorien der Produktion gebildet.

Die Abgaben der KG an die Komplementär-GmbH betragen 37 €/kW. Davon sind 1 €/kW Haftungsvergütungen und 36 €/kW Kosten für die Geschäftsführung. Nach Abzug des Arbeitgeberanteils zur Sozialversicherung bleiben 31 €/kW an Bruttobeschäftigungskosten für die Geschäftsführung.

Tab. 3.85: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Biomasse-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Biomasse-Großanlagen	Bruttobeschäftigungskosten gesamt [€/kW]
<i>Einmalige Effekte</i>	
Anlagenkomponenten	904
Bauteile	179
Nebenanlagen	26
Verbrennung	293
Mess-Steuer und Regelungstechnik	97
Abgasreinigung	76
Energieerzeugung	233
Montage	195
Planung / Projektierung	117
Investitionskosten gesamt	1.216
<i>Jährliche Effekte</i>	
Betriebskosten	311
Instandhaltung	55
Verwaltung	13
Personalbedarf	87
Brennstoffe	23
Transport	84
Ascheentsorgung	2
Rückbau	1
Versicherung	1
Geschäftsführung (Komplementär-GmbH)	31
Banken (Finanzierung durch Fremdkapital)	14

3.12.4 Steuern

Grundlage für die **Besteuerung der Unternehmensgewinne** bildet die Unterteilung nach Kapital- und Personengesellschaften, die nach den zugewiesenen Wirtschaftszweigen nach Statistisches Bundesamt (2010b) typisch ist.

Die Berechnung der Nettobeschäftigungskosten pro kW erfolgt auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast am gewichteten Bruttojahreseinkommen nach Wertschöpfungsschritt und Berufsgruppen.

Die Gewinnsteuern werden ohne Ausschüttung der Gewinne an die Gesellschafter von Kapitalgesellschaften ausgewiesen und nach der allgemeinen Methodik ermittelt. Weiterhin sind die kom-

munalen Steuereinnahmen aufgeführt, wobei die Berechnung nach der allgemeinen Methodik erfolgt. Neben den Gewerbesteuererinnahmen (netto) ist der Kommunalanteil an der Einkommenssteuer abgebildet.

Darüber hinaus ist hinsichtlich der Biomasse Großanlagen anzumerken, dass infolge des partiellen Grundstückszukaufs Grunderwerbssteuer zu entrichten ist, die wiederum in den Gewinnsteuern Berücksichtigung findet. Es wird ein Grunderwerbssteuersatz von 3,5 % angenommen, die in den meisten Bundesländern außer in Berlin, Hamburg und Sachsen-Anhalt (dort 4,5 %) in der Höhe erhoben werden. Bei der Grunderwerbssteuer handelt es sich um eine Landessteuer, an der die Gemeinden ausschließlich im Rahmen des kommunalen Finanzausgleichs partizipieren. Aufgrund der unterschiedlichen länderspezifischen Zuweisungen wird die Grunderwerbssteuer nicht in den Kommunalsteuern ausgewiesen. In Bezug auf die Pachtzahlen wird davon ausgegangen, dass 80 % auf die Kommunen entfallen und die übrigen 20 % landwirtschaftlichen Betrieben zuzuordnen sind. Letztere unterliegen der Einkommensteuer, wobei die Summe der Einkünfte des landwirtschaftlichen Betriebes die steuerliche Bemessungsgrundlage abbildet. Die Berechnung der Einkommensteuer für die Pachteinnahmen aus der Nutzung von Biomasse Großanlagen erfolgt auf Basis des Eingangssteuersatzes (14 %) zuzüglich Solidaritätszuschlag und Kirchensteuer, da die Einkünfte landwirtschaftlicher Betriebe niedrig einzustufen sind (DBV 2009).

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei den Biomasse Großanlagen im Verhältnis zu den Gesamtsteuern ohne Gewinnausschüttung (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommensteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investitionskosten auf 18 %. Dagegen vereinnahmen die Gemeinden aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb einschließlich der Steuerzahlungen der Betreibergesellschaft resultieren 23 %.

Tab. 3.86: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Biomasse Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöp- fung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
Anlagenkomponenten	108	515	19	31	673
Bauteile	18	103	3	6	130
Nebenanlagen	4	15	1	1	20
Verbrennung	41	166	7	10	225
Mess-Steuer und Rege- lungstechnik	14	55	3	3	75
Abgasreinigung	11	43	2	3	58
Energieerzeugung	20	133	3	8	164
Montage	15	113	3	6	136
Planung / Projektierung	10	66	2	4	81
Grundstückskauf	35	-	-	-	35
von Kommune	7	-	-	-	7

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöp- fung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
von Privat	28	-	-	-	28
Investitions- und -nebenkosten gesamt	167	694	23	41	925
Betriebskosten	33	171	3	7	214
Instandhaltung	5	32	1	2	40
Verwaltung	3	8	-	0,4	8
Personalbedarf	-	52	-	2	54
Brennstoffe	3	15	0,6	1	19
Transport	2	54	0,4	2	58
Ascheentsorgung	0,2	1	0,04	0,1	2
Rückbau	0,02	0,4	0,00	0,02	0,4
Versicherung	1	1	0,09	0,04	1
Pacht	14	-	-	0,3	14
an Kommune	3	-	-	-	3
an Privat	11	-	-	0,3	11
Banken (Finanzierung durch Fremdkapital)	8	8	1	1	17
Betreiber-gesellschaft	74	17	12	3	107
Geschäftsführung (Komple- mentär-GmbH)		17		1	18
Haftungsvergütung	1	-	-	-	1
Brutto-Gewinn der KG	73	-	12	2	88

3.12.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte der Kette „Biogas-Kleinanlagen“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in den darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Dabei zeigt die erste Grafik die einmaligen sowie jährlichen Effekte, die zweite Grafik zeigt die über eine Laufzeit von 20 Jahren aggregierte Wertschöpfung.

Die nachfolgende Tabelle zeigt, dass durch die einmaligen Effekte der Investition sowie aller Investitionsnebenkosten eine kommunale Wertschöpfung in Höhe von 630 Euro bzw. 250 Euro je kW generiert werden kann. Den größten Anteil haben hieran die Einkommenseffekte, gefolgt von den Gewinnen und den Steuern. Durch eine 5 MW -Biomasseanlage würde somit allein durch die Wertschöpfungsstufe Planung, Installation etc. (die durchaus in einer Kommune vollständig abgedeckt werden kann) eine Wertschöpfung in Höhe von ca. über 1,2 Mio. Euro generiert. Die Produktion dieser Biogasanlage generiert demnach eine kommunale Wertschöpfung über 3,3 Mio. Euro.

Tab. 3.87: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Biomasse-Großanlagen

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW
<i>Einmalige Effekte</i>					
Anlagenkomponenten	108	515	19	31	673
Planung, Installation, etc.	59	179	4	10	252
<i>Jährliche Effekte</i>					
Betriebskosten	33	171	3	7	215
Betreiber-gesellschaft	74	17	12	3	107
<i>Jährliche Effekte auf 20 Jahre hochgerechnet</i>					
Betriebskosten	661	3.416	68	149	4.295
Betreiber-gesellschaft	1.483	343	239	68	2.133

Die jährlichen Wertschöpfungseffekte aus dem technischen und finanziellen Betrieb der Anlage erreichen einen Wert von 320 Euro/kW. Über 20 Jahre betrachtet ergeben sich demzufolge fast 6.500 €/kW. Der mit Abstand deutlich größte Anteil entfällt hierbei auf die Beschäftigung. Nimmt man die kommunalen Wertschöpfungseffekte aus den ersten beiden, einmaligen Stufen der Investition und Installation hinzu, dann summieren sich die Effekte auf ca. 7.300 €/kW.

Für das Beispiel der 5 MW-Biomasse-Anlagen ergibt sich demzufolge eine maximal erzielbare kommunale Wertschöpfung in Höhe von über 36 Mio. Euro, wenn alle Wertschöpfungsschritte in einer Kommune angesiedelt sind. Ohne die Effekte aus der Produktion, die in einer durchschnittlichen Kommune nur in geringem Umfang auftreten werden, verbleiben immer noch mehr als 33 Mio. Euro. Die Biomasse führt – ohne die Produktion – über die gesamte Laufzeit zu kommunalen Steuereinnahmen in Höhe von 2,7 Mio. €, im ersten Jahr des Betriebs sind es zuzüglich der Installation 250.000 €

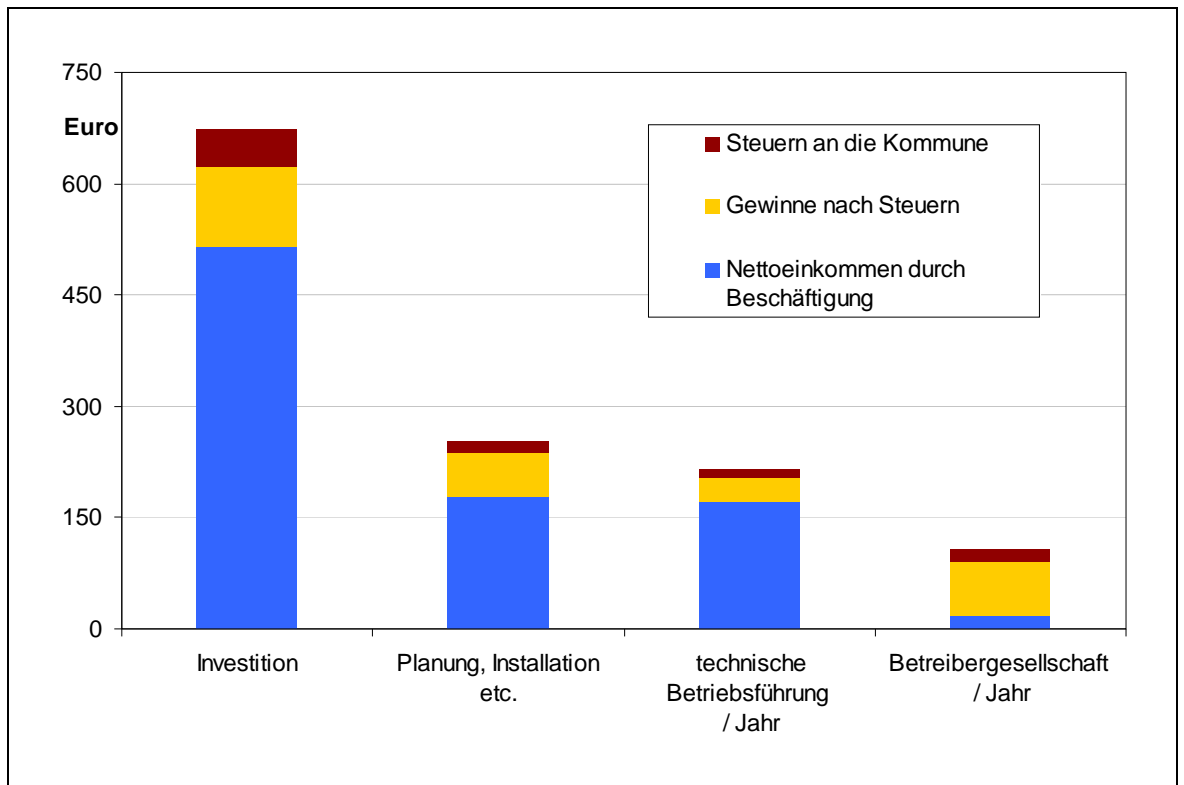


Abb. 3.25: Kommunale Wertschöpfung von Biomasse-Großanlagen, einmalige und jährliche Effekte, 2009

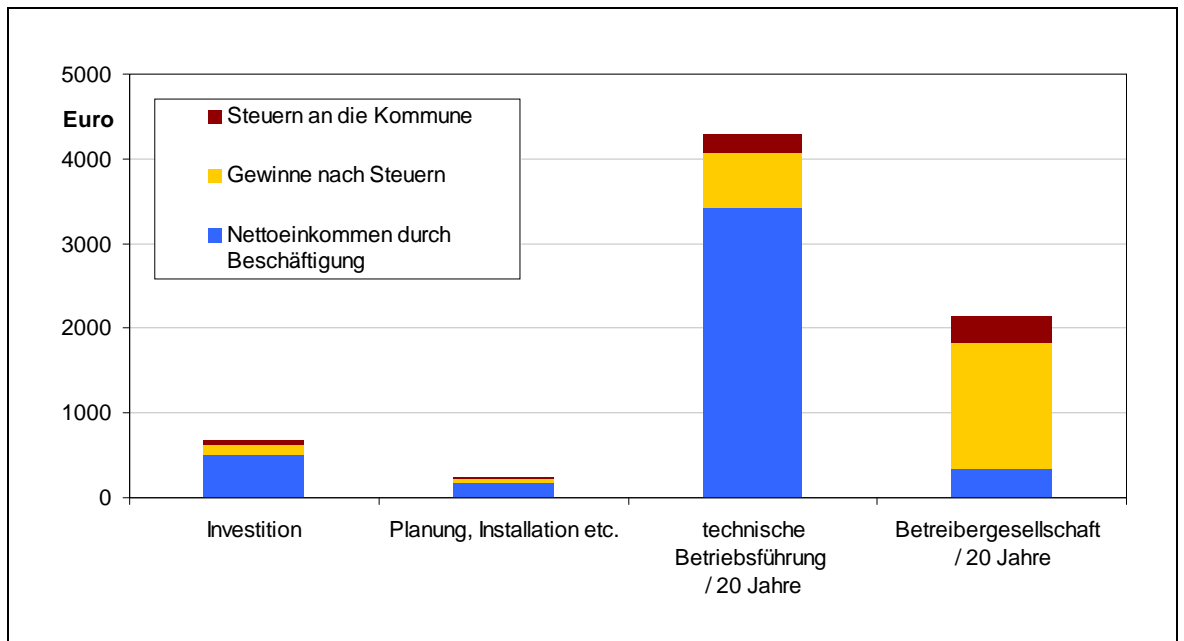


Abb. 3.26: Kommunale Wertschöpfung von Biomasse-Großanlagen über 20 Jahre Anlagenlaufzeit

3.13 Pflanzenöl

Pflanzenöl als Endenergieträger für Mobilität hat in den letzten Jahren an Bedeutung verloren. Doch neben der direkten Nutzung als Kraftstoff ist die Herstellung von Pflanzenöl wichtige Vorstufe zur Aufbereitung von Biodiesel. Die Betrachtung der Herstellungskosten und aller Wertschöpfungsaspekte bei den Biokraftstoffen findet im Unterschied zu den vorherigen Wertschöpfungsketten nicht pro installierter Leistung sondern pro 1.000 Liter hergestelltem Kraftstoff statt. Damit werden die Investitions- und -nebenkosten anteilig über die Abschreibung auf den hergestellten Kraftstoff umgelegt. Die übrige Vorgehensweise zur Ermittlung der Wertschöpfung findet nach den allgemeine Methode statt.

3.13.1 Kostenstruktur

3.13.1.1 Investitionskosten

Als Grundlage für die Berechnung dient die jährlich produzierte Ölmenge einer dezentralen Ölmühle mit 750 t Saatverarbeitung im Jahr, welche 269.022 l beträgt (FNR 2007a). Daher werden von den Investitionskosten nur die jährlichen Abschreibungsbeträge berücksichtigt. Die Abschreibung erfolgt zu 7,14 % pro Jahr (FNR 2007a), damit beträgt der Zeitraum der Abschreibung genau 14 Jahre. Es ergeben sich folgende Investitions- und -nebenkosten (Tab. 3.88).

Tab. 3.88: Investitions- und Investitionsnebenkostenstruktur von Pflanzenöl

Quelle: FNR (2007a)

Kostenpositionen	Investitionskosten [€]	Investitionskosten, jährliche Abschreibungen [€]
Anlage	155.595	11.114
Ausrüstung	69.535	4.967
Gebäude	86.060	6.147
Investitionsnebenkosten	9.357	675
Erschließung	4.345	310
Baunebenkosten	5.112	365
Investitions- und -nebenkosten gesamt	165.052	11.789

3.13.1.2 Betriebskosten

Bis auf die Stromkosten werden die Betriebskosten vollständig nach FNR (2007a) bestimmt. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung werden aufgefächert in einen Personalkostenanteil von 30 % und einen Anteil des Ersatzmaterials von 70 % (BMU 2006). Bei den Energiekosten wird der Eigenstromverbrauch von 70.000 kWh im Jahr (FNR 2007a) multipliziert mit einem Strompreis von 0,1386 €/kWh nach eigener Schätzung.

Die Finanzierung der Anlage findet zu 50 % durch Fremdkapital und 50 % durch Eigenkapital statt. Der effektive Kreditzins beträgt 6 % p.a. (FNR 2007a) und die Kreditlaufzeit entspricht dem Zeit-

raum der Anlagenabschreibung von 14 Jahre. Damit stellen die jährlichen Abschreibungen auch die durchschnittlichen Rückzahlungen auf das eingesetzte Eigen- und Fremdkapital dar. Die durchschnittlichen Zinskosten betragen 2.984 € im Jahr. Die jährlichen Rohstoffkosten werden ebenfalls zu 50 % kreditfinanziert. Die Laufzeit der Rohstoffkredite wird allerdings auf nur ein Jahr angesetzt. Die Tilgung ist somit in den Rohstoffkosten enthalten. Bei einem Zinssatz von 6 % effektiv p.a. entstehen Zinskosten für die Rohstoffbeschaffung von 6.300 € im Jahr.

Die Rohstoffkosten werden in der weiteren Wertschöpfungsbetrachtung nur als Kosten, nicht aber als zur Wertschöpfung beitragend angesehen, da unterstellt wird, dass der Rohstoffanbau als Substitut zu anderen landwirtschaftlichen Produkten fungiert und daher keine zusätzliche Wertschöpfung generiert wird. Die Betriebsmittel werden ebenfalls nicht weiter berücksichtigt, da die Zusammensetzung der Position unbekannt und die Position an sich von sehr geringer Größe ist. Tab. 3.89 gibt eine Übersicht über die ermittelten Betriebskosten.

Tab. 3.89: Betriebskosten von Pflanzenöl

Quelle: FNR (2007a), Eigene Berechnung

Kostenpositionen	Betriebskosten [€]
Instandhaltung	3.301
Versicherung	825
Energiekosten	9.702
Betriebsmittel	3.500
Lohn-/Verwaltungskosten	4.688
Rohstoffkosten	210.000
Zinsen Anlagenfinanzierung	2.984
Zinsen Rohstofffinanzierung	6.300
Gesamt	253.090

Auf 1.000 Liter produzierten Öls gerechnet betragen die Kosten 941 €/l. Zusätzlich soll der Verkauf des Pflanzenöls an der Tankstelle modelliert werden. Die Marge der Tankstellen macht durchschnittlich 0,02 €/l aus (Sorge 2010), stellt jedoch keine Kosten für den Ölmühlenbetreiber, sondern für den Endverbraucher dar und muss deshalb getrennt betrachtet werden. Bei einem Preis ab Ölmühle von 0,664 €/l (vgl. 3.13.2) entsteht ein Umsatz des Handels von 0,684 €/l. In Tab. 3.90 sind die jährlichen Kosten und Umsätze pro 1.000 Liter produzierten Öls dargestellt.

Tab. 3.90: Jährliche Kosten und Umsätze pro 1.000 Liter produzierten Pflanzenöls

Quelle: Eigene Berechnung

Kostenpositionen	Jährliche Kosten [€/1.000 l]	Jährliche Umsätze [€/1.000 l]
Investitions- und -nebenkosten	44	44
Ausrüstung	18	18
Gebäude	23	23
Erschließung	1	1

Kostenpositionen	Jährliche Kosten [€/1.000 l]	Jährliche Umsätze [€/1.000 l]
Baunebenkosten	1	1
Betriebskosten	897	897
Instandhaltung	12	12
Energiekosten	36	36
Lohn-/Verwaltungskosten	17	-
Versicherung	3	3
Rohstoffkosten	781	781
Betriebsmittel	13	13
Finanzierung	35	35
Zinsen Anlagenfinanzierung	11	-
Zinsen Rohstofffinanzierung	23	-
Handel Pflanzenöl	-	684

3.13.2 Gewinne

Für die Ermittlung der **Unternehmensgewinne** der einzelnen Wertschöpfungsschritte werden statistische Werte der zugehörigen Wirtschaftszweige herangezogen. Die Umsatzrenditen der Punkte Ausrüstung und Materialkosten der Instandhaltung werden als Durchschnitte der Renditen der Wirtschaftszweige Maschinenbau, Elektrotechnik und Mess-, Steuer- und Regelungstechnik gebildet. Die Lohn- und Verwaltungskosten werden in der Gewinnbetrachtung ausgeklammert, weil diese nur Beschäftigungskosten der Betreibergesellschaft darstellen und somit keine Gewinne erzeugen.

Die **Finanzierung der Anlage** findet zu 50 % über Fremdkapital statt. Der Zinssatz beträgt 6 % und die Laufzeit 14 Jahre. Die durchschnittliche Restschuld beträgt 49.731 €. Dies entspricht 185 €/1.000 l entspricht. Die Marge der Banken von 1,7 % entspricht 3,14 €/1.000 l.

Die Finanzierung der Rohstoffkosten wird ebenfalls zu 50 % durch Fremdkapital bestritten. Der Zinssatz ist dabei ebenfalls 6 % effektiv p.a., der Kredit jedoch schon nach einem Jahr wieder getilgt. Die durchschnittliche Restschuld entspricht daher der Hälfte der jährlichen Rohstoffkosten. Bezogen auf den Liter produzierten Öls entsteht eine Bankmarge von 7 €/1.000 l.

Zur Ermittlung des Gewinns der **Betreibergesellschaft** werden neben den beschriebenen Kosten auch Einnahmen durch den als Nebenprodukt entstehenden Presskuchen berücksichtigt, welcher weiterverkauft werden kann und dadurch Einnahmen von einem Drittel der gesamten Herstellungskosten in Höhe von 313 €/1.000 l (FNR 2007a) erbringt. Der Gewinn des Betreibers wird mit 3,7 % des Umsatzes geschätzt, was den durchschnittlichen Umsatzrenditen des Ernährungsgewerbes, der Kategorie unter die die Herstellung von Pflanzenölen einzuordnen ist (Deutsche Bundesbank 2009b). Abzüglich des Gewinns von 12 €/1.000 l bleiben Einnahmen durch den Presskuchenverkauf von 301 €/1.000 l, welche, subtrahiert von den gesamten Herstellungskosten von 941 €/1.000 l, die Kosten der Ölherstellung von 640 €/1.000 l ergeben. Bei einer Umsatzrendite von 3,7 % muss der Preis ab Ölmühle 664 €/1.000 l betragen, um Gewinne von 25 €/1.000 l zu erzeugen. Die Gewinne der Betreiber sind folglich die Summe der Gewinne aus dem Verkauf des Presskuchens und des Öls in Höhe von 36 €/1.000 l. Die hier betrachtete Betreibergesellschaft

wird zur Hälfte als Kapital- und zu Hälfte als Personengesellschaft modelliert, da beide Formen in vertreten sind.

Der Gewinn des **Handels** bestimmt sich aus der Aufteilung der Handelsmarge von 20 €/1.000 l (Sorge 2010). Als Bestandteile der Marge werden Personalaufwand, übrige Kosten und der Vor-Steuer-Gewinn betrachtet, welche 41 %, 48 % und 11 % ausmachen. Daraus folgt ein Vor-Steuer-Gewinn des Handels von 2 €/1.000 l.

Tab. 3.91: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Pflanzenöl

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Pflanzenöl	Vor-Steuer-Gewinne [€/1.000 l]
Investitions- und -nebenkosten	2
Ausrüstung	1
Gebäude	1
Erschließung	0,05
Baunebenkosten	0,1
Betriebskosten	9
Instandhaltung	0,7
Energiekosten	3
Versicherung	0,2
Finanzierung durch Fremdkapital Anlage	1
Finanzierung durch Fremdkapital Rohstoffe	4
Betreibergesellschaft	36
Handel Pflanzenöl	2

3.13.3 Einkommenseffekte

Die Berechnung der jeweiligen Einkommenseffekte erfolgt nach der allgemeinen Vorgehensweise ausgehend von den ermittelten Umsätzen je Stufe. Im Fall von Stufen mit Produktionsanteil erfolgt die Ermittlung der Einkommen über die statistischen Kenngrößen „Beschäftigte pro Umsatz“ sowie die Bruttojahreseinkommen relevanter Berufsgruppen.

Die Wertschöpfungsstufe **Baunebenkosten** wird als Dienstleistung modelliert, mit Sachkostenanteilen von jeweils 20 % am Umsatz. Personalkosten der Wartung & Instandhaltung sind als Dienstleistung modelliert, mit Sachkostenanteilen von jeweils 10 % am Umsatz. Für die reinen Dienstleistungen wird ein Abschlag für den Arbeitgeberanteil der Sozialversicherung vorgenommen.

Die Zuordnung für die Produktion des Ersatzmaterials wird als Durchschnitt der relevanten Kategorien der Produktion gebildet.

Die Bruttobeschäftigung des **Handels** ergibt sich aus dem prozentualen Anteil des Personalaufwands von 41 % an der Handelsmarge von 20 €/1.000 l, abzüglich des Arbeitgeberanteils zur Sozialversicherung.

Tab. 3.92: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Pflanzenöl

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Pflanzenöl	Einkommenseffekte gesamt [€1.000 l]
Investitions- und -nebenkosten	13
Ausrüstung	5
Gebäude	7
Erschließung	0,1
Baunebenkosten	1
Betriebskosten	31
Instandhaltung	5
Energiekosten	8
Lohn-/Verwaltungskosten	15
Versicherung	0,2
Finanzierung durch Fremdkapital Anlage	2
Finanzierung durch Fremdkapital Rohstoffe	2
Handel Pflanzenöl	7

3.13.4 Steuern

Grundlage für die **Besteuerung der Unternehmensgewinne** bildet die nach Statistisches Bundesamt (2010b) geltende Unterteilung nach Kapital- und Personengesellschaften in den für Pflanzenöl relevanten Wertschöpfungsstufen. Im Gegensatz zu den übrigen Energiearten wird bei den Produzenten von Pflanzenöl jeweils zur Hälfte von Personen- und Kapitalgesellschaften ausgegangen (Agrifinder 2010; Tankhexe 2010).

Die Berechnung der spezifischen **Nettobeschäftigungskosten** pro 1.000 l erfolgt auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast am gewichteten Bruttojahreseinkommen nach Wertschöpfungsschritt und der nach den Wirtschaftszweigen zugeordneten Berufsgruppen.

Die **Gewinnsteuern** werden ohne Ausschüttung der Gewinne an die Gesellschafter von Kapitalgesellschaften ausgewiesen (s. Tab. 3.93) und nach der allgemeinen Methodik ermittelt. Weiterhin sind die kommunalen Steuereinnahmen aufgeführt, wobei die Berechnung nach der allgemeinen Methodik erfolgt. Neben den Gewerbesteuererinnahmen (netto) ist der Kommunalanteil an der Einkommensteuer abgebildet.

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei Pflanzenöl im Verhältnis zu den Gesamtsteuern ohne Gewinnausschüttung (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommensteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investitionskosten auf 18 %. Dagegen vereinnahmen die Gemeinden aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb einschließlich der Steuerzahlungen des Herstellers und dem Handel von Pflanzenöl resultieren 31 %.

Tab. 3.93: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Pflanzenöl

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsschritt	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l
Investitions- und -nebenkosten	1	8	0,2	0,4	10
Ausrüstung	1	3	0,1	0,2	4
Gebäude	1	5	0,1	0,2	5
Erschließung	0,03	0,07	0,01	0,0	0,1
Baunebenkosten	0,07	1	0,01	0,04	1
Betriebskosten	6	18	1	1	26
Instandhaltung	0,5	3	0,08	0,2	4
Energiekosten	2	4	0,3	0,3	7
Lohn-/Verwaltungskosten	-	9	-	0,4	9
Versicherung	0,1	0,1	0,02	0,01	0,3
Finanzierung	4	2	1	0,1	7
Gesamte Herstellungs- kosten	8	26	1	1	36
Betreibergesellschaft	23	-	4	0,4	27
Handel Pflanzenöl	1	4	0,2	0,2	6

3.13.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte „Pflanzenöl“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in der darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Wegen der Bezugsgröße 1.000 l produzierten Pflanzenöls entfällt die Darstellung für eine Laufzeit von 20 Jahren.

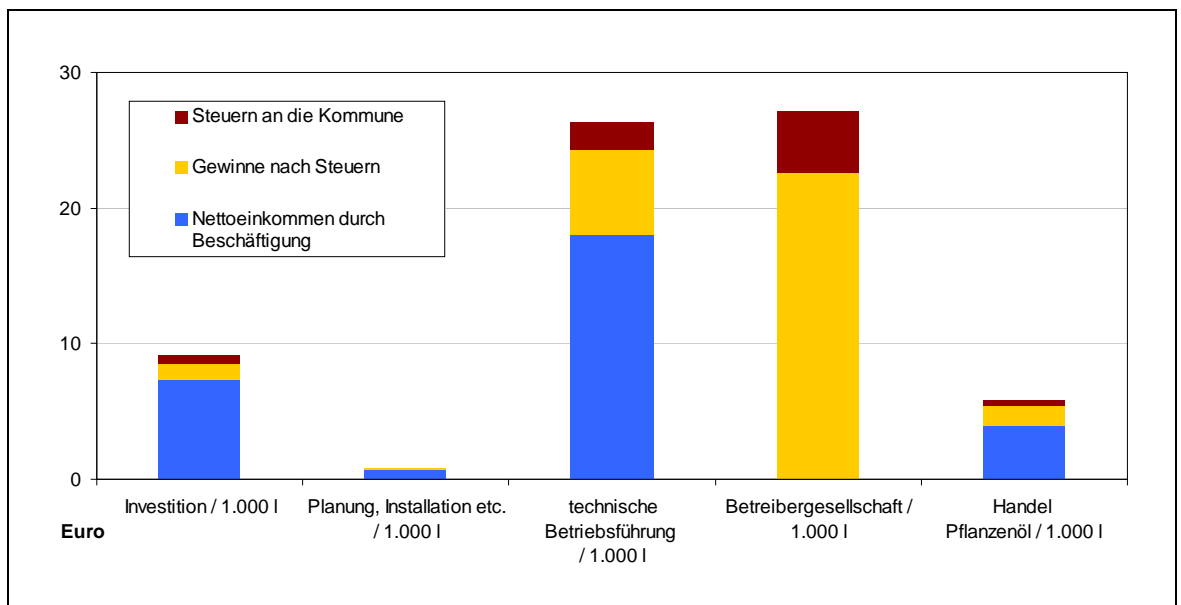
Die nachfolgende Tabelle zeigt, dass durch die einmaligen Effekte der Investition sowie aller Investitionsnebenkosten bezogen auf die produzierte Menge von 1.000 l nicht mehr deutlich ins Gewicht fällt, wenngleich die Wirkung natürlich im Jahr der Errichtung der Anlage eine große Wertschöpfung hervorruft. Die größten Positionen sind die Wertschöpfung aus den Betriebskosten und der Betreibergesellschaft. Während die Wertschöpfung bei den Betriebskosten vor allem auf die Einkommenseffekte in Höhe von 18 €/1.000 l zurückzuführen sind, sind es bei der Betreibergesellschaft die Gewinne, die mit 23 €/1.000 l stark ins Gewicht fallen. Aber auch durch den Handel, der auf kommunaler Ebene flächendeckend ansässig ist, beträgt die Wertschöpfung immerhin noch 6 €/1.000 l, wovon 4 €/1.000 l auf die Einkommenseffekte zurückzuführen sind.

Tab. 3.94: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte bei Pflanzenöl

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsstufe	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l
Anlagenkomponenten	1	7	0,2	0,4	9
Investitionsnebenkosten	0,1	1	0,02	0,04	1
Betriebskosten	6	18	1	1	26
Betreibergesellschaft (inkl. Betriebspersonal)	23	0	4	1	27
Handel Pflanzenöl	1	4	0,2	0,2	6

Für die Beispielanlage mit einer Produktionskapazität von 270.000 l Pflanzenöl pro Jahr ergäbe sich durch den Betrieb der Anlage eine Wertschöpfung von über 14.000 €/a, wovon über die Hälfte auf die Gewinne des Betreibers zurückzuführen sind. Aus den Einkommen resultieren fast 5.000 €, die kommunalen Steuern betragen fast 2.000 €. Durch den Bau der Anlage entstehen im Jahr der Errichtung gut 37.000 € Wertschöpfung, davon entfallen über 30.000 € auf die Einkommenseffekte. Durch den Verkauf des produzierten Bioethanols entstehen im Handel ca. 1.500 €, hier sind es vor allem die Einkommenseffekte, die zur Wertschöpfung beitragen.

**Abb. 3.27: Kommunale Wertschöpfung Pflanzenöl, 2009**

3.14 Bioethanol

Die Verwendung von Bioethanol als Kraftstoff hat vor allem aufgrund der Beimischungsverpflichtung eine große Bedeutung und wird zukünftig weiter ansteigen. Auch wenn Bioethanol oder Rohstoffe zur Herstellung von Bioethanol z.T. importiert werden, wird der Großteil in Deutschland produziert. Nach AEE-BEE-Branchenprognose (2010) wird über 90 % des Bioethanols in Deutschland hergestellt und entsprechend auch Wertschöpfung generiert.

In der folgenden Analyse wird die kommunale Wertschöpfung durch die Herstellung und den Vertrieb von Bioethanol quantifiziert. Auch hier ist die Bezugsgröße 1.000 l produziertes Bioethanol, wodurch sich eine im Vergleich zu den strom- und wärmeerzeugenden Anlagen veränderte Systematik bei der Berücksichtigung der Investitions- und -nebenkosten ergibt.

Anzumerken ist hier ebenfalls, dass bei allen auf landwirtschaftlichen Flächen angebaute Rohstoffe nicht bei der Generierung von Wertschöpfung berücksichtigt wird, weil aufgrund der Nutzungskonkurrenz auf landwirtschaftlichen Flächen davon ausgegangen wird, dass damit der Anbau von Futter- und Nahrungsmittel verdrängt und damit keine zusätzliche Wertschöpfung generiert wird.

3.14.1 Kostenstruktur

3.14.1.1 Investitionskosten

Bei der betrachteten Anlage handelt es sich um eine Weizen-Bioethanolanlage mit einer Produktionskapazität von 60.000 l Ethanol pro Tag. Die Investitionskosten für die Ethanolanlage betragen 25,5 Mio. €. Hinzu kommen die Kosten für die Anlage zur Trocknung der Schlempe von 6,1 Mio. € (Gangl 2004). Beide Kostenbestandteile werden aufgliedert in Maschinen- und Gebäudeanteile von jeweils 80 % und 20 % (Henniges 2007).

Aufgrund der Ergebnisbetrachtung des pro 1.000 Liter produzierten Kraftstoffs werden auch hier nur die jährlichen Abschreibungen der Investitionskosten berücksichtigt. Die Anlagen werden über 14 Jahre abgeschrieben, der jährliche Abschreibungsbetrag ist mit 7,14 % nach den Abschreibungen einer Pflanzenölanlage bestimmt (FNR 2007a).

Tab. 3.95: Investitionskostenstruktur von Bioethanol

Quelle: Gangl (2004), FNR (2007a), Henniges (2007)

Kostenpositionen	Investitionskosten [€]	Investitionskosten, jährliche Abschreibungen [€]
Ethanolanlage	25.530.000	1.823.571
Maschinen	20.424.000	1.458.857
Gebäude	5.106.000	364.714
Schlempetrocknung	6.100.000	435.714
Maschine	4.880.000	348.571
Gebäude	1.220.000	87.143

3.14.1.2 Betriebskosten

Bis auf die Energiekosten werden alle Betriebskosten nach Gangl (2004) bestimmt. Die Instandhaltungskosten der Ethanol- sowie der Schlempeanlage werden jeweils aufgeteilt in einen Anteil an Ersatzmaterial von 70 % und einen Personalkostenanteil von 30 %. Von den Kosten des Chemikalieneinsatzes wird die Marge des Großhandels abgezogen (Deutsche Bundesbank 2009b), um diesen abzubilden. Bei einem Weizenverbrauch von 53.262 t im Jahr und Kosten von 2,24 €/t bei einer durchschnittlichen Distanz von 40 km entstehen Transportkosten von 119.466 € im Jahr (Gangl 2004).

Die Energiekosten lassen sich aus den Dampfkosten von 13,48 €/hl, den Stromkosten von 3,73 €/hl (Schmitz 2003) und der produzierten Menge von 198.000 hl im Jahr berechnen. Es entstehen Energiekosten von 3,4 Mio. € im Jahr. Diese werden zu 55 % der Ethanolherstellung und zu 45 % der Schlempetrocknung zugeschrieben (Gangl 2004).

Die Finanzierung der Ethanolanlage findet zu 50 % durch Fremdkapital und 50 % durch Eigenkapital statt. Der effektive Kreditzins beträgt 6 % p.a. (FNR 2007a) und die Kreditlaufzeit entspricht dem Zeitraum der Anlagenabschreibung von 14 Jahren. Damit stellen die jährlichen Abschreibungen auch die durchschnittlichen Tilgungszahlungen auf Eigen- und Fremdkapital dar. Die durchschnittlichen Zinskosten betragen 461.536 € im Jahr.

Die Finanzierung der Schlempeanlage findet zu 50 % durch Fremdkapital und 50 % durch Eigenkapital statt. Der effektive Kreditzins beträgt 6 % p.a. (FNR 2007a) und die Kreditlaufzeit entspricht dem Zeitraum der Anlagenabschreibung, 14 Jahre. Die durchschnittlichen Zinskosten betragen 110.277 € im Jahr.

Die Rohstoffkosten werden in der weiteren nur als Kosten, nicht aber als zur Wertschöpfung beitragend betrachtet, da der Rohstoffanbau als Substitut zu anderen landwirtschaftlichen Produkten fungiert und daher keine zusätzliche Wertschöpfung entsteht.

Einen Überblick über alle jährlichen Kosten und die prozentuale Verteilung der einzelnen Positionen gibt Tab. 3.96

Tab. 3.96: Investitions und Betriebskosten von Bioethanol

Quelle: FNR (2007a), Gangl (2004), Schmitz (2003)

Kostenpositionen	Jährliche Kosten [€]	Jährliche Kosten [% an Summe]
Investitionskosten (Abschreibungen)	2.259.286	15
Ethanolanlage	1.823.571	12
davon Maschinen	1.458.857	10
davon Gebäude	364.714	2
Schlempetrocknung	435.714	3
davon Maschine	348.571	2
davon Gebäude	87.143	1
Betriebskosten	12.754.602	85

Kostenpositionen	Jährliche Kosten [€]	Jährliche Kosten [% an Summe]
Instandhaltung	379.560	3
Personalkosten	1.434.000	10
Energiekosten	3.409.014	23
Chemikalien	1.419.660	9
Transportkosten	119.466	1
Rohstoffkosten	5.326.200	35
Versicherung	94.890	1
Zinsen Kreditfinanzierung	571.812	4
Gesamt	15.013.888	100

Auf den Liter produzierten Bioethanols (19.800.000 l/a) gerechnet, betragen die Kosten 758 €/1.000 l.

Zusätzlich soll der Verkauf des Bioethanols modelliert werden. Die Marge der Vertreiber macht durchschnittlich 20 €/1.000 l aus (Sorge 2010). Bei einem Preis ab Herstellung von 758 €/1.000 l (vgl.3.14.2) entsteht ein Umsatz des Handels von 778 €/1.000 l.

Tab. 3.97: Jährliche Kosten und Umsätze pro 1.000 Liter produzierten Bioethanols

Quelle: Eigene Berechnung

Kostenpositionen	Jährliche Kosten [€/1.000 l]	Jährliche Umsätze [€/1.000 l]
Investitionskosten	114	114
Ethanolanlage	92	92
Schlempetrocknung	22	22
Betriebskosten	644	703
Instandhaltung	19	19
Personalkosten	72	-
Energiekosten	172	172
Chemikalien	72	131
Transportkosten	6	6
Rohstoffkosten	5	5
Versicherung	4	4
Zinsen Kreditfinanzierung	29	-
Handel Bioethanol	-	778

3.14.2 Gewinne

Für die Ermittlung der **Unternehmensgewinne** der einzelnen Wertschöpfungsschritte werden statistische Werte der zugehörigen Wirtschaftszweige herangezogen. Die Umsatzrenditen der Position Anlagen und Instandhaltung werden als Durchschnitte der Renditen der Wirtschaftszweige Ma-

schienenbau, Elektrotechnik und Mess-, Steuer- und Regelungstechnik gebildet. Die Durchschnittswerte der jeweiligen Branchenrentabilitäten für diese Zweige liegen bei (jeweils Vor- und Nach-Steuer-Wert) 5,1 % bzw. 3,8 % (Deutsche Bundesbank 2009b).

Die Personalkosten der Betreibergesellschaft werden in der Gewinnbetrachtung ausgeklammert, weil diese nur Beschäftigungskosten der Betreibergesellschaft darstellen und somit keine Gewinne erzeugen.

Die **Finanzierung** der Ethanolanlage findet zu 50 % über Fremdkapital statt. Der Zinssatz beträgt 6 % und die Laufzeit 14 Jahre. Die durchschnittliche Restschuld beträgt 7.692.261 €, was 389 €/1.000 l entspricht. Die Marge der Banken von 1,7 % entspricht 7 €/1.000 l.

Die Finanzierung der Schlempentrocknungsanlage wird ebenfalls zu 50 % durch Fremdkapital bestritten. Die Kreditkonditionen sind dieselben wie bei der Ethanolanlage. Die durchschnittliche Restschuld beträgt 1.837.947 €, was 93 €/1.000 l entspricht. Bezogen auf den Liter produzierten Öls entsteht eine Bankmarge von 1 €/1.000 l.

Für den Gewinn der **Betreibergesellschaft** wird das während Herstellungsprozesses entstehende Nebenprodukt Trockenschlempe berücksichtigt, welche weiterverkauft werden kann und dadurch Einnahmen erbringt. Die betrachtete Anlage produziert 0,08 t Schlempe pro Hektoliter produzierten Ethanols. Im Jahr entstehen so 15.840 t Schlempe. Eine Tonne Schlempe wird mit 90 € vergütet. Die jährlichen Einnahmen aus dem Schlempenverkauf haben einen Betrag von 1.425.600 €, was 72 €/l produzierten Ethanols entspricht (Gangl 2004).

Der Vor-Steuer-Gewinn des Betreibers wird auf 8,6 % des Umsatzes geschätzt, was den durchschnittlichen Umsatzrenditen der Herstellung chemischer Erzeugnisse entspricht (Deutsche Bundesbank 2009b). Abzüglich des so errechneten Gewinns von 6 €/1.000 l bleiben Einnahmen durch den Schlempenverkauf von 66 €/1.000 l, welche, subtrahiert von den gesamten Herstellungskosten von 758 €/1.000 l, die Kosten der Ethanolherstellung von 692 €/1.000 l ergeben. Bei einer Umsatzrendite von 8,6 % muss der Preis ab Ölmühle 758 €/1.000 l betragen, um Gewinne von 65 €/1.000 l zu erzeugen.

Die Gewinne der Betreiber sind folglich die Summe der Gewinne aus dem Verkauf des Presskuchens und des Öls in Höhe von 71 €/1.000 l. Die Betreibergesellschaften sind zur Hälfte Personen- und zur Hälfte Kapitalgesellschaften. Der Gewinn des bestimmt sich aus der Aufteilung der Handelsmarge von 20 €/l (Sorge 2010). Als Bestandteile der Marge werden Personalaufwand, übrige Kosten und der Vor-Steuer-Gewinn betrachtet, welche 41 %, 48 % und 11 % ausmachen. Somit beträgt der Vor-Steuer-Gewinn des Handels 2 €/l.

Tab. 3.98: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Bioethanol

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Bioethanol	Vor-Steuer-Gewinne [€/1.000 l]
Investitionskosten	6
Ethanolanlage	5
davon Maschinen	4
davon Gebäude	1
Schlempentrocknung	1

Wertschöpfungsstufen Bioethanol	Vor-Steuer-Gewinne [€1.000 I]
davon Maschine	1
davon Gebäude	1
Betriebskosten	30
Instandhaltung	1
Energiekosten	14
Chemikalien	7
Transportkosten	1,2
Versicherung	0,2
Finanzierung durch Fremdkapital	8
Betreibergesellschaft	71
Handel Bioethanol	2

3.14.3 Einkommenseffekte

Die Wertschöpfungsstufe Transportkosten wird als Dienstleistung modelliert, mit Sachkostenanteilen von jeweils 20 % am Umsatz. Personalkosten der Wartung & Instandhaltung sind als Dienstleistung modelliert, mit Sachkostenanteilen von jeweils 10 % am Umsatz.

Die Beschäftigung der übrigen Kategorien bestimmt sich aus den jeweiligen Werten zu den Beschäftigten pro Euro Umsatz und den Bruttojahresgehältern. Für die reinen Dienstleistungen wird ein Abschlag für den Arbeitgeberanteil der Sozialversicherung vorgenommen.

Die Zuordnung für die Produktion des Ersatzmaterials wird als Durchschnitt der relevanten Kategorien der Produktion gebildet.

Die Bruttobeschäftigung des **Handels** ergibt sich aus dem prozentualen Anteil des Personalaufwands von 41 % an der Handelsmarge von 20 €/1.000 I, abzüglich des Arbeitgeberanteils zur Sozialversicherung.

Die gesamten Beschäftigungskosten stellt Tab. 3.99 dar.

Tab. 3.99: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Bioethanol

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Bioethanol	Bruttobeschäftigungskosten gesamt [€1.000 I]
Investitionskosten	32
Ethanolanlage	26
davon Maschinen	20
davon Gebäude	6
Schlempentrocknung	6
davon Maschine	5

Wertschöpfungsstufen Bioethanol	Bruttobeschäftigungskosten gesamt [€/1.000 l]
davon Gebäude	1
Betriebskosten	121
Instandhaltung	8
Personalkosten	61
Energiekosten	37
Chemikalien	12
Transportkosten	4
Versicherung	0,4
Finanzierung durch Fremdkapital	0,2
Handel Bioethanol	7

3.14.4 Steuern

Grundlage für die Besteuerung der Unternehmensgewinne bildet die nach Statistisches Bundesamt (2010b) geltende Unterteilung nach Kapital- und Personengesellschaften in den für Bioethanol relevanten Wertschöpfungsstufen.

Die Berechnung der spezifischen Nettobeschäftigungskosten pro 1.000 l erfolgt auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast am gewichteten Bruttojahreseinkommen nach Wertschöpfungsschritt und Berufsgruppen. Die Gewinnsteuern werden ohne Ausschüttung der Gewinne an die Gesellschafter von Kapitalgesellschaften ausgewiesen und nach der allgemeinen Methodik ermittelt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die Gewinnsteuern bei Ausschüttung nicht explizit auf Unternehmens- und Gesellschafterebene ausgewiesen. Daher enthält der Anteil des Nachsteuer-Gewinns bei Ausschüttung, der auf die Kapitalgesellschaften entfällt den Unternehmensgewinn sowie den versteuerten Gewinnanteil der Gesellschafter. Dagegen sind in Tab. 3.100 die Bruttobeschäftigungskosten der sozialversicherungspflichtigen Angestellten mit der dazugehörigen Gesamtsteuerlast (inkl. Sozialabgaben) und den sich daraus ergeben Nettobeschäftigungskosten in €/l ausgewiesen. Weiterhin sind die kommunalen Steuereinnahmen aufgeführt, wobei die Berechnung nach der allgemeinen Methodik erfolgt. Neben den Gewerbesteuererinnahmen (netto) ist der Kommunalanteil an der Einkommensteuer abgebildet. Im Gegensatz zu den übrigen Energiearten wird bei den Produzenten von Bioethanol jeweils zur Hälfte von Personen- und Kapitalgesellschaften ausgegangen (e85.biz 2010; IWR 2010b).

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern bei Bioethanol im Verhältnis zu den Gesamtsteuern ohne Gewinnausschüttung (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommensteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investitionskosten auf 18 %. Dagegen vereinnahmen die Gemeinden aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb einschließlich der Steuerzahlungen des Herstellers und dem Handel von Pflanzenöl resultieren 28 %.

Tab. 3.100: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Bioethanol

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsschritt	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöp- fung gesamt *
	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l
Anlagenkomponenten	4	18	1	1	24
Ethanolanlage	3	15	0,5	1	19
davon Maschinen	2	11	0,4	1	15
davon Gebäude	0,5	3	0,09	0,2	4
Schlempetrocknung	1	4	0,1	0,2	5
davon Maschinen	1	3	0,1	0,2	4
davon Gebäude	0,1	1	0,02	0,04	1
Betrieb	20	71	3	4	98
Instandhaltung	1	4	0,1	0,2	6
Personalkosten	-	36	-	2	38
Energiekosten	9	21	2	1	33
Chemikalien	4	7	1	0,4	12
Transportkosten	0,1	3	0,02	0,08	3
Versicherung	0,2	0,2	0,03	0,01	0,4
Finanzierung	6	0,08	1	0,03	7
Gesamte Herstellung	23	89	4	5	121
Betreibergesellschaft	45	-	8	1	54
Handel Bioethanol	1	4	0,2	0,2	6

3.14.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte „Bioethanol“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in der darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Wegen der Bezugsgröße 1.000 l produzierten Bioethanols entfällt die Darstellung für eine Laufzeit von 20 Jahren.

Die nachfolgende Tabelle zeigt, dass durch den einmaligen Effekt der Investition bezogen auf die produzierte Menge von 1.000 l Bioethanol noch 24 €/1.000 l Wertschöpfung entsteht. Hier muss darauf hingewiesen werden, dass der Effekte im Jahr der Errichtung der Anlage entsteht. Die größten Positionen sind die Wertschöpfung aus den Betriebskosten gefolgt von der Betreibergesellschaft. Während die Wertschöpfung bei den Betriebskosten vor allem auf die Einkommenseffekte in Höhe von 89 €/1.000 l zurückzuführen ist, sind es bei der Betreibergesellschaft die Gewinne, die mit 45 €/1.000 l stark ins Gewicht fallen. Aber auch durch den Handel, der ja auch auf kommunaler

Ebene flächendeckend ansässig ist, beträgt die Wertschöpfung immerhin noch 6 €/1.000 l, wovon 4 €/1.000 l aus den Einkommen resultieren.

Tab. 3.101: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte von Bioethanol

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsschritt	Nach-Steuer-Gewinn *	Nettobe-schäfti-gung	Gewerbe-steuer (netto)	Kommu-nalanteil an der Ein-kommen-steuer	Wert-schöpfung gesamt *
	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l
Anlagenkomponenten	4	18	1	1	24
Betriebskosten	20	89	3	4	98
Betreibergesellschaft (inkl. Betriebspersonal)	45	-	8	1	54
Handel Bioethanol	1	4	0,2	0,2	6

Für die Beispielanlage mit einer Produktionskapazität von 60.000 l Ethanol pro Tag und 19,8 Mio. l pro Jahr ergäbe sich eine Wertschöpfung durch den Betrieb von fast 3 Mio. €/a, wovon 1,4 Mio. € durch die Einkommenseffekte entstehen und ca. 1.3 Mio. € aus den Gewinnen resultieren. Durch den Bau der Anlage entstehen im Jahr der Errichtung 6 Mio. € Wertschöpfung, davon entfallen 5 Mio. € auf die Einkommenseffekte. Durch den Verkauf des produzierten Bioethanols entstehen im Handel über 116.000 €, hier sind es vor allem die Einkommenseffekte in Höhe von 80.000 €, die zur Wertschöpfung beitragen.

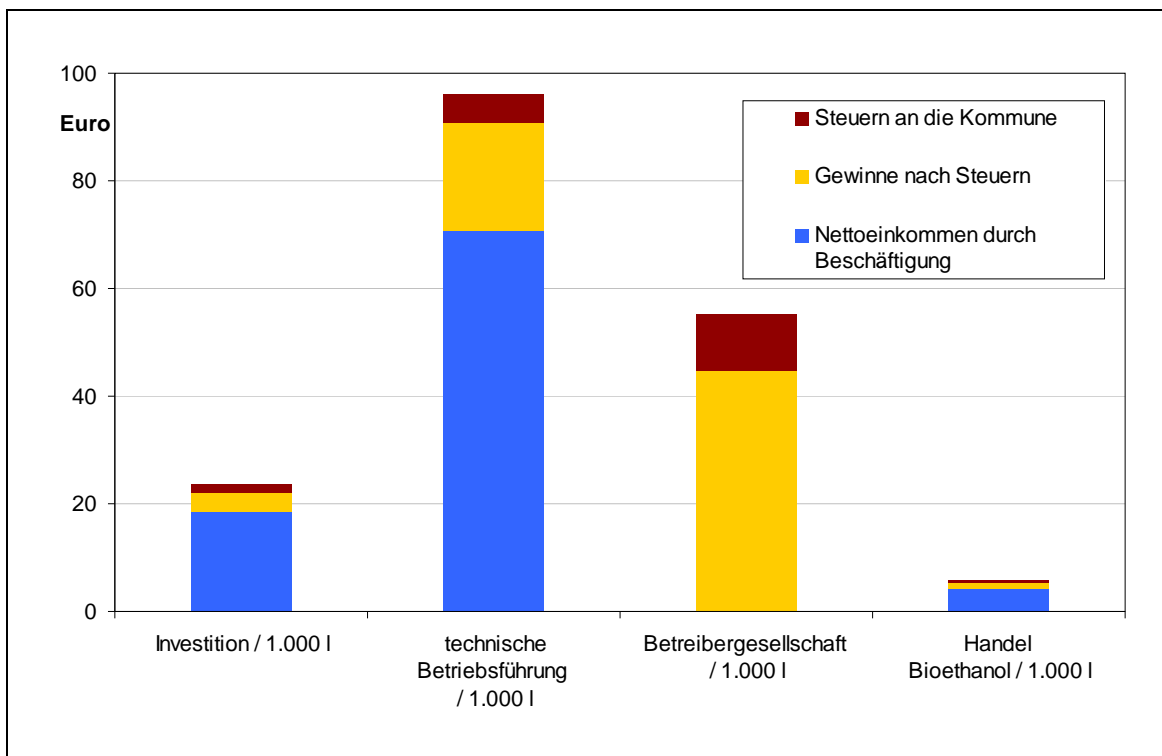


Abb. 3.28: Kommunale Wertschöpfung Bioethanol, 2009

3.15 Biodiesel

Die in folgenden analysierte Wertschöpfungskette Biodiesel ist eine Kette, die auf die Ergebnisse der Kette Pflanzenöl aufbaut, das als Rohstoff in den Prozess Eingang findet und durch dessen Herstellung wiederum kommunale Wertschöpfung generiert wird (siehe Kap. 3.13) und entsprechend berücksichtigt wurde. Im folgenden wird die Teilkette „Biodiesel“ mit der gleichen Systematik wie Pflanzenöl und Bioethanol untersucht.

3.15.1 Kostenstruktur

3.15.1.1 Investitionskosten

Die betrachtete Anlage hat eine Jahresproduktion von 450 t bzw. 489.130 l Diesel. Die Umrechnung erfolgt mit einem spezifischen Gewicht von 0,92 kg/l. Aufgrund der unzureichenden Datenlage werden die Investitionskosten nur als gesamter Posten ohne detailliertere Unterteilung aufgeführt. Es werden, durch die Betrachtung pro 1.000 Liter hergestelltem Diesel, wieder nur die jährlichen Abschreibungen für die Kostenstruktur betrachtet. Der Abschreibungszeitraum beträgt 14 Jahre und es wird linear abgeschrieben. Es ergibt sich ein Prozentsatz von 7,14 jährlicher Abschreibung. Die jährliche Abschreibung auf die Investitionskosten von 215.250 € betragen 15.375 € (Graß 2006), was auf den Liter produzierten Biodiesels 31 €/1.000 l entspricht.

3.15.1.2 Betriebskosten

Die Unterteilung der Betriebskosten erfolgt nach Graß (2006). Von den Methanol- und Katalysatorkosten wird die Marge des Großhandels abgezogen (Deutsche Bundesbank 2009b) und die Position somit unterteilt in einen Anteil des Handels und einen Anteil der Produktion. Die Instandhaltungskosten werden aufgeteilt in 30 % Personalkosten und 70 % Kosten der Ersatzmaterialproduktion (BMU 2006).

Die Finanzierung der Dieselanlage findet zu 50 % durch Fremdkapital und 50 % durch Eigenkapital statt. Der effektive Kreditzins beträgt 6 % p.a. (FNR 2007a) und die Kreditlaufzeit entspricht dem Zeitraum der Anlagenabschreibung, 14 Jahre. Damit stellen die jährlichen Abschreibungen auch die durchschnittlichen Tilgungszahlungen auf Eigen- und Fremdkapital dar. Die durchschnittlichen Zinskosten betragen 3.891 € im Jahr.

Tab. 3.102: Jährliche Kosten von Biodiesel

Quelle: Graß (2006), Eigene Berechnung

Kostenpositionen	Jährliche Kosten [€]	Jährliche Kosten [% an Summe]
Investitionskosten (Abschreibungen)	15.375	4
Betriebskosten	380.195	96
Methanolkosten	21.033	5
Katalysatorkosten	3.913	1
Energiekosten	3.424	1
Ölkosten	324.945	82

Kostenpositionen	Jährliche Kosten [€]	Jährliche Kosten [% an Summe]
Personalkosten	19.565	5
Instandhaltungskosten	34.24	1
Zinsen Kreditfinanzierung	3.891	1
Gesamtkosten	395.570	100

Auf den Liter produzierten Biodiesels gerechnet betragen die jährlichen Kosten 809 €/1.000 l.

Zusätzlich soll der Verkauf des Biodiesels modelliert werden. Die Marge des Handels macht durchschnittlich 20 €/1.000 l aus (Sorge 2010). Bei einem Preis ab Herstellung von 877 €/1.000 l (vgl. 3.14.2) entsteht ein Umsatz des Handels von 897 €/l. In Tab. 3.103 sind noch einmal alle jährlichen Kosten und Umsätze pro Liter produzierten Bioethanols dargestellt.

Tab. 3.103: Jährliche Kosten und Umsätze pro Liter produzierten Biodiesels

Quelle: Eigene Berechnung

Kostenpositionen	Jährliche Kosten [€/1.000 l]	Jährliche Umsätze [€/1.000 l]
Investitionskosten	31	31
Betriebskosten	777	779
Methanolkosten	43	78
Katalysatorkosten (kali)	8	15
Energiekosten	7	7
Ölkosten	664	664
Personalkosten	40	-
Instandhaltung	7	7
Zinsen Kreditfinanzierung	8	-
Handel Biodiesel	-	897

3.15.2 Gewinne

Für die Ermittlung der **Unternehmensgewinne** der einzelnen Wertschöpfungsschritte werden statistische Werte der zugehörigen Wirtschaftszweige herangezogen. Die Umsatzrenditen der Position Anlagen und Instandhaltung werden als Durchschnitte der Renditen der Wirtschaftszweige Maschinenbau, Elektrotechnik und Mess-, Steuer- und Regelungstechnik gebildet. Die Durchschnittswerte der jeweiligen Branchenrentabilitäten für diese Zweige liegen bei (jeweils Vor- und Nach-Steuer-Wert) 5,1 % bzw. 3,8 % (Deutsche Bundesbank 2009b).

Die Personalkosten der Betreibergesellschaft werden in der Gewinnbetrachtung ausgeklammert, weil diese nur Beschäftigungskosten der Betreibergesellschaft darstellen und somit keine Gewinne erzeugen.

Die **Finanzierung** der Biodieselanlage findet zu 50 % über Fremdkapital statt. Der Zinssatz beträgt 6 % und die Laufzeit 14 Jahre. Die durchschnittliche Restschuld beträgt 64.855 €, was 133 €/1.000 l entspricht. Die Marge der Banken von 1,7 % hat einen Wert von 2 €/1.000 l.

Bei der Berechnung des Gewinns der **Betreibergesellschaft** wird das beim Herstellungsprozess anfallende Nebenprodukt Glycerin mit berücksichtigt, welches weiterverkauft werden kann und dadurch Einnahmen erbringt. Die erzeugten Einnahmen belaufen sich auf 0,00800 €/l produzierten Diesels, summieren sich also auf 3.913,04 im Jahr (Graß 2006).

Der Vor-Steuer-Gewinn des Betreibers wird auf 8,6 % des Umsatzes geschätzt, was den durchschnittlichen Umsatzrenditen der Herstellung chemischer Erzeugnisse entspricht (Deutsche Bundesbank 2009b). Abzüglich des so errechneten Gewinns aus dem Glycerinverkauf von 0,00069 €/l bleiben Einnahmen durch den Glycerinverkauf von 7 €/1.000 l, welche, subtrahiert von den gesamten Herstellungskosten von 809 €/1.000 l, die Kosten der Dieselherstellung von 801 €/1.000 l ergeben. Bei einer Umsatzrendite von 8,6 % muss der Preis ab Dieselfabrik 877 €/1.000 l betragen, um Gewinne von 75 €/1.000 l zu erzeugen.

Die Gewinne der Betreiber sind folglich die Summe der Gewinne aus dem Verkauf des Glycerins und des Diesels in Höhe von 76 €/1.000 l. Die Betreibergesellschaften sind zur Hälfte Personen- und zur Hälfte Kapitalgesellschaften. Der Gewinn des **Handels** bestimmt sich aus der Aufteilung der Handelsmarge von 20 €/1.000 l (Sorge 2010). Als Bestandteile der Marge werden Personalaufwand, übrige Kosten und der Vor-Steuer-Gewinn betrachtet, welche 41 %, 48 % und 11 % ausmachen.

Tab. 3.104: Vor-Steuer-Gewinne je Wertschöpfungsschritt bei Biodiesel

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Biodiesel	Vor-Steuer-Gewinne [€/1.000 l]
Investitionskosten	2
Betriebskosten	33
Methanolkosten	4
Katalysatorkosten	1
Energiekosten	1
Ölkosten	25
Instandhaltung	0,4
Finanzierung durch Fremdkapital	2
Betreibergesellschaft	76
Handel Biodiesel	2

3.15.3 Einkommenseffekte

Personalkosten der Wartung & Instandhaltung sind als Dienstleistung modelliert, mit Sachkostenanteilen von jeweils 10 % am Umsatz.

Die Beschäftigung der übrigen Kategorien bestimmt sich aus den jeweiligen Werten zu den Beschäftigten pro Euro Umsatz und den Bruttojahresgehältern. Für die reinen Dienstleistungen wird ein Abschlag für den Arbeitgeberanteil der Sozialversicherung vorgenommen.

Die Zuordnung für die Produktion des Ersatzmaterials wird als Durchschnitt der relevanten Kategorien der Produktion gebildet.

Die Bruttobeschäftigung des **Handels** ergibt sich aus dem prozentualen Anteil des Personalaufwands von 41 % an der Handelsmarge von 20 €/1.000 l, abzüglich des Arbeitgeberanteils zur Sozialversicherung.

Tab. 3.105: Einkommenseffekte je Wertschöpfungsschritt bei Biodiesel

Quelle: Eigene Berechnung

Wertschöpfungsstufen Biodiesel	Bruttobeschäftigungskosten gesamt [€/1.000 l]
Investitionskosten	9
Betriebskosten	65
Methanolkosten	7
Katalysatorkosten	1
Energiekosten	1
Ölkosten	19
Personalkosten	34
Instandhaltung	3
Finanzierung durch Fremdkapital	0,04
Handel Biodiesel	7

3.15.4 Steuern

Grundsätzlich ist für die Berechnung der **Steuerlast eines Unternehmens** die Gesellschaftsform maßgeblich. Daher wurde für die Unternehmen der für Biodiesel relevanten einzelnen Wertschöpfungsstufen nach Statistisches Bundesamt (2010b) eine Unterteilung in Kapital- (KapG) und Personengesellschaften (PersG) vorgenommen.

Die Berechnung der spezifischen Nettobeschäftigungskosten pro l erfolgt auf Basis des prozentualen Anteils der Gesamtsteuerlast (inkl. Sozialabgaben) am gewichteten Bruttojahreseinkommen nach Wertschöpfungsschritt und Berufsgruppen.

Die Gewinnsteuern werden ohne Ausschüttung der Gewinne an die Gesellschafter von Kapitalgesellschaften ausgewiesen und nach der allgemeinen Methodik ermittelt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden die Gewinnsteuern bei Ausschüttung nicht explizit auf Unternehmens- und Gesellschafterebene ausgewiesen. Daher enthält der Anteil des Nach-Steuer-Gewinns bei Ausschüttung, der auf die Kapitalgesellschaften entfällt den Unternehmensgewinn sowie den versteuerten Gewinnanteil der Gesellschafter. Dagegen sind in Tab. 3.106 die Bruttobeschäftigungskosten der sozialversicherungspflichtigen Angestellten mit der dazugehörigen Gesamtsteuerlast (inkl. Sozial-

abgaben) und den sich daraus ergeben Nettobeschäftigungskosten in €/l ausgewiesen. Weiterhin sind die kommunalen Steuereinnahmen aufgeführt, wobei die Berechnung nach der allgemeinen Methodik erfolgt. Neben den Gewerbesteuereinnahmen (netto) ist der Kommunalanteil an der Einkommensteuer abgebildet. Im Gegensatz zu den übrigen Energiearten wird bei den Produzenten von Biodiesel jeweils zur Hälfte von Personen- und Kapitalgesellschaften ausgegangen (IWR 2010a).

Insgesamt beläuft sich der Anteil der Kommunalsteuern beim Biodiesel im Verhältnis zu den Gesamtsteuern ohne Gewinnausschüttung (Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommensteuer sowie Kirchensteuer und Solidaritätszuschlag) hinsichtlich der einmaligen Investitionskosten auf 18 %. Dagegen vereinnahmen die Gemeinden aus den jährlichen Steuerzahlungen, die aus dem Betrieb einschließlich der Steuerzahlungen des Herstellers und dem Handel von Pflanzenöl resultieren 33 %.

Tab. 3.106: Ermittlung der Kommunalsteuern bei Biodiesel

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsschritt	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöp- fung gesamt *
	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l
Anlagenkomponenten	1	5	0,2	0,3	7
Betriebskosten	21	39	4	2	65
Methanolkosten	3	4	0,5	0,3	7
Katalysatorkosten (kali)	1	1	0,09	0,05	1
Energiekosten	0,4	1	0,06	0,05	1
Ölkosten	16	12	3	0,7	31
Personalkosten	-	20	-	1	21
Instandhaltung	0,3	2	0,05	0,08	2
Finanzierung durch Fremd- kapital	2	0,02	0,3	0,009	2
Gesamte Herstellungs- kosten	22	44	4	2	72
Betreibergesellschaft	48	-	9	1	57
Handel Biodiesel	1	4	0,2	0,2	6

3.15.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die aggregierten Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte „Bioethanol“ sind in der nachfolgenden Tabelle im Überblick sowie in der darauf folgenden Abbildungen grafisch dargestellt. Wegen der Bezugsgröße 1.000 l produzierten Biodiesels entfällt die Darstellung für eine Laufzeit von 20 Jahren.

Tab. 3.107: Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte bei Biodiesel

Quelle: Eigene Berechnung; * ohne Ausschüttung KapG

Wertschöpfungsschritt	Nach- Steuer- Gewinn *	Nettobe- schäfti- gung	Gewerbe- steuer (netto)	Kommu- nalanteil an der Ein- kommen- steuer	Wert- schöpfung gesamt *
	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l	€/1.000 l
Investitionskosten	1	5	0,2	0,3	7
Betriebskosten	21	39	4	2	65
Betreibergesellschaft (inkl. Betriebspersonal)	48	-	9	1	57
Handel Biodiesel	1	4	0,2	0,2	6

Die Tabelle zeigt, dass die einmaligen Effekte der Investition bezogen auf die produzierte Menge von 1.000 l nicht mehr deutlich ins Gewicht fällt, wenngleich die Wirkung natürlich im Jahr der Errichtung der Anlage eine große Wertschöpfung hervorruft. Die größten Positionen sind die Wertschöpfung aus den Betriebskosten und der Betreibergesellschaft. Während die Wertschöpfung bei den Betriebskosten vor allem auf die Einkommenseffekte in Höhe von 39 €/1.000 l zurückzuführen ist, sind es bei der Betreibergesellschaft die Gewinne, die mit 48 €/1.000 l stark ins Gewicht fallen. Aber auch durch den Handel, der auf kommunaler Ebene flächendeckend ansässig ist, beträgt die Wertschöpfung immerhin noch 6 €/1.000 l, wovon 4 €/1.000 l auf die Einkommenseffekte zurückzuführen sind.

Für die Beispielanlage mit einer Produktionskapazität von 490.000 l Biodiesel pro Jahr ergäbe sich durch den Betrieb der Anlage eine Wertschöpfung von 60.000 €/a, wovon über die Hälfte auf die Gewinne des Betreibers zurückzuführen sind. Aus den Einkommen resultieren 19.000 €, die kommunalen Steuern betragen fast 7.500 €. Durch den Bau der Anlage entstehen im Jahr der Errichtung gut 45.000 € Wertschöpfung, davon entfallen über 35.000 € auf die Einkommenseffekte. Durch den Verkauf des produzierten Bioethanols entstehen im Handel fast 3.000 €, hier sind es vor allem die Einkommenseffekte, die zur Wertschöpfung beitragen.

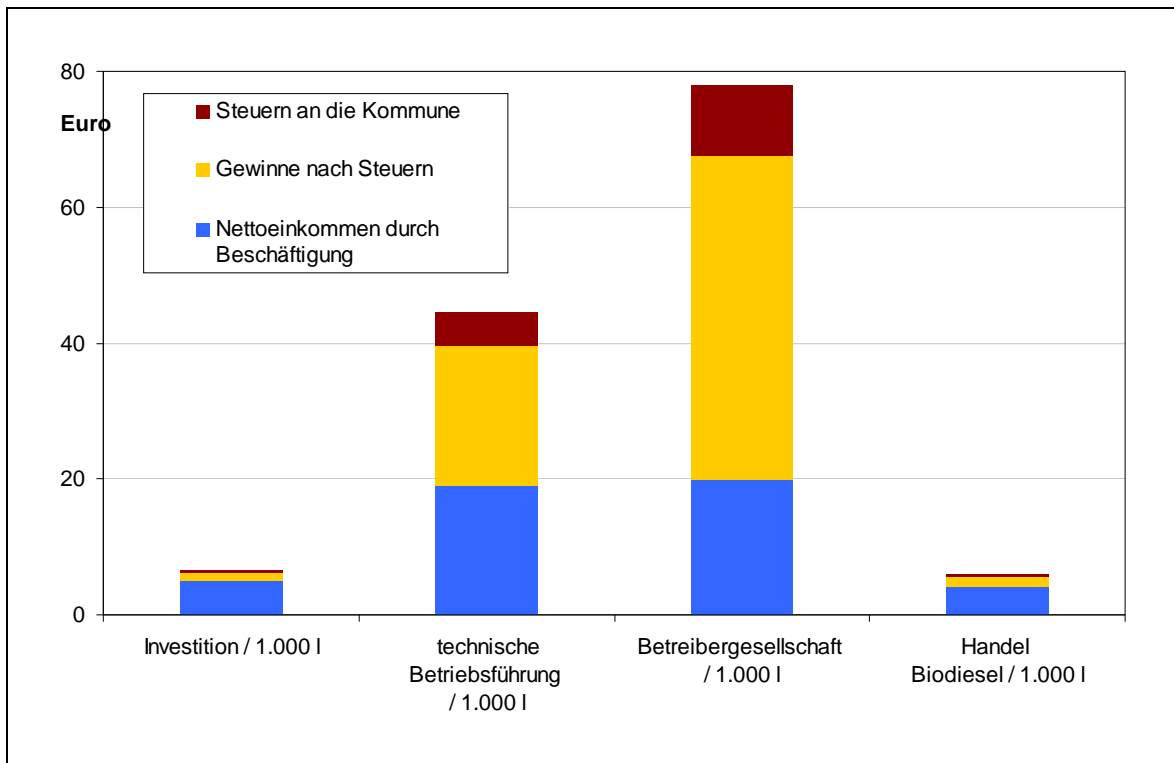


Abb. 3.29: Kommunale Wertschöpfung Biodiesel, 2009

3.16 Vergleich der Effekte der betrachteten EE-Technologien

Um die oben ermittelten Ergebnisse der für die kommunale Ebene relevanten Wertschöpfungseffekte zu vergleichen, muss man die für die Leistungseinheit (kW) ausgewiesenen Daten auf die jeweils erzeugte Energiemenge umrechnen. Denn wenn die oben angegebenen Daten miteinander verglichen werden, berücksichtigt man nicht, dass 1 kW bei einer Solaranlage im Durchschnitt eine geringere Strommenge produziert als eine Windkraftanlage und diese wiederum als eine Wasserkraftanlage. Zudem muss unterschieden werden zwischen Strom und Wärme erzeugenden Anlagen sowie den Kraftstoffen; ein Vergleich der spezifischen Wertschöpfung der drei verschiedenen Endenergien ist aufgrund ihrer unterschiedlichen Einsatzbereiche nicht sinnvoll.

Für die Umrechnung der auf die Leistung bezogenen Wertschöpfungseffekte wurden durchschnittliche Volllaststunden für die jeweiligen Technologien und Anlagengrößen gewählt.³⁰ Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Ergebnisse im Vergleich, wobei zunächst die Wertschöpfung in die drei Grundbestandteile Nettoeinkommen, Gewinne und Steuern unterteilt wird, in einer zweiten Abbildung wird der gleiche Wert differenziert nach den vier zentralen Wertschöpfungsstufen.³¹

Der Vergleich der stromerzeugenden Anlagen zeigt für das betrachtete Jahr 2009 (siehe Abb. 3.30), dass die Photovoltaik-Anlagen als teuerste Technologie am meisten Wertschöpfung pro kWh (elektrisch) generieren. Anders ausgedrückt: Die Photovoltaik ist zwar die mit Abstand teuerste Technologie, es wird dadurch aber in nennenswertem Umfang (in Höhe von 14-19 €ct.) auf kommunaler Ebene Wertschöpfung generiert. Die zweite Abb. 3.31 zeigt dabei, dass der Anteil der Produktion dabei in etwa ein Fünftel beträgt, d.h. auch wenn die Anlage nicht in der Kommune selbst oder im Ausland produziert wird, bleibt der größte Teil der kommunalen Wertschöpfung einer kWh Solarstrom aus den Stufen Installation, Planung und Betreibergesellschaft im Lande – und möglicherweise in der Kommune, in der die Anlage steht.

Alle anderen betrachteten Anlagen weisen ungefähr vergleichbare kommunale Wertschöpfungen pro kWh auf. Dabei liegen die Biomasseanlagen leicht vor den Biogasanwendungen und der Windenergie. Bei den Bioenergieanlagen ist zusätzlich hervorzuheben, dass es sich hierbei um KWK-Anlagen handelt, die neben dem Strom auch Wärme bereitstellen können. Die größten Anteile der kommunalen Wertschöpfung weisen bei allen Technologien die Einkommen und die Gewinne auf, an dritter Stelle folgen mit Abstand jeweils die Steuern. In Bezug auf die Wertschöpfungsstufen hat die Betreibergesellschaft, die die Ausschüttung an die Kommanditisten vornimmt, den größten Anteil an der gesamten Wertschöpfung, teilweise gefolgt von der Stufe Investition (z.B. bei der Photovoltaik), teilweise von der Stufe der technischen Betriebsführung (z.B. bei Windkraft Onshore oder Biomass-Großanlagen). An letzter Stelle steht zumeist die Stufe Planung und Installation.

³⁰ Die konkreten Werte dazu finden sich an anderer Stelle in diesem Bericht. Z.B. sind die Volllaststunden für die stromerzeugenden Anlagen für die jeweilige Gewinnermittlung erforderlich und den jeweiligen Abschnitten angegeben. Für die rein wärmeerzeugenden Anlagen wurden 390 kWh/m² bei Solarthermieanlagen, 1.500 Volllaststunden bei den Biomasse-Kleinanlagen und 2.845 Volllaststunden bei Wärmepumpen unterstellt.

³¹ Lediglich bei der Kette für Repowering wird der Handel der Altanlage als fünfte Stufe gesondert mit ausgewiesen, da diese aufgrund eines möglichen eigenständigen Handels hier nicht pauschal der Betreibergesellschaft zugeschlagen wird.

Bei den **Wärme erzeugenden Anlagen** weisen kleine Solarthermieanlagen die höchste Wertschöpfung pro kWh (thermisch) aus. Es folgen die größeren Solarthermieanlagen, kleine Biomasseanlagen (Holzpelletanlagen) sowie die Wärmepumpenanlagen. Bei allen Wärme erzeugenden Anlagen weisen die Einkommen den mit Abstand höchsten Anteil der Wertschöpfung auf, mit deutlichem Abstand folgen die Gewinne und die Steuern. Der Grund für die deutlich geringere Rolle der Gewinne liegt in der nicht auf die Gewinnerzielung ausgelegten Erzeugung der Wärme, so dass hier kein Betreiberertrag anfällt, sondern nur die Gewinne aller anderen in der Kette beteiligten Unternehmen. Der Unterschied des Anteils der Wertschöpfungsstufe Planung, Installation etc. zwischen der Solarthermie einerseits und den Wärmepumpen und kleinen Biomasseanlagen andererseits liegt in erster Linie daran, dass bei letzteren diese Stufe oftmals von den Herstellern mit abgedeckt wird und somit in der Stufe Investition enthalten ist.

Bei den **Biokraftstoffen** stellt sich der Vergleich bezogen auf 1.000 Liter wie folgt dar: Die spezifische Wertschöpfung von Bioethanol liegt mit 180 Euro pro 1.000 Liter in etwa gleicher Größenordnung wie die leicht niedrigere Wertschöpfung von Biodiesel. An dritter Stelle folgt die Wertschöpfung durch Pflanzenöl mit etwa 70 Euro. Beim Biodiesel ist dabei zu berücksichtigen, dass die Wertschöpfung von Pflanzenöl hier mit enthalten ist, da es das zentrale Vorprodukt darstellt. Die Nettoeinkommen und die Gewinne der Unternehmen stellen bei den drei Biokraftstoffen in etwa ähnliche Anteile, gefolgt von den Steuern. Mit Blick auf die Wertschöpfungsstufen weist die technische Betriebsführung im Wesentlichen aufgrund der hohen Rohstoff- bzw. Vorproduktkosten einen hohen Anteil auf, gefolgt von der Wertschöpfung, die durch die Betreibergesellschaft generiert wird. Die Investition berücksichtigt anteilig die Produktionsanlage in Höhe des jährlichen Abschreibungswerts und die damit verbundenen Wertschöpfungseffekte. Den kleinsten Anteil weisen jeweils die Wertschöpfungsbeiträge aus dem Handel mit Biokraftstoffen auf.

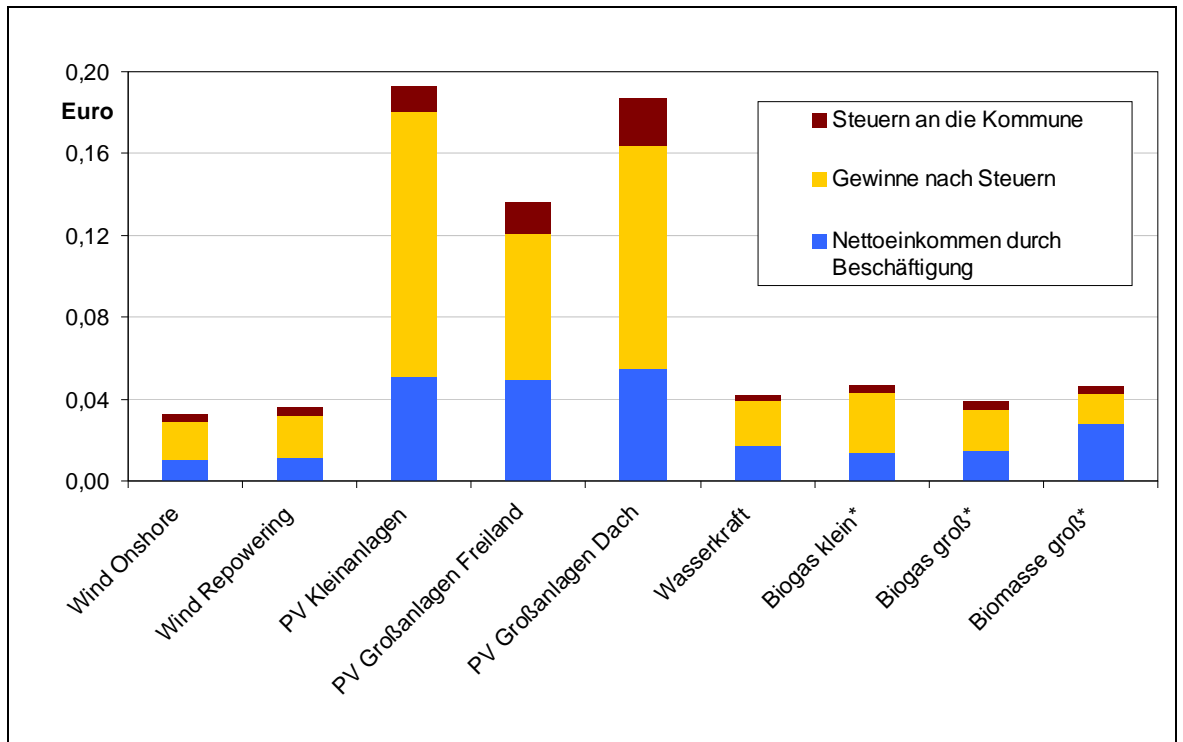


Abb. 3.30: Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte Strom erzeugender EE-Anlagen in 2009 in Euro pro kWh_{el}, aufgeteilt nach Nettoeinkommen, Gewinnen und Steuern

Legende für beide Abbildungen: * Anlagen können neben Strom auch Wärme erzeugen

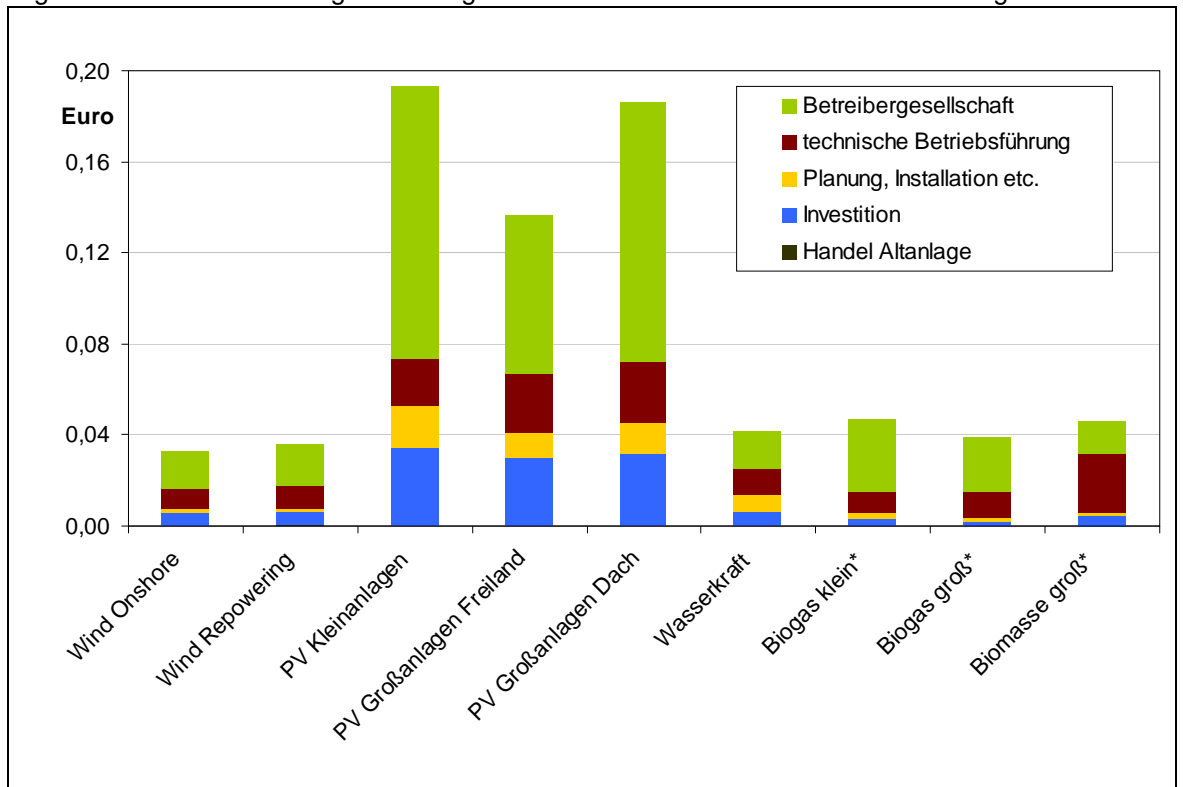


Abb. 3.31: Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte Strom erzeugender EE-Anlagen in 2009 in Euro pro kWh_{el}, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen

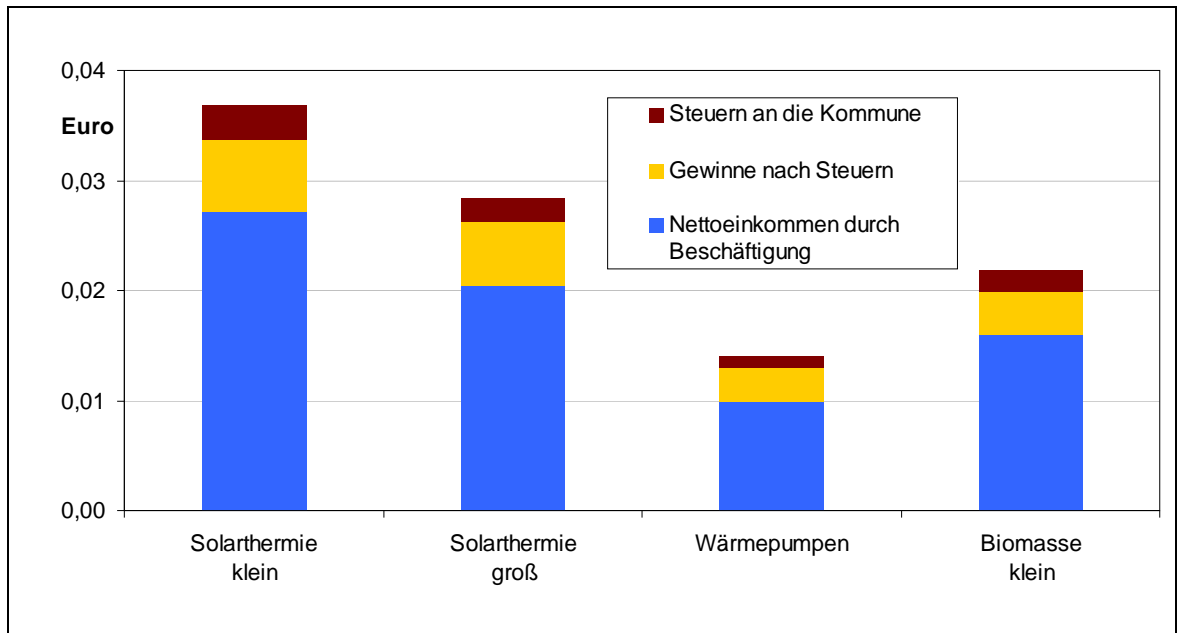


Abb. 3.32: Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte Wärme erzeugender EE-Anlagen in 2009 in Euro pro kWh_{th}, aufgeteilt nach Nettoeinkommen, Gewinnen und Steuern

Legende für beide Abbildungen: * Anlagen können neben Strom auch Wärme erzeugen

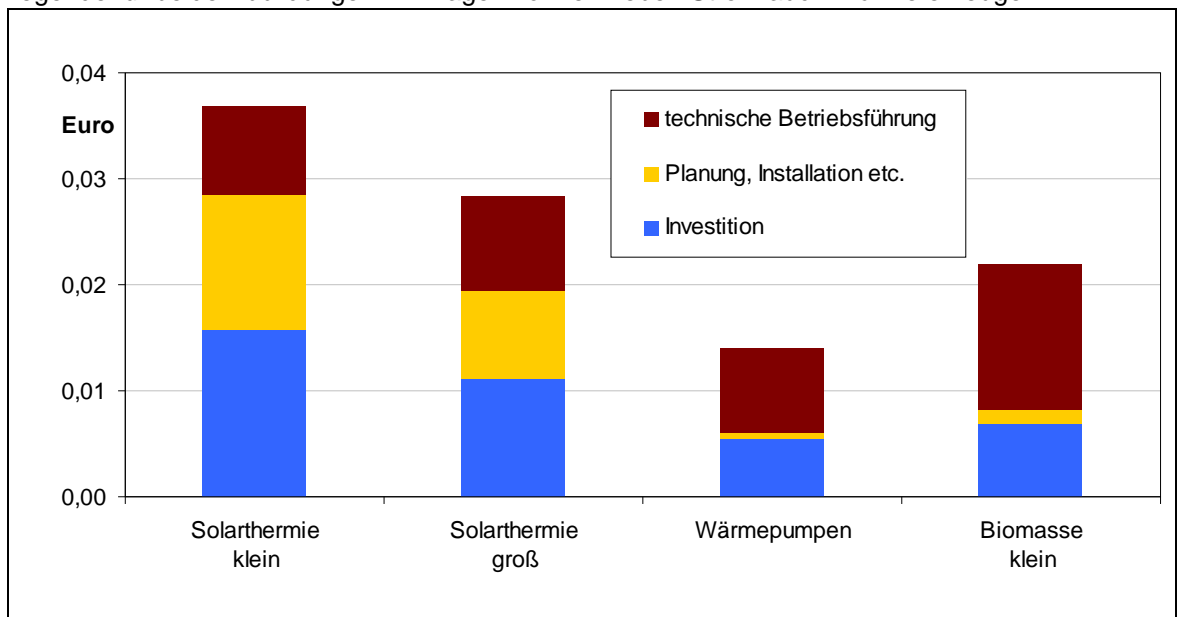


Abb. 3.33: Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte Wärme erzeugender EE-Anlagen in 2009 in Euro pro kWh_{th}, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen

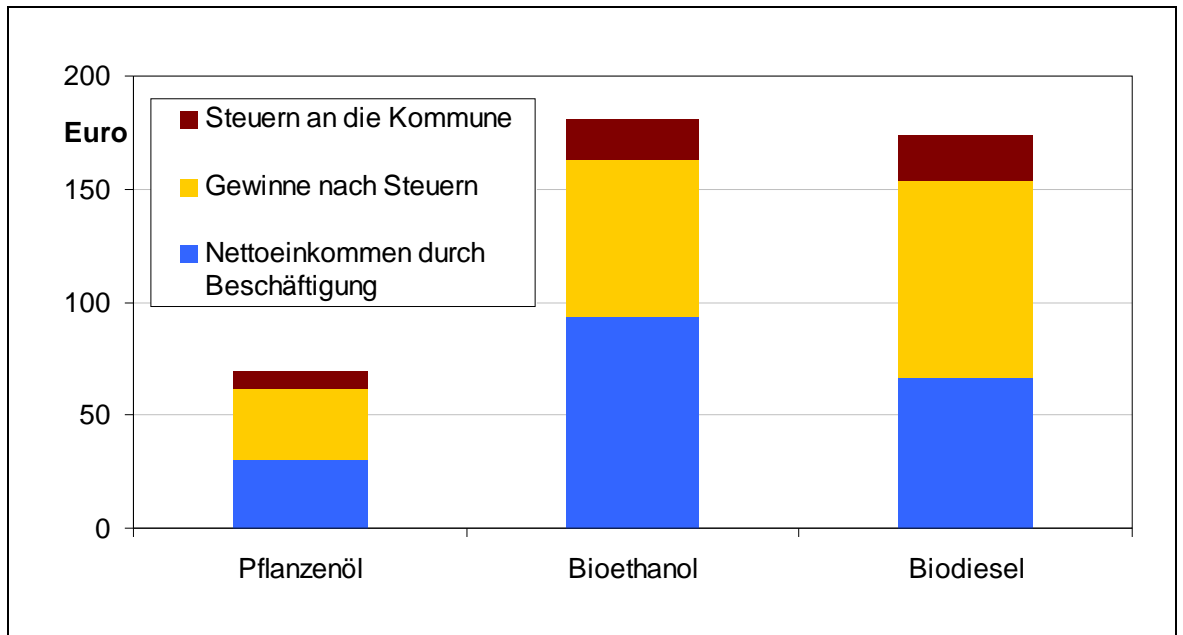


Abb. 3.34: Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte bei Biokraftstoffen in 2009 in Euro pro 1.000 Liter, aufgeteilt nach Nettoeinkommen, Gewinnen und Steuern

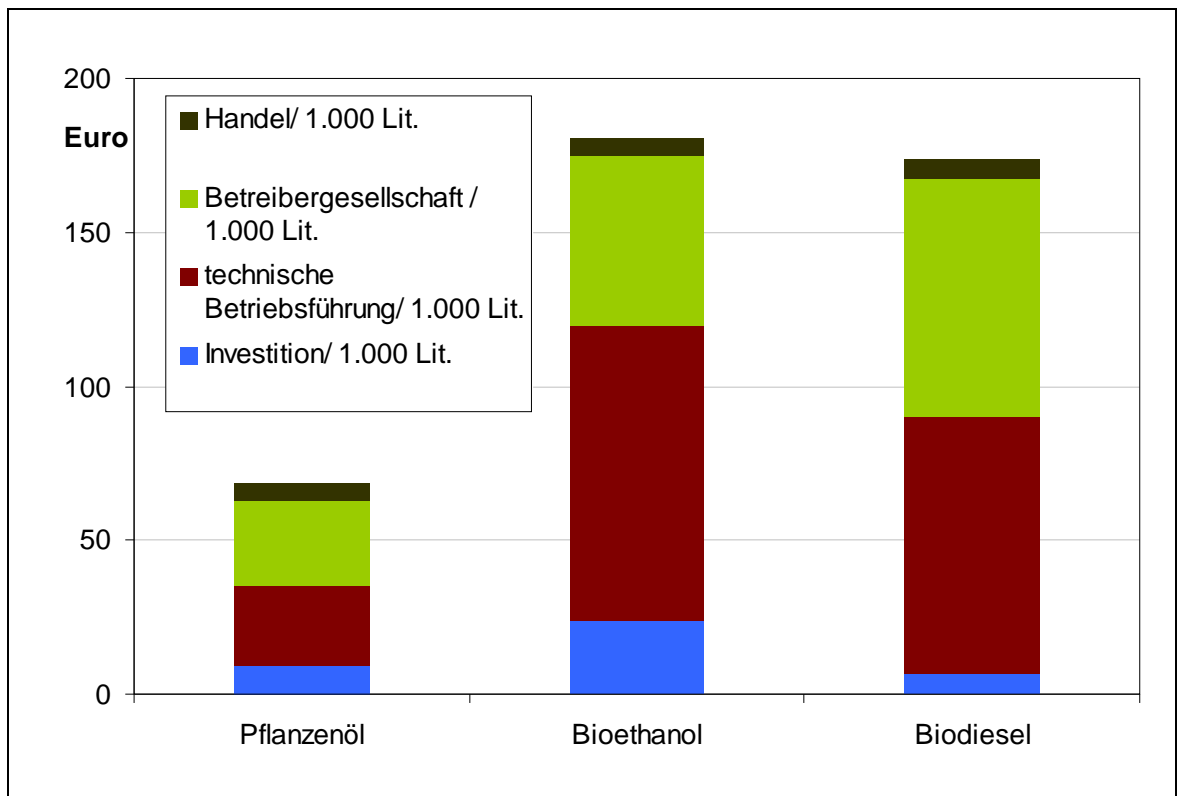


Abb. 3.35: Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte bei Biokraftstoffen in 2009 in Euro pro 1.000 Liter, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen

4 Analyse von Beispielkommunen (anonymisiert)

4.1 Vorgehen und Methoden

Zur Anwendung der oben ermittelten Daten der kommunalen Wertschöpfung für die 16 EE-Technologien wurden einige Beispielkommunen unterschiedlicher Größe ausgewählt. Die Analyse der Beispielkommunen diente dabei im Wesentlichen der Überprüfung und Vervollständigung der Daten der Wertschöpfung. Zum zweiten boten sie den ersten Anwendungsfall des Wertschöpfungsmodells KOWEE. Die Auswahl der Beispielkommunen orientierte sich neben der Größe an unterschiedlichen EE-Schwerpunkten und –Zusammensetzungen sowie an bereits möglichst hohen Ausbaugraden, um eine ausreichende Sichtbarkeit der Wertschöpfungseffekte zu erreichen.

Im Rahmen der Studie war nicht möglich, jeweils ein komplettes, empirisch valides Abbild der genauen Situation bezüglich aller im EE-Bereich aktiven Unternehmen und aller getätigten EE-Investitionen zu erhalten. Daher werden an dieser Stelle einzelne Ergebnisse der Anwendung des Modells auf zwei der Beispielkommunen in anonymisierter Form dargestellt, um die Effekte an realen Beispielen zu verdeutlichen. Im nächsten Kapitel werden darüber hinaus Ergebnisse und Wirkungen in modellierten Kommunen gezeigt.

Um die Wertschöpfungseffekte durch die EE-Technologien in den Beispielkommunen zu ermitteln, wurde die entwickelte Berechnungsmethode auf die in den Kommunen vorhandenen Wertschöpfungsstufen angewandt. Die Daten aus der empirischen Erhebung und zusätzliche Sekundärdaten lieferten die Information über die in den Beispielkommunen vorhandenen Wertschöpfungsschritte, die installierte Leistung und den Zubau bei den EE-Technologien im Jahr 2009, sowie die Strom- und Wärmezeugung der EE-Anlagen in den Kommunen. Wo nötig, mussten fehlende Angaben mit Hilfe von Erfahrungswerten abgeleitet werden. Alle Daten wurden so aufbereitet, dass sie sich auf die Leistungseinheit kW beziehen. Dies lieferte die Grundlage, um für jede EE-Technologie und für jede in den Beispielkommunen vorhandene Wertschöpfungsstufe die erzielten Nettoeinkommen, die kommunalen Steuereinnahmen, die Gewinne und die Pachteinahmen zu ermitteln.

Wichtig ist, dass für bestimmte Wahlparameter des Modells möglichst die realen Gegebenheiten zu ermitteln sind. Dies gilt beispielsweise für die Frage, ob die Pachteinahmen an die Kommune oder private Akteure gehen oder wo der Sitz eines Betreibers ist. Letzteres ist beispielsweise für die Ermittlung der Gewerbesteuererinnahmen durch Windkraft bedeutsam, je nach dem, ob es sich in der Beispielkommune um einen Anlagenstandort oder um den Sitz einer Betreibergesellschaft für Windkraftanlagen handelt. Sind in der Kommune die Anlagen installiert und sitzt der Betreiber außerhalb, so erhält die Gemeinde 70 % der Gewerbesteuererinnahmen. Befindet sich nur der Sitz des Betreibers in der Kommune, so bleibt der Kommune ein Anteil von 30 % der Gewerbesteuer.

Die in den Beispielkommunen generierte Wertschöpfung durch Nettoeinkommen der Beschäftigten, kommunale Steuereinnahmen, Gewinne der kommunalen Unternehmen und Pachteinahmen der einzelnen Stufen wird nachfolgend für die EE-Technologien in aggregierter Form dargestellt.

4.2 Ergebnisse

4.2.1 Beispielkommune bis 5.000 Einwohner, Schwerpunkt Photovoltaik

In der untersuchten Gemeinde gibt es über 100 Photovoltaikanlagen, sowie einige Wasserkraft-, Wind- und Biogasanlagen. Auch im Wärmebereich gibt es eine Vielzahl von Anlagen: u.a. ca. 40 Pelletkessel und über 100 solarthermische Anlagen. Rechnerisch deckt der hohe Wind- und PV-Anteil bereits fast den gesamten Stromverbrauch der Kommune. Im Bereich der dezentralen Wärmeerzeugung insbesondere durch Biomasse und Solarthermie liegt die Beispielkommune damit deutlich über dem Bundesdurchschnitt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Übersicht über die ermittelten EE-Unternehmen, die in der Kommune ansässig sind. Es gibt keine EE-Anlagenproduzenten, aber in allen folgenden Wertschöpfungsstufen sind in zunehmender Anzahl insbesondere Dienstleister und Handwerker vorhanden.

Tab. 3.108: Übersicht zentraler Wertschöpfungsschritte in Beispielkommune 1

Legende: X: Vorhanden, 0: nicht vorhanden, k.A.: keine Angaben

	Produktion	Handel	Planung	Installation	Finanz.	Betrieb
Windkraft Onshore	0	0	k.A.	0	k.A.	X
Wasserkraft	0	0	k.A.	k.A.	k.A.	X
Biogas	0	0	k.A.	k.A.	X	X
PV klein	0	X	X	X	X	X
PV Freifläche	0	0	0	0	k.A.	0
Solarthermie	0	X	X	X	X	X
Biomasseproduktion	X	X	-	-	-	-
Biomasseanlagen	0	X	X	X	k.A.	X
Geothermie	0	X	X	X	X	X
Biokraftstoff	k.A.	k.A.	0	0	0	k.A.

Die nachfolgende Ergebnisgrafik der kommunalen Wertschöpfung zeigt deutlich, dass die in der Kommune installierten PV-Anlagen den Schwerpunkt der gesamten Wertschöpfung ausmachen. Hierbei sind es jeweils die Einkommen, die die mit Abstand höchste Wertschöpfung generieren, da im betrachteten Jahr viele Anlagen in der Kommune selbst, aber auch von kommunalen Unternehmen in anderen Gemeinden installiert wurden. Die dadurch generierten Einkommen stärken die kommunale Beschäftigungssituation und sorgen für entsprechend anteilige Steuereinnahmen. Zudem spielten auch Handel, Planung und in geringem Umfang der Betrieb eine Rolle.

An zweiter Stelle steht mit größerem Abstand die Biomasse, d.h. Biogas- und Holzanlagen. Hier spielt vor allem die Wartung und Instandhaltung, aber auch der Betrieb durch kommunale Akteure eine Rolle. Die Wertschöpfung ist insgesamt deutlich geringer als bei der Photovoltaik, da die Anlagen in diesem Fall nicht von kommunalen Akteuren geplant und installiert wurden. Bei der Windenergie fallen insbesondere die Pachteinnahmen bei der kommunalen Wertschöpfung ins Gewicht, während die meisten anderen Wertschöpfungsstufen und –schritte von Akteuren außerhalb der

kleinen Kommune erbracht wurden. Auch die Solarthermie und die Wasserkraft sorgen mit ca. 40.000 bzw. 30.000 Euro noch für einen nennenswerten Beitrag zur Wertschöpfung.

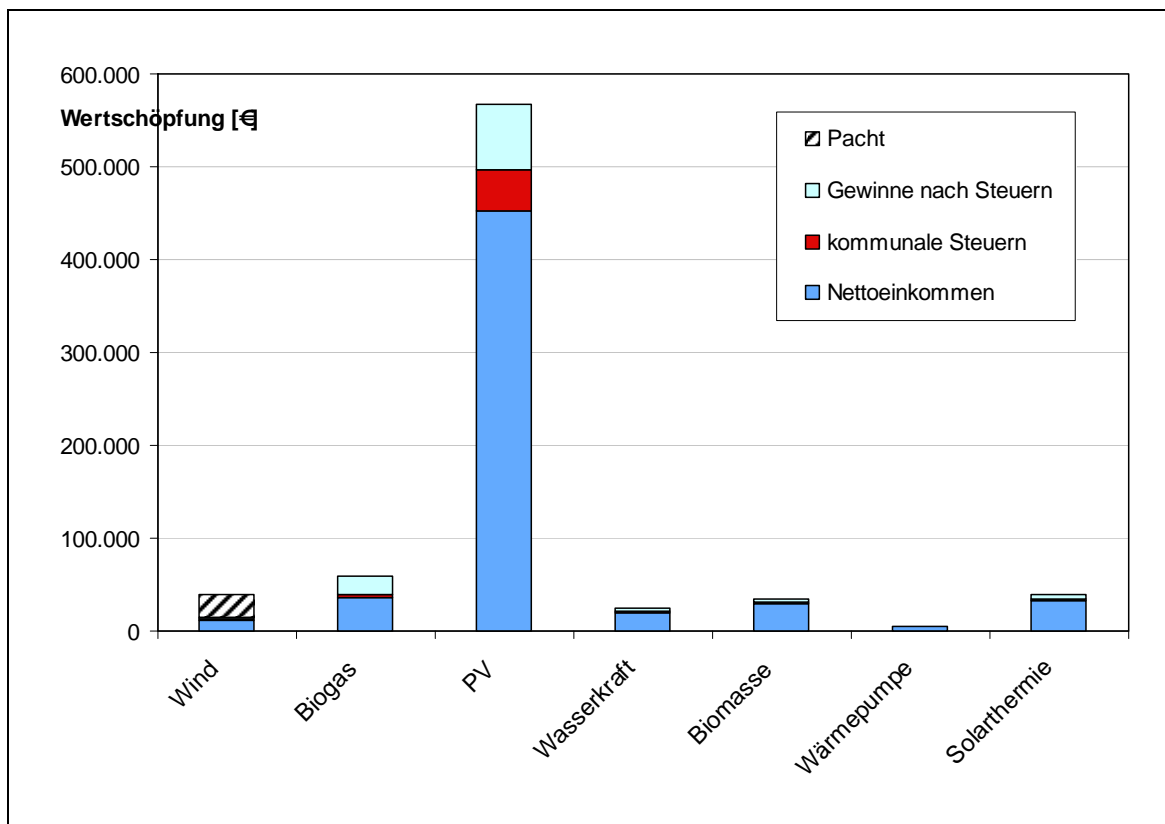


Abb. 3.36: Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Beispielkommune 1, Kategorie bis 5.000 Einwohner, im Jahr 2009

Mit der durch die EE-Anlagen erzeugten Energie konnten in der Gemeinde im Jahr 2009 über 10.000 Tonnen CO₂ eingespart werden. Außerdem hat die Stadt durch die Energie-Eigenerzeugung über 400.000 Euro durch vermiedene Importe fossiler Energieträger eingespart.

4.2.2 Beispielkommune bis 20.000 Einwohner, Schwerpunkt Biogas

In der untersuchten Beispielkommune wird vorrangig erneuerbare Energie aus mehreren Biogasanlagen gewonnen. Damit steht diese Kommune stellvertretend für viele kleinere, landwirtschaftlich geprägte Kommunen, die ebenfalls diesen Weg beschritten haben oder noch beschreiten wollen und damit einen deutlich überdurchschnittlichen EE-Anteil im Strom- und Wärmebereich erreichen können. Auch die Photovoltaik ist in der Beispielkommune leicht überdurchschnittlich vorhanden. Demgegenüber gibt es keine Windenergie- und Wasserkraftanlagen. Im Wärmebereich gibt es ca. 25 Pelletanlagen und weit über 100 solarthermische Anlagen. Auch damit liegt die Beispielkommune deutlich oberhalb des Bundesdurchschnitts.

Das Spektrum der Unternehmen vor Ort ist stark auf den Biomasse- und PV-Bereich konzentriert. Es gibt einige Handwerksunternehmen, die EE neben konventionellen Systemen mit im Angebot für ihre Kunden haben und nur einen Pionier, der ausschließlich EE-Anlagen anbietet. Im Biogas-

bereich gibt es einen Anlagenplaner, der auch Anlagen außerhalb der Kommune plant und installiert und somit in nennenswertem Umfang zur Wertschöpfung beiträgt.

Tab. 3.109: Übersicht zentraler Wertschöpfungsschritte in Beispielkommune 2

Legende: X: Vorhanden, 0: nicht vorhanden, k.A.: keine Angaben

	Produktion	Handel	Planung	Installation	Finanz.	Betrieb
Wind	0	0	k.A.	0	k.A.	0
Wasserkraft	0	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0
Biogas	k.A.	k.A.	X	X	X	X
PV klein	0	X	X	X	X	X
PV Freiflächen	0	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0
Solarthermie	0	X	X	X	k.A.	X
Biomasseanbau	X	X	-	-	-	-
Biomasseanlagen	0	X	X	X	k.A.	X
Geothermie	0	k.A.	X	X	k.A.	X
Kraftstoffe	k.A.	X	k.A.	k.A.	k.A.	X

Die Ergebnisse zeigen, dass in Beispielkommune 2 der Bereich Biogas aufgrund der installierten Leistung, aber auch durch die über die kommunalen Grenzen hinaus aktiven Unternehmen mit etwa 80 % mit großem Abstand zur kommunalen Wertschöpfung beiträgt. Im Jahr 2009 konnten 680.000 Euro an Wertschöpfung allein diesem Bereich zugeordnet werden. Der größte Teil entfällt dabei auf die Einkommen, da mehrere Unternehmen vor Ort sind. Aber auch die Photovoltaikanlagen generieren noch eine Wertschöpfung von 130.000 Euro; auch hier aufgrund mehrerer in der Kommune ansässiger Unternehmen. Insgesamt erzeugten die Erneuerbaren in dieser Kommune eine Wertschöpfung von über 850.000 Euro, über 60.000 Euro davon fallen als kommunale Steuern an.

Die Kommune kann durch die erzeugte erneuerbare Energie ca. 15.000 Tonnen CO₂ einsparen und spart zudem ca. 850.000 Euro durch vermiedene Importe fossiler Energieträger.

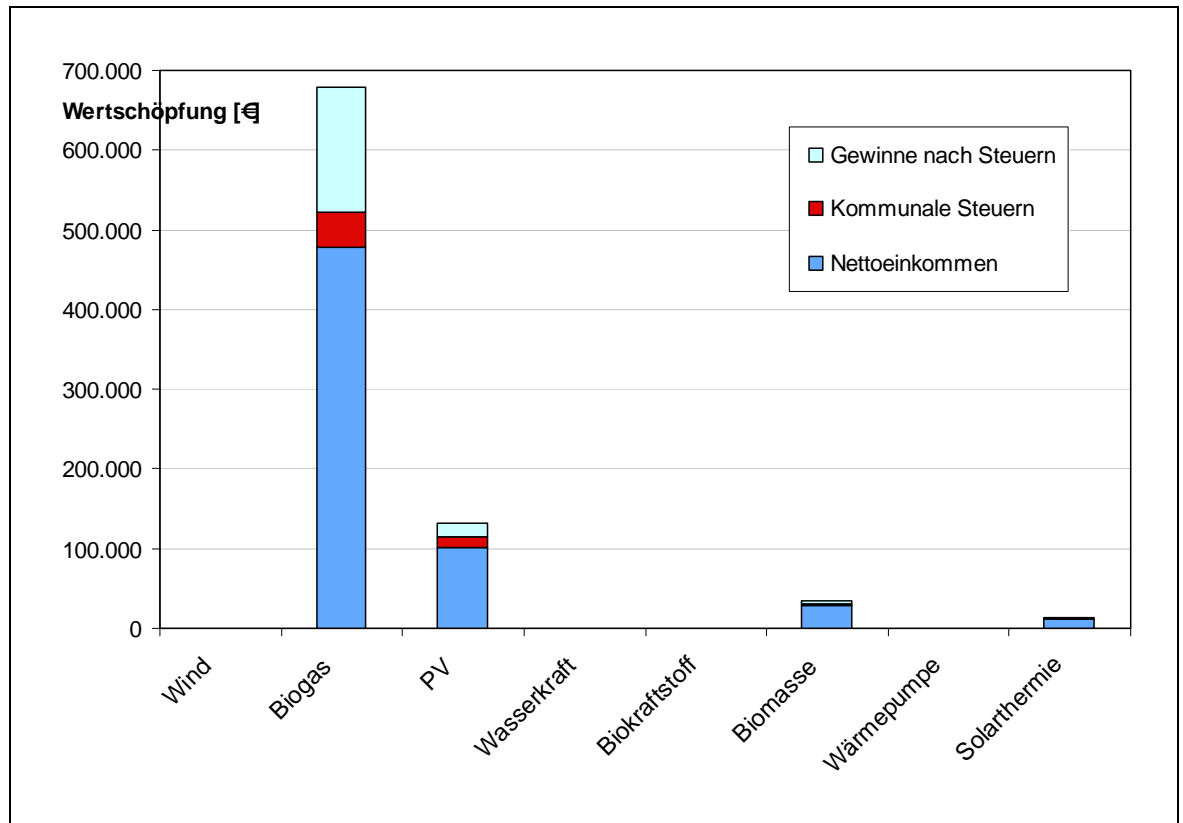


Abb. 3.37: Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Beispielkommune 2, Kategorie bis 20.000 Einwohner, im Jahr 2009

4.2.3 Beispielkommune bis 100.000 Einwohner, Schwerpunkt Biomasse

In dieser größeren Kommune sind die erneuerbaren Energien weder in Bezug auf die installierte Leistung noch auf die Anzahl der in diesem Bereich aktiven Unternehmen überdurchschnittlich vorhanden. Hervorzuheben ist hier lediglich eine ausgeprägte Biomasseanwendung, die insbesondere durch große Biomasseanlagen geprägt ist, die zudem in Teilen von kommunalen Akteuren geplant und installiert wurden. Außerdem spielen die Windenergie und die Photovoltaik eine Rolle. Interessant ist in dieser Kommune, dass aufgrund eines ansässigen Herstellers von Komponenten auch Wertschöpfung generiert wird, obwohl keine Anlagen dieser Technologie vor Ort installiert sind.

Im Ergebnis wurden in dieser Kommune durch die hier ermittelten Wertschöpfungsschritte im Jahr 2009 mindestens 1,6 Mio. Euro generiert. Davon entfiel der mit Abstand größte Anteil auf die Nutzung der Biomasse in großen Anlagen. Knapp 200.000 Euro entfielen auf den in der Kommune ansässigen Produktionsbetrieb im Bereich der Windenergie. Mit deutlichem Abstand folgen die Bereiche Photovoltaik, Solarthermie und Wasserkraft. Insgesamt fielen durch die hier analysierten Wertschöpfungsschritte 150.000 Euro an Kommunalsteuern an.

Mit den errichteten EE-Anlagen können in der Kommune fast 5.000 Tonnen CO₂ vermieden werden. Die durch die erneuerbar erzeugte Energie führte zudem zu vermiedenen Importen fossiler Energieträger in Höhe von etwa 300.000 Euro.

Tab. 3.110: Übersicht zentraler Wertschöpfungsschritte in Beispielkommune 3

Legende: X: Vorhanden, 0: nicht vorhanden, k.A.: keine Angaben / * Komponentenproduktion

	Produktion	Handel	Planung	Installation	Finanz.	Betrieb
Windkraft Onshore	X*	X*	k.A.	k.A.	k.A.	0
Wasserkraft	0	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	X
Biogas	0	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0
PV klein	0	X	X	X	X	X
Solarthermie	0	X	X	X	X	X
Biomasse	X	X	0	0	0	0
Biomasseanlagen	X	X	X	X	k.A.	X
Geothermie	0	k.A.	X	X	X	X
Kraftstoff	k.A.	X	0	0	0	X

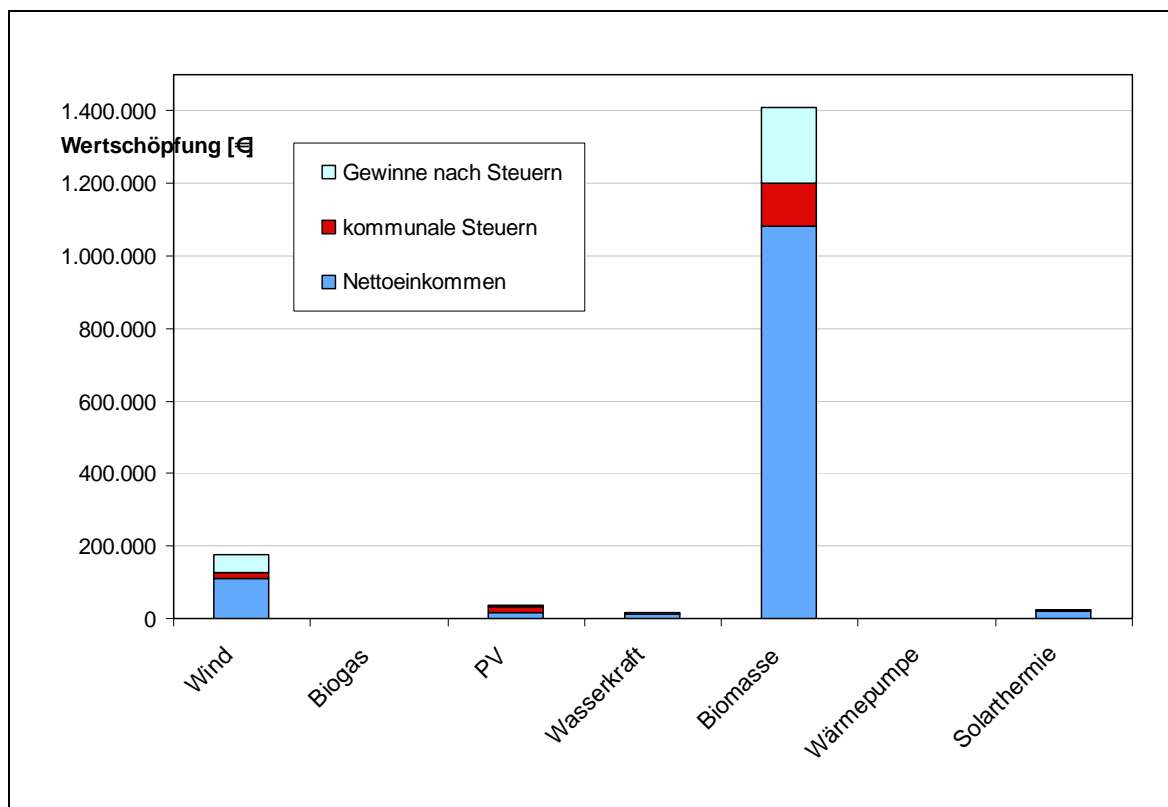


Abb. 3.38: Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Beispielkommune 3, Kategorie bis 100.000 Einwohner, 2009

5 Analyse von modellierten Kommunen

5.1 Vorgehen und Methoden

Die ermittelten Wertschöpfungen über alle Stufen in den verschiedenen EE-Technologiebereichen erlauben es nicht nur, die Effekte in konkreten Beispielkommunen zu analysieren, sondern auch modellhaft kommunale Effekte abzubilden. Damit können spezifische kommunale Situationen betont und deren Effekte sichtbarer und damit anschaulicher gemacht werden. Mit der Modellierung von beispielsweise typischen, durchschnittlichen, oder auf gewisse Schwerpunkte hinsichtlich der Technologien oder Wertschöpfungsstufen ausgerichtete Kommunen können so in etwa vergleichbare Kommunen angesprochen werden. Vor diesem Hintergrund wurden fünf Kommunen mit heterogenen Profilen modelliert.

Zentral für die Komposition war zunächst die Einwohnergröße, die von 2.500 bis 200.000 reicht. Darüber hinaus wurde gemäß der Beobachtung in der Praxis angenommen, dass in Abhängigkeit von der Größe der Kommune auch die Anzahl der kommunalen Wertschöpfungsstufen tendenziell zunimmt. Zudem wurden in der Regel überdurchschnittliche EE-Ausbaugrade bei einzelnen Technologien angenommen. Konkret haben vier der Modellkommunen jeweils unterschiedliche EE-Schwerpunkte, die mit einem vergleichsweise höheren Ausbaugrad angesetzt wurden. Eine Kommune ist demgegenüber als „durchschnittliche“ Kommune modelliert, die bei allen EE-Technologien die Ausbaugrade gemäß dem bundesdeutschen Durchschnitt aufweist. Basis für die Modellierung des Ausbaugrades bilden die durchschnittlich installierten Leistungen pro Einwohner in Deutschland für jede EE-Technologie, wie sie laut den aktuellen statistischen Daten des BMU (EE in Zahlen) aus den absoluten installierten Leistungen hergeleitet werden können. Im Unterschied zu den „realen“ Effekten in Beispielkommunen gehen wir an dieser Stelle aus Gründen der Vereinfachung und Veranschaulichung primär von einer Abhängigkeit der Wertschöpfung von den installierten Anlagenleistungen in der Kommune aus. Wie bei den realen Beispielkommunen gezeigt kann die Wertschöpfung jedoch ebenfalls durch aus der Kommune „exportierte“ Produkte oder Dienstleistungen erfolgen.

- Bei der Modellkommune 1 handelt es sich um eine kleine Gemeinde mit der Zielsetzung eine 100 %ige Versorgung auf der Basis der Biomassenutzung zu erreichen. Demgemäß wurde die installierte Leistung bei den Biomasse- und Biogasanlagen in einer Größenordnung angesetzt, die eine vollständige Versorgung ermöglicht. Die Planung und Installation dieser Biomasseanlagen wird durch Akteure vor Ort vorgenommen. Andere EE wurden in MK1 nicht angesetzt.
- In Modellkommune 2 liegt der Schwerpunkt auf Windkraft und Biomasse, weswegen hier von einer im Vergleich zum Bundesdurchschnitt bei Wind von einer doppelten, bei Biomasse von einer vierfachen Leistung ausgegangen wird. Zusätzlich wird ab MK2 jeweils angenommen, dass alle anderen EE-Technologien „durchschnittlich“ vorhanden sind bzw. zugebaut werden. Ebenso wird ab MK2 angenommen, dass die Planung und Installation von kommunalen Unternehmen ausgeführt wird. Ausnahme stellt hier die WEA-Planung dar, die die Anzahl der Unternehmen hier vergleichsweise geringer ist.
- Bei Modellkommune 3 handelt es sich um eine „Wind-Kommune“ mit einem dreifachen Ausbaugrad im Vergleich zum Bundesdurchschnitt. Diese Modellkommune ist auch in anderen EE-

Bereichen Vorreiter; für Biogas wurde die vierfache und für PV-Kleinanlagen die doppelte installierte Leistung im Vergleich zum Durchschnitt angenommen. Für Planung und Installation gelten die gleichen Bedingungen wie bei MK2, mit der gleichen Einschränkung für die Windkraft-Planer. Zusätzlich befindet sich der Sitz einer Betreibergesellschaft für Windkraftanlagen in dieser Kommune.

- Die Modellkommune 4 ist als „durchschnittliche“ Kommune modelliert, d.h. sie verfügt in allen EE-Bereichen über eine dem nationalen Durchschnitt vergleichbare installierte Leistung. Dafür wurde die gesamte installierte Leistung im betrachteten EE-Technologiebereich auf einen Einwohner normiert und mit der Einwohnerzahl von MK4 hochgerechnet. Aufgrund der Größe von MK4 nehmen wir zudem an, dass neben den in den kleineren Kommunen angesetzten Wertschöpfungsstufen auch Finanzierer und Versicherer ansässig sind.
- In Modellkommune 5, die für eine größere Stadt steht, wurde der Schwerpunkt auf die Nutzung der Solarenergie gelegt. Die Photovoltaik-Kleinanlagenzahl wurde verdoppelt sowie eine 2 MW-Freiflächenanlage berücksichtigt. Auch die Solarthermieanlagenzahl ist doppelt so hoch im Bestand und beim Zubau. Zusätzlich verfügt die Kommune über Wasserkraftanlagen, deren Leistung 50 % über dem deutschen Durchschnittswert pro Einwohner liegt, der Zubau wird sogar doppelt so hoch angenommen.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Annahmen und Schwerpunkte der Modellierung der fünf Kommunen im Überblick.

Tab. 5.1: Übersicht des Aufbaus der Modellkommunen mit wesentlichen Merkmalen

Legende: Windenergie – WEA; Biomasse – BM, Photovoltaik – PV, Wasserkraft – WK, Solarthermie – ST, Biogas – BG; * Ausnahme: Planung & Projektierung der WEA nicht durch kommunale Unternehmen

	MK1	MK2	MK3	MK4	MK5
Einwohner	2.500 EW	12.500 EW	35.000 EW	75.000 EW	200.000 EW
Charakterisierung, EE-Schwerpunkt(e)	100 %-Kommune, nur BM	BM, WEA	WEA, BG, PV-Klein	Durchschnitt	PV, PV-Freifläche, WK, ST
Durchschnittlicher Ausbaugrad bei restlichen EE	-	x	x	x	x
<i>Wertschöpfungsstufen in der Kommune</i>					
Planung & Projektierung	x	x *	x *	x	x
Installation	x	x	x	x	x
Finanzierung				x	x
Versicherung				x	x
Betreibergesellschaft	BM		WEA		PV

5.2 Ergebnisse

Die bei dieser Modellierung der fünf Kommunen jeweils erzeugte und in der Kommune anfallende Wertschöpfung, die vermiedenen CO₂-Emissionen und Importe fossiler Brennstoffe sowie die Beschäftigungseffekte (in Vollzeitäquivalenten) ergeben sich wie nachfolgend beschrieben. Ergänzend werden alle zentralen Ergebnisse tabellarisch aufgeführt und zusätzlich die Wertschöpfung über die einzelnen Erneuerbaren Energien jeweils aufgeschlüsselt in die drei wesentlichen Bestandteile Einkommen, Gewinne und Steuern grafisch dargestellt.

Bei der **Modellkommune 1**, die sich zu 100 % aus Biomasse versorgen kann, und die zudem den bundesdurchschnittlichen Ausbaugrad in den beiden Solartechniken aufweist, sieht man deutlich den überdurchschnittlichen Beitrag der Biogas- und Biomasseanlagen an der Wertschöpfung. Die kleine Biomasse-Gemeinde erzielt eine Wertschöpfung von über 450.000 Euro. Davon entfällt der größte Anteil auf die Einkommen der Beschäftigten bei den ortsansässigen EE-Unternehmen. Die Gemeinde erhält über 33.000 Euro durch Gewerbe- und Einkommensteuer. Dies entspricht einem Anteil von mehr fast 3 % an der Steuersumme aus allen Gewerbesteuern und kommunalen Rückflüssen aus der Einkommensteuer, die eine Kommune in der Größe durchschnittlich einnimmt.³² Die Beiträge der mit durchschnittlichem Ausbaugrad angesetzten Solartechnologien fallen dem gemäß deutlich geringer aus; aber immerhin leisten auch sie in der kleinen Gemeinde gemeinsam eine kommunale Wertschöpfung in Höhe von mehr als 40.000 Euro.

Vergleichsweise hoch fallen jedoch die vermiedenen Ausgaben für Importe fossiler Brennstoffe aus, die sich rechnerisch auf 780.000 Euro belaufen. Zudem werden über 15.000 Tonnen CO₂ vermieden. Ebenfalls rechnerisch ergeben sich für die hier angesetzten Wertschöpfungsstufen in den beiden modellierten EE-Sparten Biomasse und Solarenergie ca. zehn Vollzeitbeschäftigte. In dieser 100 %-Biomasse-Kommune wird ein Durchschnitt von 182 Euro pro Einwohner an Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien erreicht – ein 4,6-fach höherer Wert im Vergleich zur durchschnittlichen Wertschöpfung pro Einwohner in Modellkommune 4 („Durchschnittskommune“).

³² In Deutschland betrug im Jahr 2009 der Verwaltungshaushalt der Gemeinden hinsichtlich der Gewerbesteuer 25 Milliarden Euro und am Gemeindeanteil an der Einkommenssteuer 23,9 Milliarden Euro (BMF 2010c). Damit ergeben sich bei einer Bevölkerung von rund 82 Millionen pro Einwohner Gewerbesteuereinnahmen von ca. 291 €, während sich der Gemeindeanteil an der Einkommenssteuer pro Einwohner auf ca. 305 € beziffert. Insgesamt vereinnahmen die Kommunen an diesen Steuereinnahmen 596 € pro Einwohner.

Tab. 5.2: Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 1 im Jahr 2009

Wertschöpfung in Euro	Einkommen	Gewerbesteuer (netto)	Kommunaler Anteil an der Einkommens- steuer	Kommunaler Anteil der Umsatzsteuer	Kommunale Steuer- einnahmen gesamt	Gewinne	Pachteinnahmen	Kommunale Wert- schöpfung gesamt	Anteil EE-Sparten an der Wertschöpfung	Beschäftigungseffek- te [Anzahl Beschäftig- te, Vollzeit]
Windenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	0 %	0,0
Biogas	145.539	3.791	8.157	0	11.948	34.574	0	192.060	42 %	4
Photovoltaik	27.756	554	1.736	0	2.290	11.767	0	41.812	9 %	1
Wasserkraft	0	0	0	0	0	0	0	0	0 %	0
Biomasse	186.033	10.221	8.258	303	18.781	9.250	0	213.761	47 %	5
Wärmepumpen	0	0	0	0	0	0	0	0	0 %	0
Solarthermie	4.561	118	210	57	386	678	0	5.567	1 %	0,2
Biokraftstoffe	506	31	27	0	57	175	0	738	0,2 %	0
Gesamt	364.394	14.714	18.387	360	33.462	56.443	0	453.938	100 %	10

Tab. 5.3: Vermiedene CO₂-Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 1 im Jahr 2009

	Vermiedene CO ₂ - Emissionen		Vermiedene Importe fossiler Energieträger [€]				
	Direkt [t]	Gesamt [t]	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl	Diesel / Benzin	Summen
Windenergie	0	0	0	0	0	0	0
Biogas	13.444	12.802	270.898	275.900	115.375	0	662.173
Photovoltaik	125	121	2.730	4.315	0	0	7.045
Wasserkraft	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	1.161	1.263	6.031	39.901	40.897	0	86.829
Wärmepumpen	0	0	0	0	0	0	0
Solarthermie	35	31	17	1.440	2.072	0	3.529
Biokraftstoffe	268	146	0	0	0	19.498	19.498
Gesamt	15.033	14.363	279.677	321.555	158.344	19.498	779.074

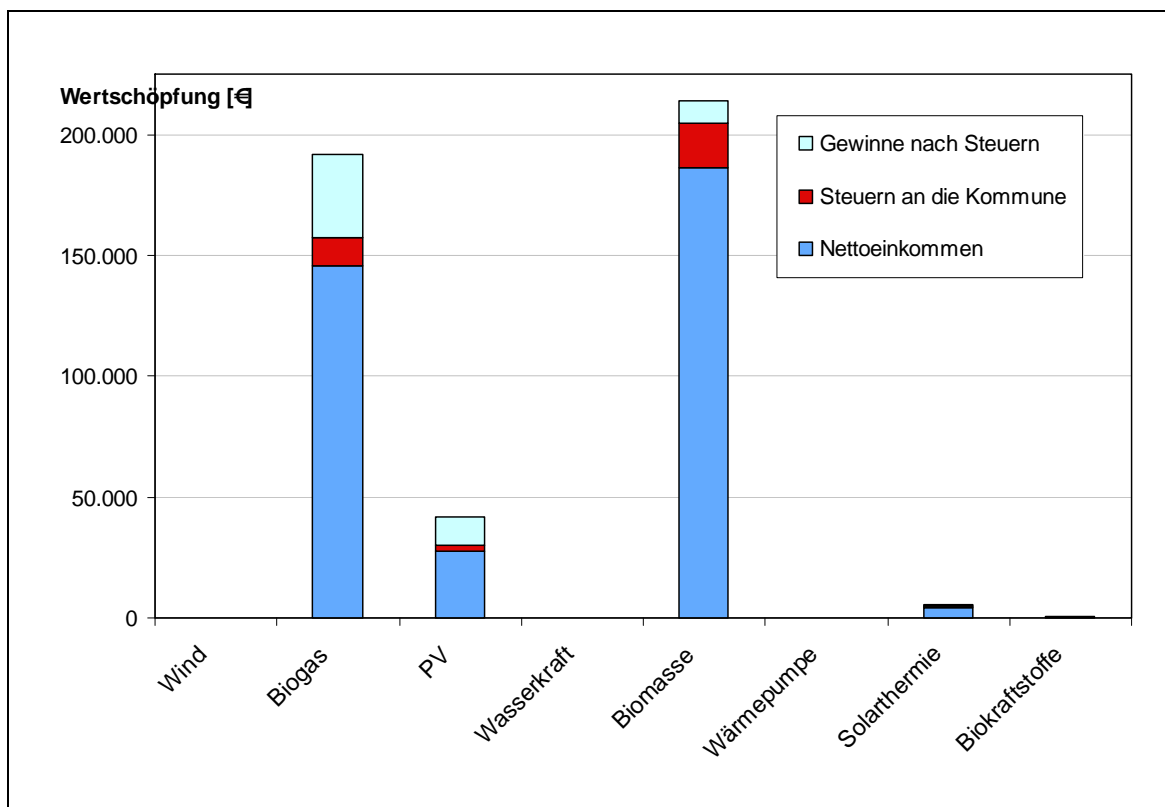


Abb. 5.1: Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Modellkommune 1, 2009

In **Modellkommune 2** macht sich der doppelte Wind-Ausbaugrad deutlich bemerkbar: Mit 43 % leistet die Windenergie den größten Beitrag an der Wertschöpfung. An zweiter Stelle liegt noch vor der ebenfalls überdurchschnittlich angesetzten Biomasse die Photovoltaik, die bereits bei durchschnittlichem Installationsgrad einen Anteil von fast 30 % an der gesamten kommunalen EE-Wertschöpfung aufweist. Dies ist auf die hohen Beiträge zu den privaten Einkommen zurückzuführen, da die Solaranlagen nicht nur hohe Dienstleistungsanteile aufweisen, sondern auch überwiegend von Privatpersonen finanziert und betrieben werden. Die Kommune nimmt ca. 54.000 Euro Steuern ein, was knapp einem Prozentpunkt der gesamten Gewerbe- und Einkommensteuern einer Kommune in dieser Größe entspricht. Insgesamt beträgt die Wertschöpfung dieser Modellkommune 743.000 Euro im betrachteten Jahr.

Es werden außerdem rechnerisch ungefähr 700.000 Euro weniger für Importe fossiler Energieträger ausgegeben und über 14.000 Tonnen CO₂ vermieden. Der Beschäftigungseffekt liegt bei Modellkommune 2 bei etwas mehr als zehn Vollzeitbeschäftigten. Die durchschnittliche Wertschöpfung pro Einwohner liegt in dieser Kommune bei 60 Euro und damit um das 1,5-fache höher als in der „durchschnittlichen“ Modellkommune 4.

Tab. 5.4: Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 2 im Jahr 2009

Wertschöpfung in Euro	Einkommen	Gewerbesteuer (netto)	Kommunaler Anteil an der Einkommens- steuer	Kommunaler Anteil der Umsatzsteuer	Kommunale Steuer- einnahmen gesamt	Gewinne	Pachteinnahmen	Kommunale Wert- schöpfung gesamt	Anteil EE-Sparten an der Wertschöpfung	Beschäftigungseffek- te [Anzahl Beschäftig- te, Vollzeit]
Windenergie	217.002	23.257	7.453	0	30.710	7.404	64.182	319.299	43 %	1
Biogas	19.419	500	1.078	0	1.578	4.787	1.700	27.485	4 %	1
Photovoltaik	138.216	2.752	8.633	0	11.385	58.458	0	208.059	28 %	4
Wasserkraft	2.321	17	126	0	142	96	0	2.560	0,3 %	
Biomasse	122.629	1.351	5.385	175	6.911	7.765	0	137.130	19 %	3
Wärmepumpen	12.569	578	193	282	1.053	3.301	0	16.640	2 %	1
Solarthermie	22.955	595	1.058	288	1.942	3.407	0	28.015	4 %	1
Biokraftstoffe	2.531	153	133	0	287	874	0	3.691	1 %	0,1
Gesamt	537.642	29.204	24.059	746	54.008	86.092	65.883	742.878	100 %	10

Tab. 5.5: Vermiedene CO₂-Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 2 im Jahr 2009

	Vermiedene CO ₂ - Emissionen		Vermiedene Importe fossiler Energieträger [€]				
	Direkt [t]	Gesamt [t]	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl	Diesel / Benzin	Summen
Windenergie	9.708	10.069	225.504	135.748	19.520	0	380.772
Biogas	1.573	1.498	31.695	32.280	13.499	0	77.474
Photovoltaik	624	602	13.633	21.543	0	0	35.176
Wasserkraft	91	95	1.341	1.178	0	0	2.519
Biomasse	782	849	4.209	26.948	26.767	0	57.924
Wärmepumpen	423	150	566	15.076	24.331	0	39.973
Solarthermie	176	157	86	7.200	10.362	0	17.648
Biokraftstoffe	1.338	728	0	0	0	97.489	97.489
Gesamt	14.715	14.148	277.035	239.973	94.478	97.489	708.975

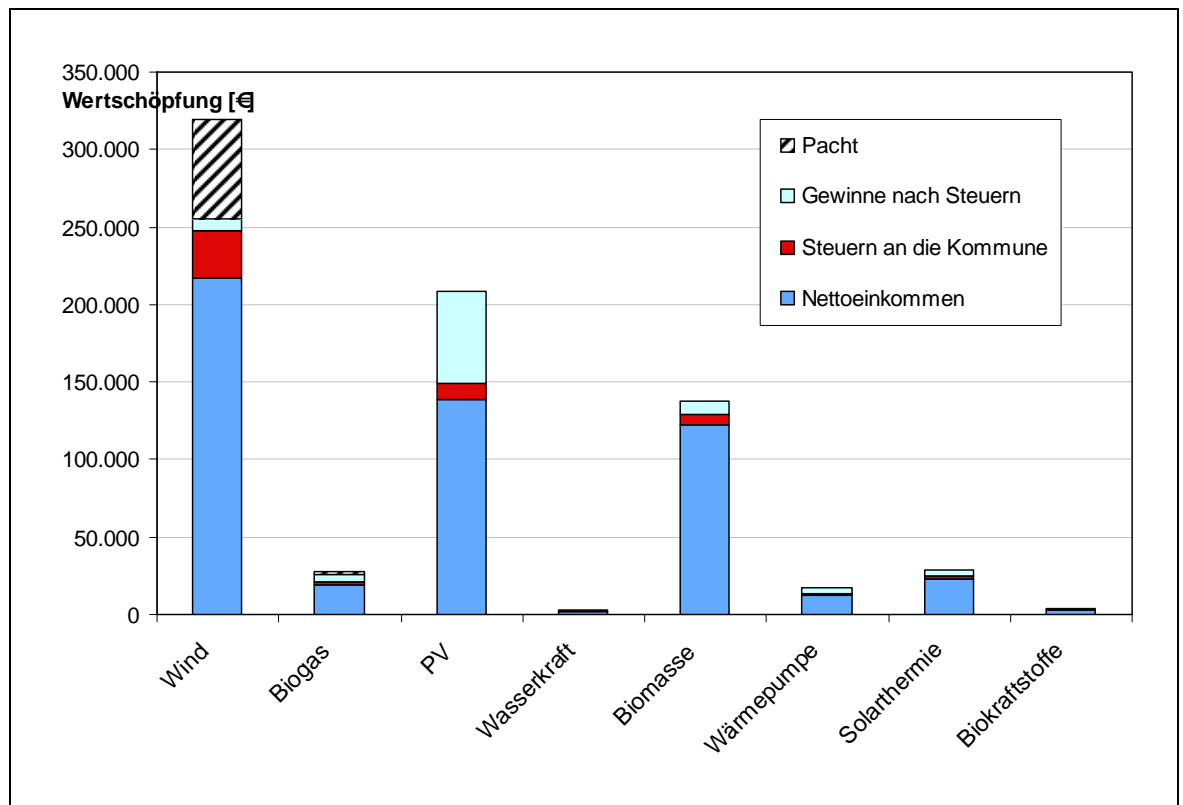


Abb. 5.2: Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Modellkommune 2, 2009

In der Wind-Kommune mit dreifachem Ausbaugrad im Vergleich zum Durchschnitt sowie doppelter Leistung an Photovoltaikanlagen (**Modellkommune 3**) erhöht sich die gesamte kommunale Wertschöpfung durch EE deutlich auf über 3 Mio. Euro. Die Windenergie trägt hier über 50 % dazu bei, allein die Steuereinnahmen aus der Windenergie belaufen sich fast auf 200.000 Euro, zudem wird eine Pacht in Höhe von 274.000 Euro erzielt. Der erhöhte Biogas-Ausbaugrad macht sich demgegenüber angesichts des sehr niedrigen Durchschnittswerts kaum bemerkbar. Die gesamten Steuereinnahmen durch EE haben einen Anteil von 1,3 % an den gesamten Steuern der Kommune auf Gewerbe und Einkommen. Rechnerisch geht die hier ermittelte Wertschöpfung auf ca. 41 Vollzeitbeschäftigte zurück. Es werden ca. 68.000 Tonnen CO₂ vermieden und 3,2 Mio. Euro weniger für fossile Brennstoffe ausgegeben. Modellkommune 3 erreicht eine durchschnittliche Wertschöpfung von 87 Euro pro Einwohner, dem 2,2-fachen des Werts der „durchschnittlichen“ Modellkommune 4.

Tab. 5.6: Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 3 im Jahr 2009

Wertschöpfung in Euro	Einkommen	Gewerbesteuer (netto)	Kommunaler Anteil an der Einkommens- steuer	Kommunaler Anteil der Umsatzsteuer	Kommunale Steuer- einnahmen gesamt	Gewinne	Pachteinnahmen	Kommunale Wert- schöpfung gesamt	Anteil EE-Sparten an der Wertschöpfung	Beschäftigungsef- fekte [Anzahl Be- schäftigte, Vollzeit]
Windenergie	960.658	140.667	41.522	0	182.189	169.073	274.761	1.586.681	52,1 %	5,4
Biogas	188.950	5.792	12.513	0	18.305	68.952	19.555	295.761	9,7 %	7,3
Photovoltaik	773.418	15.391	48.302	0	63.693	87.937	0	925.049	30,4 %	21,6
Wasserkraft	6.483	47	351	0	398	269	0	7.149	0,2 %	0,1
Biomasse	85.418	938	3.749	121	4.809	5.392	0	95.498	3,1 %	2,3
Wärmepumpen	35.150	1.616	540	790	2.946	9.233	0	46.539	1,5 %	1,4
Solarthermie	64.306	1.667	2.965	808	5.440	9.543	0	78.482	2,6 %	2,7
Biokraftstoffe	7.086	429	373	0	802	2.447	0	10.335	0,3 %	0,3
Gesamt	2.121.470	166.547	110.316	1.719	278.581	352.846	294.316	3.045.495	100 %	41,1

Tab. 5.7: Vermiedene CO₂-Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 3 im Jahr 2009

	Vermiedene CO ₂ - Emissionen		Vermiedene Importe fossiler Energieträger [t]				
	Direkt [t]	Gesamt [t]	Steinkoh- le	Erdgas	Mineralöl	Diesel / Benzin	Summen
Windenergie	41.558	43.103	965.369	581.130	83.564	0	1.630.063
Biogas	17.705	16.861	356.773	363.360	151.949	0	872.081
Photovoltaik	3.496	3.370	76.325	120.608	0	0	196.933
Wasserkraft	254	265	3.747	3.289	0	0	7.036
Biomasse	546	593	2.941	18.836	18.716	0	40.493
Wärmepumpen	1.183	421	1.583	42.174	68.063	0	111.820
Solarthermie	494	441	242	20.163	29.019	0	49.424
Biokraftstoffe	3.746	2.037	0	0	0	272.970	272.970
Gesamt	68.982	67.091	1.406.980	1.149.560	351,311	272.970	3.180.822

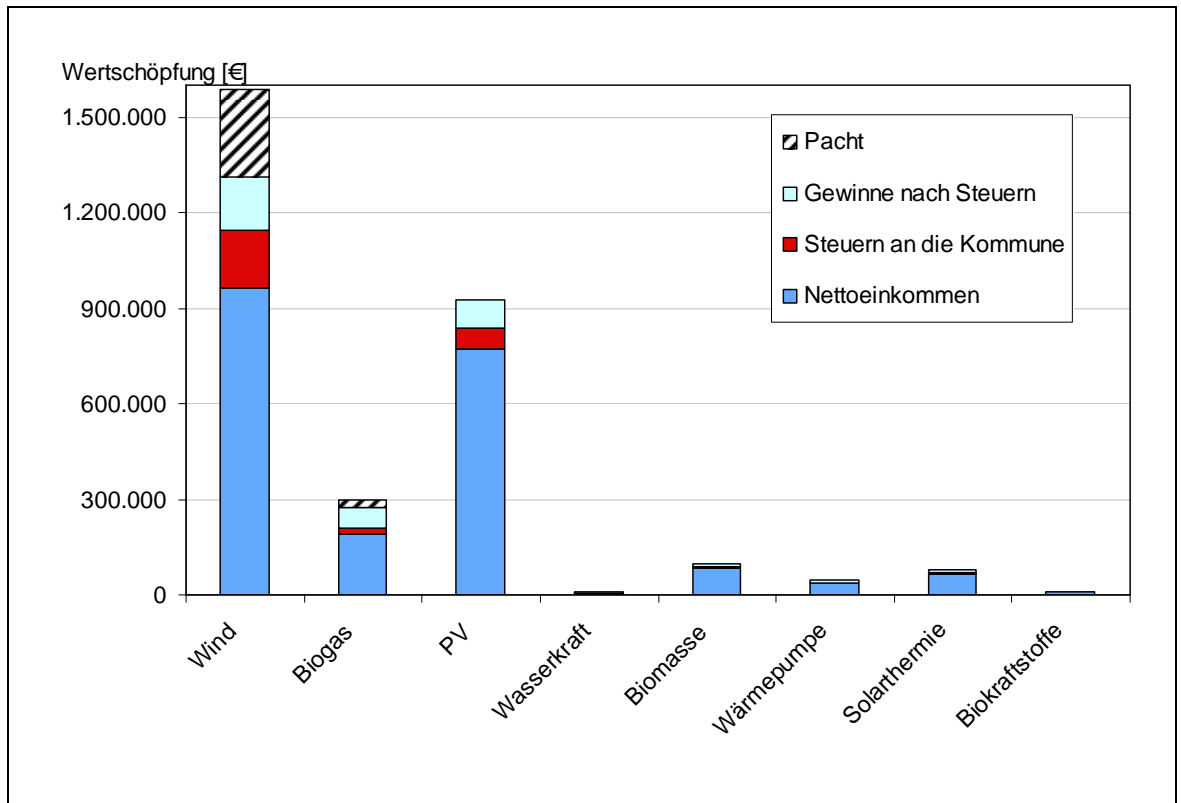


Abb. 5.3: Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Modellkommune 3, 2009

Aus den Ergebnissen für die **Modellkommune 4** geht hervor, dass in den Bereichen Windenergie und Photovoltaik die mit Abstand höchste Wertschöpfung generiert wird. Dabei spielen jeweils die Einkommen eine zentrale Rolle bei der Wertschöpfung. Bei der Photovoltaik liegen die Einkommen sogar noch höher, weil die Anlagen überwiegend von Privatpersonen betrieben werden, wodurch deren Einkommen wiederum erhöht werden. Insgesamt kann eine Kommune mit 75.000 Einwohnern und einem EE-Ausbau im Bundesdurchschnitt demgemäß ca. 1 Mio. Euro im Bereich Photovoltaik an Wertschöpfung generieren, im Bereich Windenergie sogar 1,2 Mio. Euro. Hier entfallen fast 200.000 Euro auf die Pachteinnahmen, wenn die Flächen im Besitz der Kommune sind. An Steuern nimmt diese Kommune aus den EE-Aktivitäten insgesamt 220.000 Euro ein. Dies entspricht in etwa 0,5 % der gesamten Gewerbe- und Einkommensteuern der Gemeinde. Die in den verschiedenen EE-Bereichen tätigen kommunalen Unternehmen erzeugen eine Wertschöpfung in Höhe von 340.000 Euro durch Gewinne. Mit etwas Abstand auf die Wertschöpfung durch Windkraft und Photovoltaik folgen die Bereiche Biomasse, Solarthermie und Biogas. Auch bei den Biogasanlagen können die Kommunen neben den Steuern als direkte Einnahmen Pacht erwirtschaften.

Insgesamt liegt die Wertschöpfung dieser Modellkommune, der durch die EE-Anlagen sowie alle im EE-Bereich tätigen Unternehmen und Privatpersonen bei rund 3 Mio. Euro. Die Durchschnittskommune vermeidet 2,9 Mio. Euro an Ausgaben für fossile Brennstoffe und über 56.000 Tonnen CO₂. Ungefähr 50 Vollzeitbeschäftigte erwirtschaften die modellierte Wertschöpfung. Kommunale Wertschöpfung pro Einwohner entspricht bei dieser „durchschnittlich“ modellierten Kommune in etwa 40 Euro.

Tab. 5.8: Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2009

Wertschöpfung in Euro	Einkommen	Gewerbesteuer (netto)	Kommunaler Anteil an der Einkommens- steuer	Kommunaler Anteil der Umsatzsteuer	Kommunale Steuer- einnahmen gesamt	Gewinne	Pachteinnahmen	Kommunale Wert- schöpfung gesamt	Anteil EE-Sparten an der Wertschöpfung	Beschäftigungseffek- te [Anzahl Beschäftig- te, Vollzeit]
Windenergie	785.469	83.995	30.025	0	114.020	99.374	196.262	1.195.125	40,2 %	6,9
Biogas	109.188	4.394	7.208	0	11.602	44.665	10.415	175.870	5,9 %	4,2
Photovoltaik	860.191	21.565	53.751	0	75.316	124.639	0	1.060.146	35,7 %	24,2
Wasserkraft	16.122	449	893	0	1.342	2.667	384	20.516	0,7 %	0,2
Biomasse	193.392	3.488	8.670	287	12.446	20.407	0	225.957	7,6 %	5,3
Wärmepumpen	75.287	3.463	1.156	1.692	6.311	19.779	0	99.685	3,4 %	2,9
Solarthermie	140.651	3.954	6.530	2.011	12.496	22.746	0	173.881	5,8 %	5,8
Biokraftstoffe	15.184	920	799	0	1.719	5.243	0	22.147	0,7 %	0,6
Gesamt	2.195.485	122.227	109.034	3.990	235.252	339.520	207.062	2.973.327	100 %	50,1

Tab. 5.9: Vermiedene CO₂-Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2009

	Vermiedene CO ₂ - Emissionen		Vermiedene Importe fossiler Energieträger [€]				
	Direkt [t]	Gesamt [t]	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl	Diesel / Benzin	Summen
Windenergie	29.685	30.789	689.565	415.102	59.690	0	1.164.357
Biogas	9.478	9.026	190.983	194.509	81.339	0	466.831
Photovoltaik	3.745	3.611	81.773	129.217	0	0	210.990
Wasserkraft	544	567	8.026	7.046	0	0	15.071
Biomasse	1.177	1.278	6.317	40.561	40.404	0	87.282
Wärmepumpen	2.534	901	3.392	90.352	145.818	0	239.562
Solarthermie	1.058	945	519	43.209	62.189	0	105.917
Biokraftstoffe	8.028	4.366	0	0	0	584.936	584.936
Gesamt	56.249	51.483	980.575	919.996	389.440	584.936	2.874.946

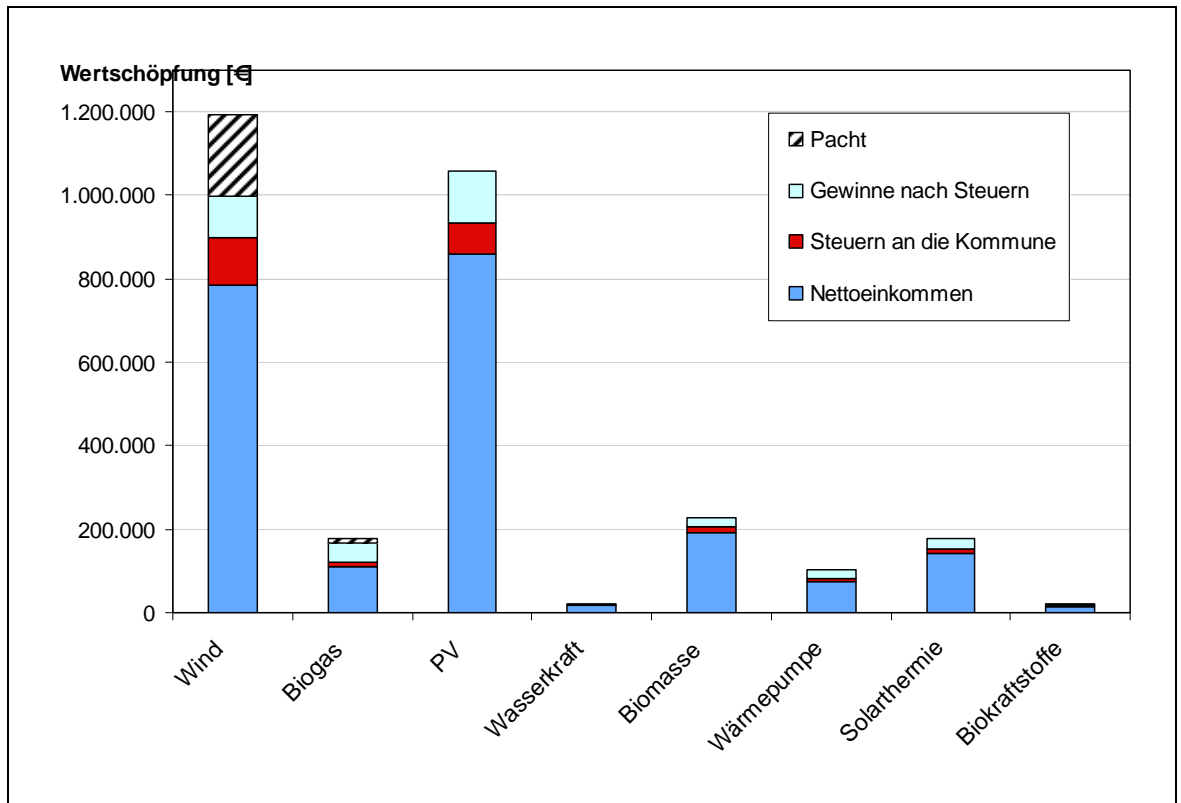


Abb. 5.4: Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Modellkommune 4, 2009

Die größte **Modellkommune 5** ist als urbane Kommune modelliert und weist daher überdurchschnittliche Solarinstallationszahlen auf. Sie verfügt dementsprechend über die mit Abstand höchste Wertschöpfung in diesem Bereich. Allein 5,7 Mio. Euro generiert die Photovoltaik, weitere 930.000 Euro kommen von der Solarthermie. Auch der bundesdurchschnittliche Ansatz von Windenergieanlagen, welche die Kommunen an den Stadtgrenzen errichtet hat, führt zu einer Wertschöpfung in Höhe von 3,2 Mio. Euro. Insgesamt verfügt die Kommune bei einer solchen Konstellation über Steuereinnahmen von fast 900.000 Euro (knapp 1 % des gesamten kommunalen Gewerbe- und Einkommensteueranteils). Über 400.000 Euro entfallen dabei allein auf Gewerbesteuer, zusätzlich werden ca. 550.000 Euro an Pacht eingenommen.

Es werden 165.000 Tonnen CO₂ vermieden und rechnerisch über 8 Mio. Euro weniger für fossile Brennstoffe ausgegeben. 214 Vollzeitbeschäftigte erwirtschaften die in MK 5 modellierte Wertschöpfung. Die kommunale Wertschöpfung pro Einwohner liegt in etwa 1,4-fach über dem Wert der Modellkommune 4.

Tab. 5.10: Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 5 im Jahr 2009

Wertschöpfung in Euro	Einkommen	Gewerbesteuer (netto)	Kommunaler Anteil an der Einkommens- steuer	Kommunaler Anteil der Umsatzsteuer	Kommunale Steuer- einnahmen gesamt	Gewinne	Pachteinnahmen	Kommunale Wert- schöpfung gesamt	Anteil EE-Sparten an der Wertschöpfung	Beschäftigungseffek- te [Anzahl Beschäftig- te, Vollzeit]
Windenergie	2.094.595	223.985	80.067	0	304.051	265.000	523.359	3.187.005	28,3 %	18,5
Biogas	291.520	11.728	19.243	0	30.971	119.196	27.845	469.532	4,2 %	11,2
Photovoltaik	4.597.767	130.487	288.182	0	418.668	683.911	0	5.700.347	50,5 %	129,4
Wasserkraft	64.165	1.789	3.554	0	5.343	10.628	769	80.905	0,7 %	0,8
Biomasse	515.304	9.292	23.102	761	33.155	54.359	0	602.057	5,3 %	14,1
Wärmepumpen	200.779	9.234	3.084	4.512	16.830	52.746	0	265.842	2,4 %	7,8
Solarthermie	750.087	21.089	34.825	10.726	66.641	121.305	0	927.306	8,2 %	31,1
Biokraftstoffe	40.492	2.453	2.131	0	4.584	13.981	0	59.057	0,5 %	1,6
Gesamt	8.554.707	410.056	454.188	15.999	880.243	1.321.126	551.973	11.292.051	100 %	214,5

Tab. 5.11: Vermiedene CO₂-Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 5 im Jahr 2009

	Vermiedene CO ₂ -Emissionen		Vermiedene Importe fossiler Energieträger [€]				
	Direkt [t]	Gesamt [t]	Stein- kohle	Erdgas	Mineralöl	Diesel / Benzin	Summen
Windenergie	79.158	82.102	1.838.819	1.106.927	159.171	0	3.104.917
Biogas	25.287	24.081	509.559	518.967	217.020	0	1.245.546
Photovoltaik	21.151	20.392	461.838	729.791	0	0	1.191.628
Wasserkraft	2.180	2.271	32.149	28.223	0	0	60.372
Biomasse	3.129	3.399	16.831	107.860	107.231	0	231.922
Wärmepumpen	6.758	2.404	9.046	240.944	388.854	0	638.844
Solarthermie	5.643	5.041	2.768	230.448	331.675	0	564.891
Biokraftstoffe	21.409	11.642	0	0	0	1.559.829	1.559.829
Gesamt	164.715	151.332	2.871.010	2.963.160	1.203.950	1.559.829	8.597.949

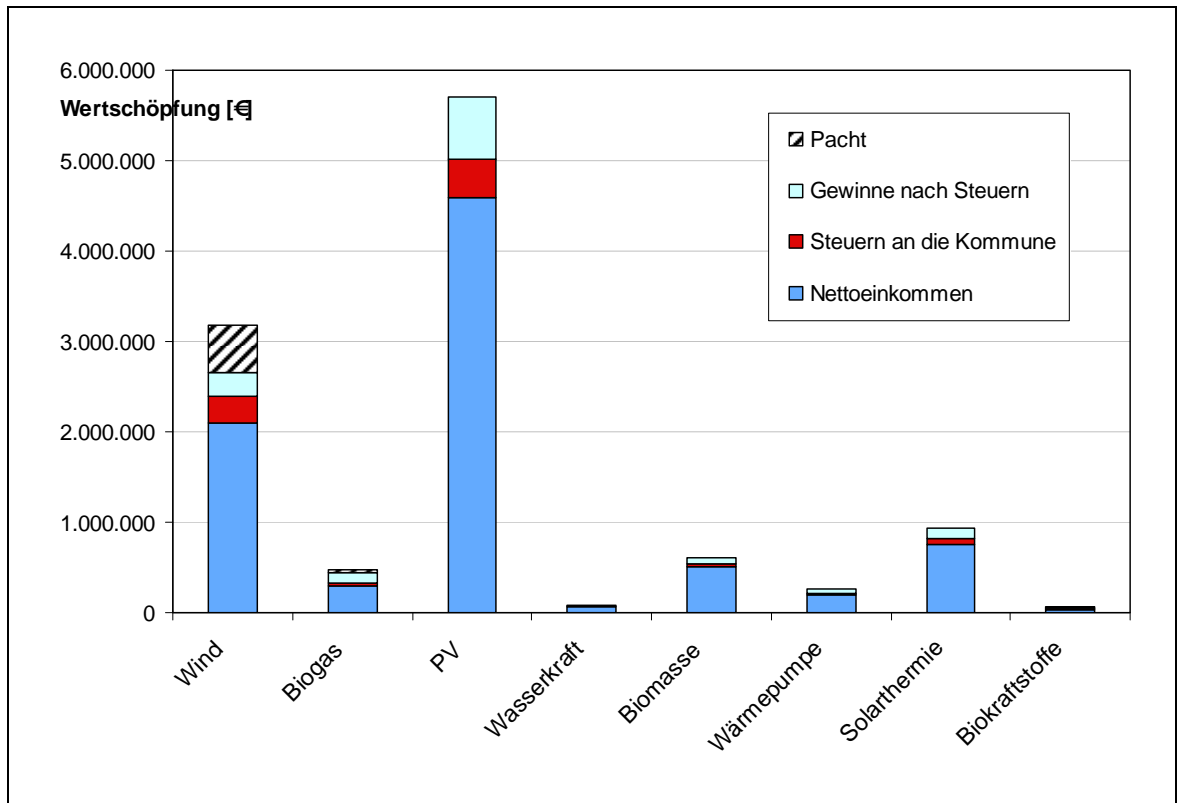


Abb. 5.5: Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Modellkommune 5, 2009

6 Kommunale Wertschöpfung in Deutschland – Hochrechnungen für 2009

6.1 Vorgehen, Methoden und Annahmen

Die Hochrechnung auf die gesamte kommunale Wertschöpfung in Deutschland erfolgt anhand der Ergebnisse der einzelnen Wertschöpfungsketten für alle betrachteten EE-Technologien. Diese sind bezogen auf eine Einheit installierter EE-Leistung und können somit unter Berücksichtigung der gesamten in Deutschland, also in allen Kommunen installierten bzw. zugebauten Leistung hochgerechnet werden. In methodischer Hinsicht sind bei der Hochrechnung die Bereiche Anlagenproduktion auf der einen und Dienstleistungen auf der anderen Seite zu unterscheiden.

Im Bereich der **Anlagenproduktion** müssen **Import- und Exportwirkungen** berücksichtigt werden, denn hier gibt es eine nennenswerte Importquote und eine stetig steigende Exportquote bei nahezu allen EE-Technologien. Dies trifft insbesondere bei den Technologien mit höherer Marktsättigung im Inland und regionalen Kostenvorteilen im Ausland zu, wie bei der Wind- und der Solartechnologie gut zu beobachten ist. Während die Importe nicht zur Wertschöpfung in Deutschland beitragen und somit abzuziehen sind, führen Exporte von in Deutschland ansässigen Produzenten von Anlagen oder Komponenten zu einer Steigerung der Wertschöpfung. Es sind also Angaben darüber notwendig, wie viele Anlagen bzw. Komponenten der in Deutschland zugebauten Anlagen auch im Inland produziert und wie viele ins Ausland exportiert werden. Dazu werden in Ermangelung aktuellerer Daten Ergebnisse des BMU (2006) zu Grunde gelegt, die auf einer Befragung aus dem Jahr 2004 basieren.³³ In Abb. 6.1 sind die Import- und Exportquoten nach EE-Sparten dargestellt. Es wird vereinfachend angenommen, dass sich die Importquote bezogen auf die Investitionen unverändert auf die zugebaute bzw. installierte Leistung übertragen lässt. Für unsere Hochrechnung ist hier zum einen der erste (rote) Balken der *Importquote* bezogen auf die Investitionen in Deutschland relevant.

Die Wertschöpfung durch die Produktion abzüglich der Importquote ergibt die Wertschöpfung der Anlagenproduktion in Deutschland. Des Weiteren ist auch der Import von Vorprodukten relevant, da viele Unternehmen zwar Anlagen in Deutschland herstellen, einige Vorprodukte aber aus dem Ausland importieren und die Produktion der Vorprodukte keine Wertschöpfung in Deutschland generiert. Die Quote für die importierten Vorprodukte wird von der in Deutschland produzierten Anlagenproduktion abgezogen, um die tatsächlich in Deutschland produzierten Anlagen mit ausschließlich in Deutschland hergestellten Vorprodukten zu erhalten. Auf den Prozentsatz der Wertschöpfung der Anlagenproduktion in Deutschland mit deutschen Vorprodukten wird schließlich die Exportquote der in Deutschland ansässigen Produzenten durch die Quote „Anlagen und Vorprodukte bezogen auf Unternehmensumsatz mit Anlagen ab Werk inkl. Exportanteil der Zulieferer“ (vgl. Abb. 6.1) hinzugerechnet. Im Ergebnis erhält man die zu betrachtende Menge der in Deutschland pro-

³³ Die Studie wird gegenwärtig aktualisiert, die aktuelleren Daten lagen jedoch bei Abschluss unseres Vorhabens noch nicht vor.

duzierten EE-Leistung des entsprechenden Jahres mit deren Hilfe die Wertschöpfung berechnet werden kann.

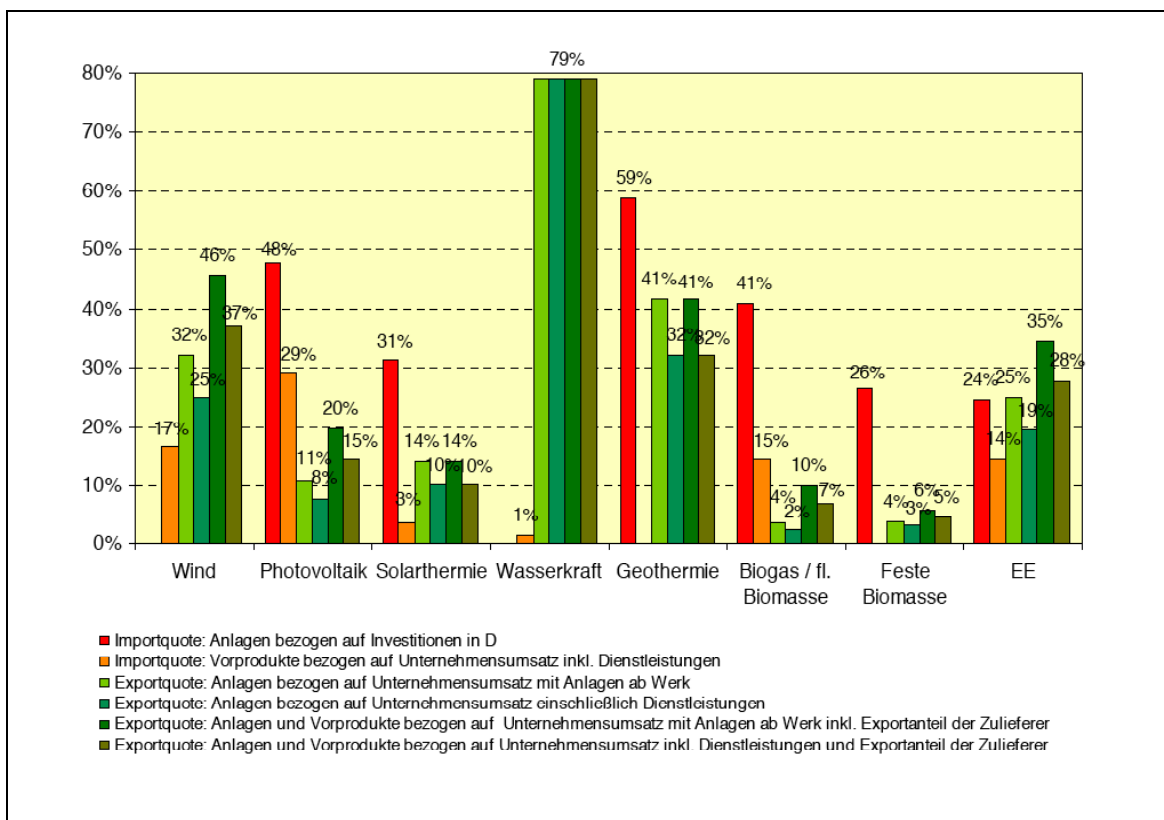


Abb. 6.1: Import- und Exportquoten unter Beachtung der Wertschöpfungstiefe im Jahr 2004 nach BMU (2006)

Für den Teil der Wertschöpfung, der nicht der Anlagenproduktion zuzuordnen ist, hauptsächlich die **Dienstleistungen**, ist von deutlich geringeren Import- und Exportquoten auszugehen, auch wenn diese, wie jüngere Forschungsergebnisse nachgewiesen haben, zum Teil auch über hohe Exportpotenziale verfügen (Hirschl/ Weiß 2009a).³⁴ In Ermangelung empirisch belastbarer Daten gehen wir in dieser Studie von vernachlässigbaren Importquoten aus. Auch der Export, der gegenwärtig bereits in gewissem Umfang stattfindet und somit zur Wertschöpfung beiträgt, kann noch nicht quantifiziert werden und wird daher ebenfalls nicht berücksichtigt.³⁵ Zur Quantifizierung der kommunalen Wertschöpfung der Dienstleistungen in Deutschland ist zu unterscheiden ob die Wertschöpfung im Bereich der Anlageninvestition stattfindet, somit einmalig ist oder ob es sich um Wertschöpfung durch den Anlagenbetrieb handelt. Im ersten Fall muss sich die Hochrechnung auf den Zubau beziehen. Im zweiten Fall hingegen sind die Bestandsanlagen des Jahres zu Grunde zu

³⁴ Das Buch enthält die Ergebnisse des Forschungsprojektes EXPEED, in dem erstmalig die Rolle und wirtschaftliche Bedeutung, Exportpotenziale und Internationalisierungsstrategien von EE-Dienstleistungen breiter untersucht wurden (siehe auch unter www.expeed.de).

³⁵ Diesbezüglich ist ein dringender Forschungsbedarf zu konstatieren. Die hohe volkswirtschaftliche Bedeutung des Exports von EE-Dienstleistungen zeigen Hirschl und Weiß (2009b) auf, da z.B. exportierte planerische Dienstleistungen weitere Exporte von Dienstleistungen und Technologien nach sich ziehen und so Multiplikatoreffekte entfalten können. Aus diesem Grund sollte der Export dieser Dienstleistungen auch besonders gefördert werden.

legen. Für die Beteiligung an EE-Anlagen wird vereinfachend davon ausgegangen, dass auch die Investoren in Deutschland ansässig sind. Es ist zwar wahrscheinlich, dass gewisse Investitionsanteile auch durch ausländische Investoren getätigt werden, hierzu liegen aber keine repräsentativen Daten vor.

Bei den **Kraftstoffen** werden abweichend zur Vorgehensweise bei den Strom und Wärme produzierenden EE-Anlagen die Investitionskosten über die Abschreibungen berücksichtigt, die auf die spezifische Bezugsgröße (1.000 l produzierter Kraftstoff) umgerechnet werden. Für die Hochrechnung der kommunalen Wertschöpfungseffekte wurden auch bei den drei Biokraftstoffarten spezifische Importquoten berücksichtigt.

Zur Quantifizierung der kommunalen Wertschöpfung in Deutschland 2009 wird der **Zubau** der jeweiligen EE-Technologie des Jahres 2009 zu Grunde gelegt. Der Zubau wird aus der Differenz des Bestandes aus den Jahren 2009 und 2008 berechnet (BMU 2010), wobei hier jeweils angenommen wird, dass es sich dabei um Jahresendwerte handelt. Für die Produktion von Ersatzmaterial ist der **Anlagenbestand** des Jahres 2009 zu betrachten, da der gesamte Bestand an Anlagen einen Bedarf an Ersatzteilen hat. Als Bestand für das Jahr 2009 wird die installierte Leistung vom Jahresende 2008 zuzüglich der Hälfte des Zubaus 2009 zu Grunde gelegt. Da die Daten des BMU (2010) nicht der differenzierten Aufteilung der 16 EE-Technologien in dieser Studie entsprechen (u.a. Groß- und Kleinanlagen, Biomasseunterteilung etc.), wurden die aggregierten Daten aus der offiziellen EE-Statistik mit Hilfe von zusätzlicher Literatur sowie vereinfachenden Annahmen aufgeteilt. Im Ergebnis erhalten wir für jede der 16 EE-Technologien die hochgerechneten kommunalen Wertschöpfungseffekte. Aus diesen lassen sich wiederum aggregierte Werte für die einzelnen EE-Sparten sowie ein Gesamtwert aufsummieren.

Schließlich werden die **Einsparpotenziale bei den fossilen Energieträgern** (in Euro) sowie die **vermiedenen Emissionen** (in Tonnen CO₂) durch Multiplikation der erzeugten Endenergie aus Erneuerbaren Energien mit entsprechenden literaturbasierten Faktoren berechnet (vgl. hierzu Anhang). Darüber hinaus werden die **Beschäftigungseffekte** angegeben, die mit den entsprechenden kommunalen Wertschöpfungsstufen verbunden sind.

6.2 Ergebnisse für Deutschland 2009

Die für das Jahr 2009 hochgerechnete kommunale Wertschöpfung, die durch die gesamte installierte und zugebaute Leistung der in dieser Studie betrachteten 16 EE-Technologiebereiche generiert wird, ist zusammengefasst in den nachfolgenden Tabellen dargestellt. Neben den Ergebnissen für die betrachteten 16 Einzeltechnologien sind teilweise auch die Summenwerte für die EE-Sparten dargestellt, um eine leichtere Vergleichbarkeit mit aggregierten Daten aus anderen Studien zu gewährleisten. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass diese Summenwerte nicht in allen Fällen das gesamte Segment umfassen. Beispielsweise wurde im Rahmen der Studie nur die kleine Wasserkraft betrachtet, und bei der Biomasse sind z.B. die Kleinf Feuerstätten nicht mit betrachtet. Aus diesem Grund ist die ermittelte kommunale Wertschöpfung als unterer, konservativer Wert anzusehen.

In Summe wurde **im Jahr 2009 in den deutschen Kommunen 6,75 Mrd. Euro Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien** generiert.

- Dieses Ergebnis ist zu 36 % auf die Photovoltaik (2,4 Mrd. Euro) und zu 30 % auf die Windkraft (2 Mrd. Euro) zurückzuführen. Mit deutlichem Abstand folgen die anderen EE-Technologien.

- In Summe tragen die verschiedenen Biomassenutzungen mehr als 1,6 Mrd. Euro bei, die feste Biomasse ebenso wie Biogas und die Biokraftstoffe jeweils etwas mehr eine halbe Mrd. Euro bzw. je 8 % der gesamten ermittelten Wertschöpfung. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass bei der landwirtschaftlichen Biomasse der gesamte Anbau und die Bereitstellung der Biomasse nicht mitgerechnet wurde, da davon auszugehen ist, dass der Landwirt im Regelfall einen alternativen Anbau tätigt, mit dem er vergleichbare Wertschöpfung erzielen könnte.
- Die Solarthermie erzielte eine Wertschöpfung in Höhe von 350 Mio. Euro, die Wärmepumpen 250 Mio. Euro. Die geringste kommunale Wertschöpfung wurde mit 30 Mio. Euro für die kleine Wasserkraft ermittelt.

Insgesamt wurden durch die hochgerechneten kommunalen (direkten) Wertschöpfungseffekte im Jahr 2009 116.000 Vollzeitbeschäftigungen geschaffen.³⁶ Am beschäftigungsintensivsten war dabei mit einem Anteil von 39 % an dieser Gesamtsumme die Photovoltaik (46.000 Beschäftigte, 19 Beschäftigte pro 1 Mio. Euro Wertschöpfung), gefolgt von der Windenergie mit 20 % bzw. 23.000 Beschäftigten (11 Beschäftigte pro 1 Mio. Euro Wertschöpfung).

Es wurden 77 Mio. Tonnen CO₂ vermieden. Davon trägt die Windenergie mit 39 Mio. Tonnen mit Abstand den größten Anteil. Die aufgrund des Einsatzes der Erneuerbaren Energien vermeidbaren Importe fossiler Brennstoffe summieren sich auf eine Einsparung in Höhe von 3,7 Mrd. Euro. Auch hier hat die Windenergie mit 1,5 Mrd. Euro den größten Anteil. An zweiter Stelle liegt die Biomasse, die aufsummiert über alle Einsatzbereiche 1,6 Mrd. Euro erreicht, wobei hier die Kraftstoffe leicht höhere Beiträge als die Biogas- und Biomasseanlagen aufweisen.

Die Kommunen nahmen 2009 in Summe ca. 380 Mio. Euro an Gewerbesteuern und 230 Mio. Euro an Rückflüssen aus den Einkommensteuern ein. Der größte Anteil geht dabei mit knapp 150 Mio. Euro auf die Windenergie zurück, gefolgt von der Photovoltaik mit ca. 110 Mio. Euro.

Die Einkommen, die von den im EE-Bereich tätigen Unternehmen an die etwa 116.000 kommunal Beschäftigten gezahlt wurden, beliefen sich auf 3,2 Mrd. Euro. Davon entfällt der mit Abstand größte Anteil auf die Photovoltaik, durch die Einkommen in Höhe von 1,25 Mrd. Euro generiert werden, gefolgt von der Windenergie mit 750 Mio. Euro.

³⁶ Das Bundesumweltministerium gibt für 2009 eine gesamte Bruttobeschäftigung i.H.v. ca. 300.000 Vollzeit-Beschäftigten an. Dieser Wert beinhaltet auch alle indirekten Beschäftigungseffekte, die in der Vorläuferstudie aus dem Jahr 2006 mit 55 % angegeben wurden (BMU 2006), sowie zusätzlich die hier nicht betrachteten Wertschöpfungen aus z.B. F&E, Bildung, oder Wasserkraft-Großanlagen. Rechnet man diese Beschäftigungseffekte auf die oben ermittelte Beschäftigungszahl aus direkt zurechenbaren Effekten hinzu, dann ergibt sich eine ähnliche Größenordnung, wie das BMU sie angibt. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass tiefer gehende Vergleiche von Beschäftigungseffekten bei einzelnen EE-Technologien zwischen den Studien nicht vorgenommen werden können, da seitens der BMU-Studie (methodisch bedingt) keine Angaben über die EE-spezifischen indirekten Effekte (und deren genaue Definition) vorliegen.

Tab. 6.1: Hochgerechnete kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2009

Quelle: Eigene Berechnungen; * Bestand = Bestand bis Ende 2008 + Hälfte Zubau 2009

	installierte Leistung, Fläche, Absatzmenge		Nettoein- kommen	Gewerbe- steuer	Kommu- nalanteil Einkom- mensteuer	Wert- schöpfung gesamt
	MW		Mio €	Mio €	Mio €	Mio €
	Bestand *	Zubau				
Windenergie (Onshore)	24.837	1.880	746	147	66	2.050
PV-Kleinanlagen	3.110	1.265	549	25	46	1.048
PV-Freiland	419	170	64	6	4	114
PV-Dach	3.848	1.565	635	77	44	1.234
Photovoltaik	7.377	3.000	1.248	109	94	2.396
Kleine Wasserkraft	190	1	12	1	1	30
Biogas	1.543	215	208	34	16	564
Biomasse- Pelletheizung	1.571	383	59	3	3	81
Biomasse- Großanlagen	1.153	116	281	20	16	456
Biomasse (Holz)	2.724	499	340	22	19	537
Wärmepumpen	3.850	700	181	9	7	253
	installierte Fläche [1.000 m ²]					
Solarthermie	12.150	1.700	266	10	14	354
	produzierte Liter [1.000.000 l]					
Pflanzenöl	110		2	0,4	0,2	6
Bioethanol	1.143		98	13	6	195
Biodiesel	2.860		141	32	10	361
Biokraftstoffe	4.113		242	45	16	561
Summen			3.241	378	234	6.747

Tab. 6.2: Hochgerechnete direkte Beschäftigungseffekte, vermiedene Emissionen und vermiedene Importe fossiler Brennstoffe durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2009

Quelle: Eigene Berechnungen

	Direkte Beschäftigungseffekte	Vermiedene Emissionen	Vermiedene Importe fossiler Brennstoffe
	Vollzeitbeschäftigte	Mio t CO ₂	Mio €
Windenergie (Onshore)	22.893	39	1.531
PV-Kleinanlagen	21.206	2	86
PV-Freiland	2.199	0	13
PV-Dach	22.330	2	113
Photovoltaik	45.736	4	212
Kleine Wasserkraft	359	1	21
Biogas	7.707	10	511
Biomasse-Pelletheizung	2.300	1	56
Biomasse-Großanlagen	11.098	10	380
Biomasse (Holz)	13.398	10	436
Wärmepumpen	6.532	3	262
Solarthermie	10.087	1	116
Pflanzenöl	94	0,3	24
Bioethanol	3.767	2	150
Biodiesel	5.439	7	466
Biokraftstoffe	8.598	9	640
Summen	116.013	77	3.729

Die Ergebnisse können auch hinsichtlich der jeweiligen Anteile an den einzelnen Wertschöpfungsstufen differenziert und interpretiert werden. Hier wird eine jeweils separate Betrachtung für die strom- und wärmeerzeugenden Anlagen sowie für die Kraftstoffe vorgenommen.

Bei den **Strom erzeugenden** Anlagen entfällt auf die gesamte PV-Sparte mit 2,4 Mrd. EUR die meiste Wertschöpfung, dies ganz wesentlich durch den hohen Zubau und die in 2009 vergleichsweise hohen Gewinne bedingt war, gefolgt von der Windenergie (siehe Abb. 6.2). Hiervon sind fast 900 Mio. EUR, das entspricht 40 %, auf die Investition zurückzuführen, d.h. diese Wertschöpfung fällt in den Kommunen an, in denen PV-Industrie oder Zulieferer ansässig sind. Doch darüber hinaus fällt durch die Planung, Installation etc. über 660 Mio. EUR Wertschöpfung in diese besonders

beschäftigungsintensiven Wertschöpfungsstufe an, zu der insbesondere auch kommunal ansässige Akteure beitragen. Zusammen mit der Planung, Installation etc. machen die jährlichen Effekte 2/3 der Wertschöpfung aus. Auf die Betreibergesellschaft entfällt fast 1/3, das heißt, diese Effekte sind kontinuierlich und bleiben den Kommunen in den nächsten Jahren erhalten und können auch Kommunen zukommen, die kein Industrie- oder Zulieferstandort für PV sind.

Bei der Windenergie zeigt sich eine deutlich andere Aufteilung, da ein vergleichsweise geringerer Zubau zu verzeichnen war, so dass ein höherer Anteil der Wertschöpfung durch die Bestandsanlagen, d.h. durch die Dienstleistungen im Betrieb und ebenso durch die Gewinne der Betreibergesellschaften erzeugt wurde. Zusammen mit der technischen Betriebsführung machen die jährlichen Effekte 2/3 der Wertschöpfung aus. Das heißt, die Effekte, die in den nächsten Jahren unabhängig von der Produktion und dem Anlagenzubau auftreten, sind hier weitaus größer als bei der PV. Auf die Produktion und die Planung, Installation etc. entfiel etwa 1/3 der Wertschöpfung in 2009.

Auch bei den Bioenergieanlagen zeigt sich eine ähnliche Struktur wie bei der Windenergie. Auf die jährlichen Effekte bei den Biogasanlagen und der Biomasse-Großanlagen entfallen ca. 80 %. Während jedoch bei der Biomasse-Großanlage die technische Betriebsführung mit 50 % an der gesamten Wertschöpfung beiträgt, sind es bei den Biogasanlagen die Betreibergesellschaften, die über die Hälfte der Wertschöpfung für sich verbuchen. Die einmaligen Effekte tragen mit etwa 20 % bei diesen drei Anlagentypen nur zu einem geringen Anteil bei.

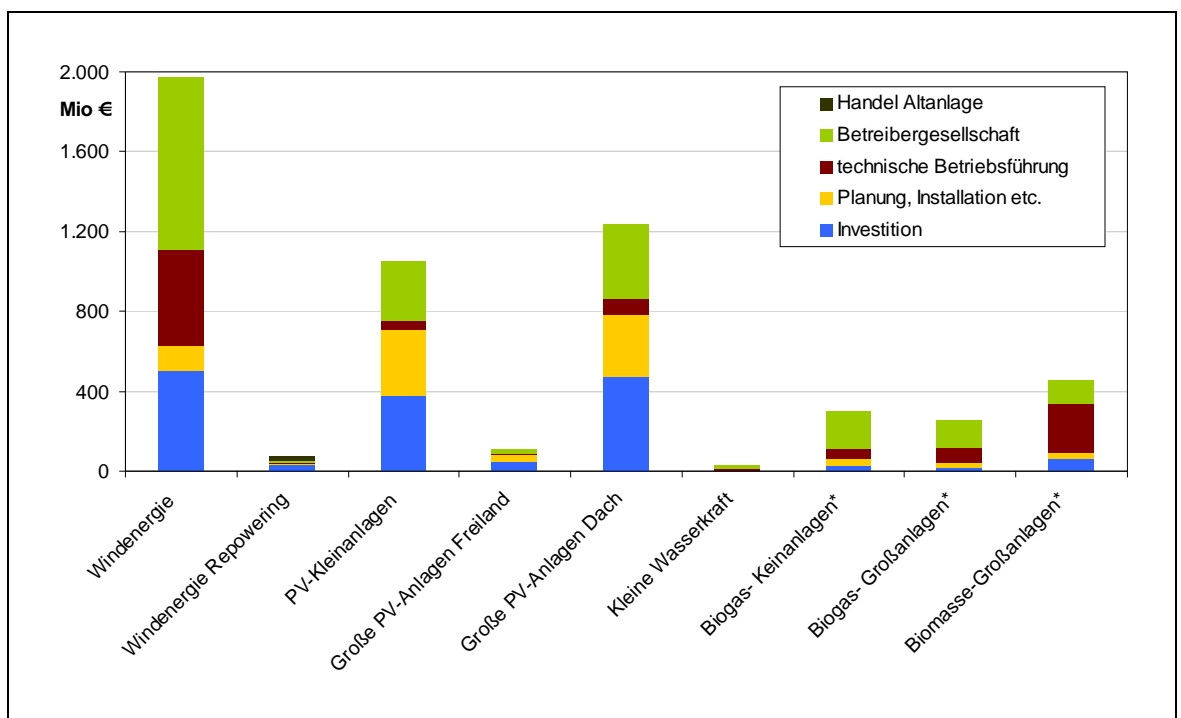


Abb. 6.2: Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte stromerzeugender EE-Anlagen in 2009 in Mio. Euro, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen

Legende: * Anlagen können neben Strom auch Wärme erzeugen

Bei den **wärmeerzeugenden Anlagen** zeigt sich nach Abb. 6.3 in allen Technologien der Schwerpunkt bei den einmaligen Effekten, also durch die Investition und Planung, Installation etc. Da bei

diesen Anlagen keine Einnahmen entstehen und entsprechend keine Gewinne generiert werden, beschränken sich die jährlichen Effekte auf die technische Betriebsführung, die relativ gering ausfallen, weil es sich um wartungsarme Techniken handelt und nur die Hilfsenergie bei der Wärmepumpe und der Brennstoff bei den Biomasse-Kleinanlagen ins Gewicht fallen. Bei der Solarthermie trägt die Planung, Installation etc. mit der Hälfte an dem einmaligen Effekt bei, die auch in Kommunen, in denen keine Hersteller ansässig sind, durch Installateure aus der Kommune, zu einer deutlichen Wertschöpfung beitragen kann.

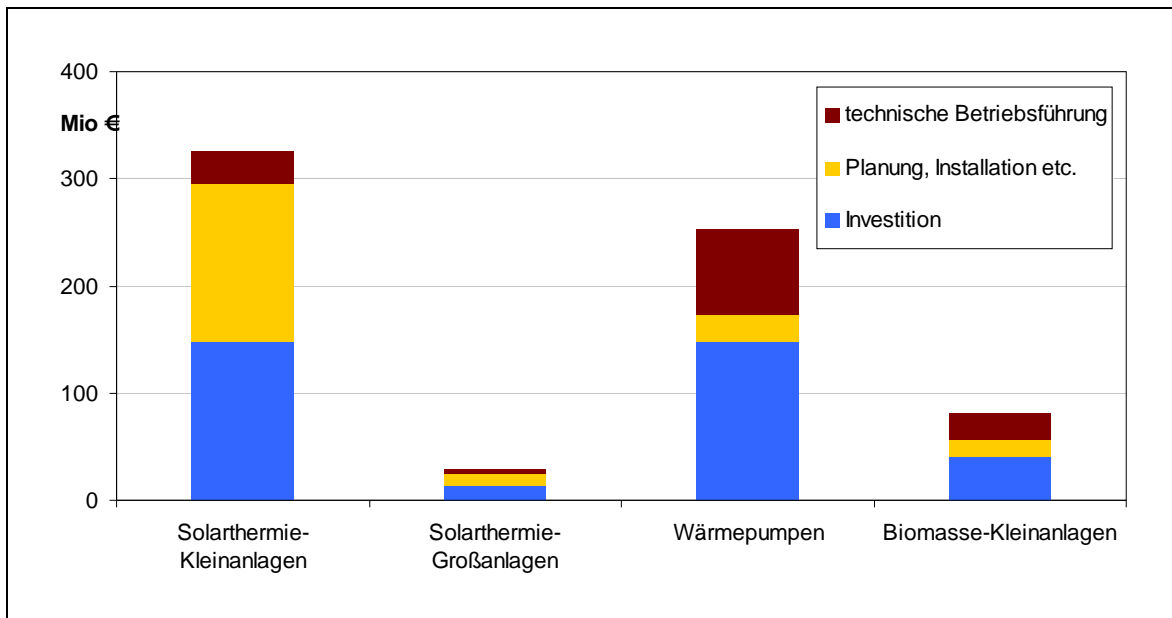


Abb. 6.3: Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte wärmeerzeugender EE-Anlagen in 2009 in Mio. Euro, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen

Die **Biokraftstoffe** unterscheiden sich hinsichtlich der Aufteilung auf die Wertschöpfungsstufen deutlich voneinander (siehe Abb. 6.4). Bei allen ist der Anteil der Investition sehr gering, weil diese aus methodischen Gründen über die Abschreibung anteilig auf die produzierte Menge verteilt wurde und daher nicht stark ins Gewicht fällt. Die Wertschöpfung durch die Produktion von Pflanzenöl ist marginal, was zum einen an der geringen produzierten Menge liegt und zum anderen an der niedrigen spezifischen Wertschöpfung. Die Wertschöpfung durch Biodiesel ist mit 360 Mio. EUR deutlich höher, gefolgt von Bioethanol mit 190 Mio. EUR. Bei Biodiesel fällt die Betreibergesellschaft mit 60 % ins Gewicht, auf die technische Betriebsführung entfällt fast ein Viertel. Bei Bioethanol verhält es sich umgekehrt, hier trägt die technische Betriebsführung mit über 50 % zu der Wertschöpfung bei, die Betreibergesellschaft mit 30 %. Zwar entfällt auf den Handel nur 7 % der gesamten Wertschöpfung aller Biokraftstoffe, absolut liegt dieser Wert immerhin bei 41 Mio. EUR.

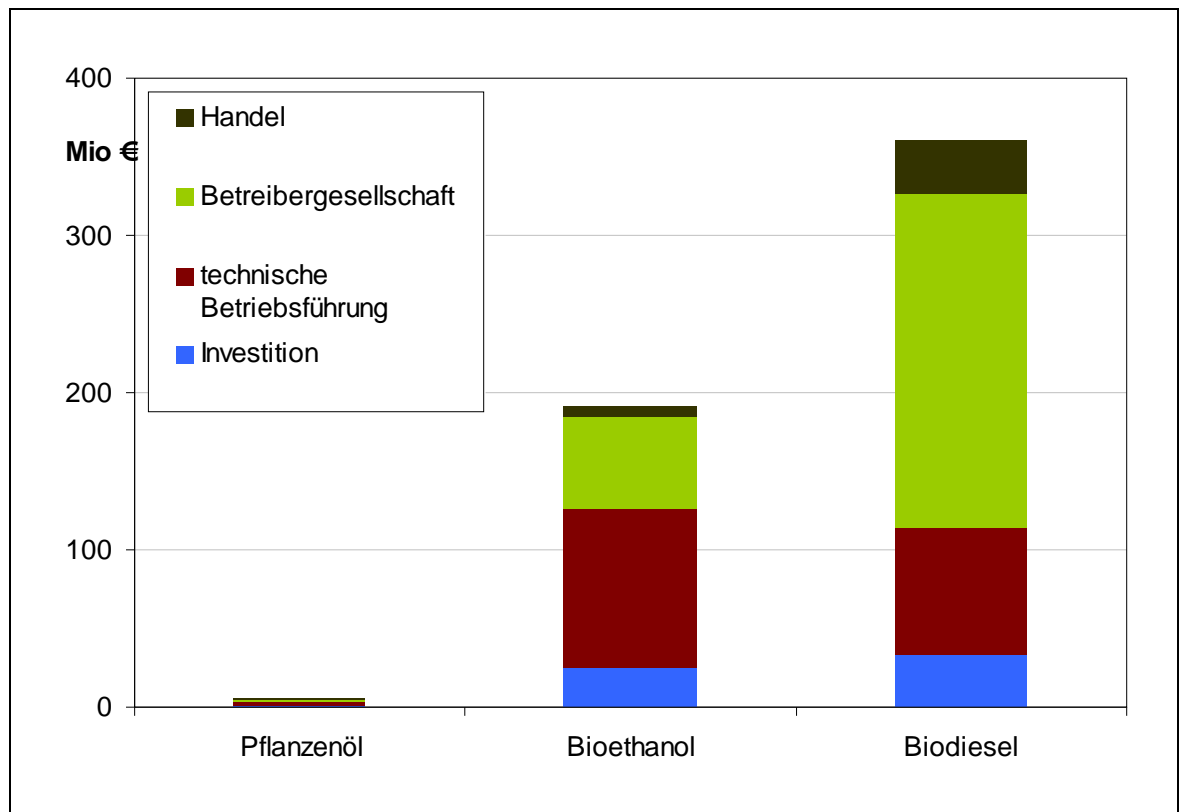


Abb. 6.4: Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte Biokraftstoffe in 2009 in Mio. Euro, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen

Die Summe aller Beiträge aus den einzelnen EE-Sparten zu den Wertschöpfungsstufen zeigt Abb. 6.5. Darin wird der große Stellenwert der jährlichen Effekte, die aus der Wertschöpfung der Betreibergesellschaft in Höhe von 2,3 Mrd. EUR und der technischen Betriebsführung in Höhe von 1,3 Mrd. EUR resultieren, deutlich. Die einmaligen Effekte teilen sich auf in ca. 2 Mrd. EUR durch Investitionen in EE-Anlagen und 1 Mrd. durch die Planung, Installation etc. Dies verdeutlicht einerseits die Bedeutung des Industriestandorts Deutschland, andererseits aber auch, dass insbesondere auch Kommunen ohne ansässige Industrie auf längere Sicht Einnahmen aus dem Betrieb von EE-Anlagen generieren können.

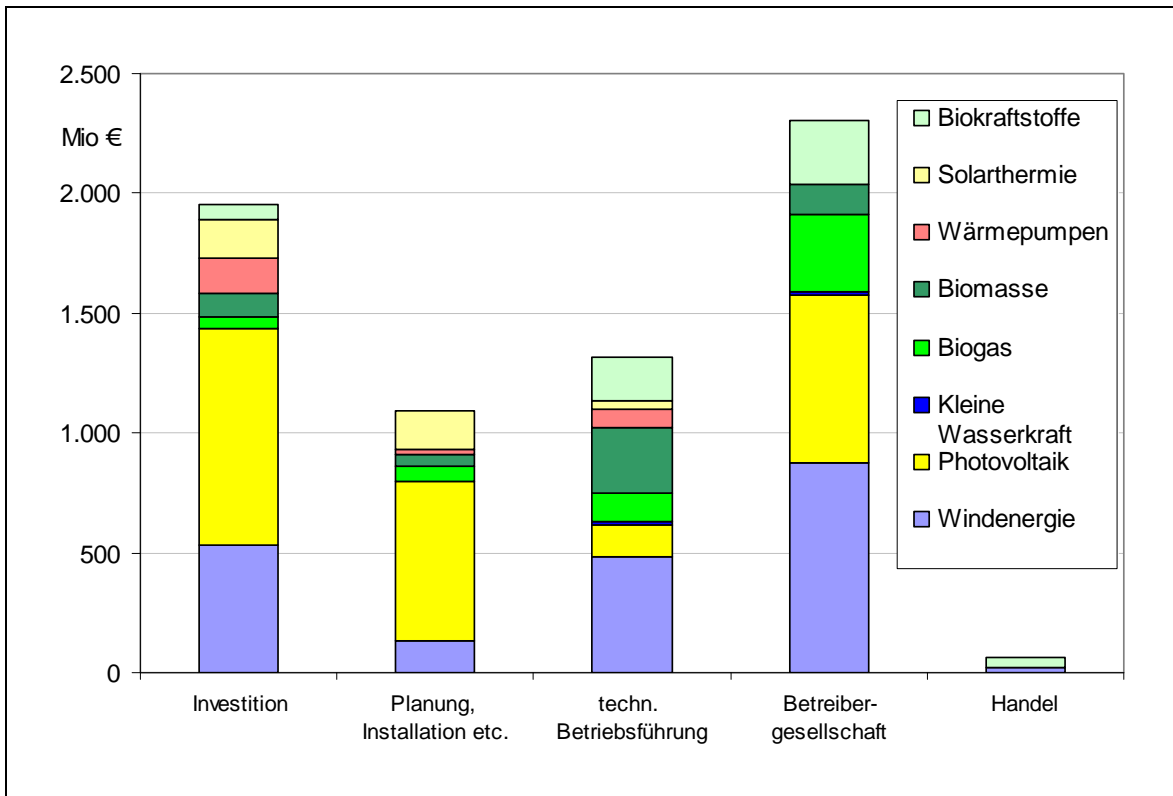


Abb. 6.5: Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte über alle EE-Sparten in 2009 in Mio. Euro, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen

7 Szenariobasierte Hochrechnungen für 2020

7.1 Vorgehen, Methoden und Annahmen

Mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien vergrößern sich auch für die Kommunen die Möglichkeiten, die Wertschöpfung weiter zu steigern. Um das Potenzial für Kommunen und die Veränderungen im Zeitverlauf aufzuzeigen, wird anhand von zwei Ausbauszenarien für erneuerbare Energien bis zum Jahr 2020 die Wertschöpfung in den Kommunen dargestellt. Dazu werden zwei Szenarien zu Grunde gelegt, die den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien beschreiben: Zum einen ist dies die Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche „Wege in eine moderne Energieversorgung“ (BEE 2009), zum zweiten handelt es sich um die Leitstudie des Bundesumweltministeriums „Leitszenario 2009 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung“ (Nitsch/ Wenzel 2009). Die beiden wesentlichen Annahmen und Ergebnisse der beiden Studien werden im Anhang vergleichend gegenübergestellt. Sie unterscheiden sich im Wesentlichen darin, dass das Branchenszenario des BEE von einem deutlich höheren Ausbau bis 2020 ausgeht. Dies wirkt sich naturgemäß auf die Ergebnisse der hochgerechneten Wertschöpfung aus.

Für das Jahr 2020 sind der ausgewiesene Bestand sowie der Zubau im selben Jahr relevant. Auch hier berechnet sich der Zubau aus der Differenz von Installierter Leistung Ende 2020 und 2019. Der Bestand im Jahr 2020 entspricht dem Ende des Jahres 2019 zuzüglich der Hälfte des Zubaus in 2020.

Bei der Berechnung der Wertschöpfung, die durch den Zubau generiert wird, ist zu berücksichtigen dass sich bis 2020 die Investitionskosten aufgrund von Lerneffekten verringern werden, die entsprechend berücksichtigt werden müssen. In der nachfolgenden Tabelle sind die spezifischen Investitionskosten für das Jahr 2009 sowie für das Jahr 2020 aufgelistet.

Tab. 7.1: Spezifische Investitionskosten der EE-Anlagen im Jahr 2009 und 2020

Quellen: * (Nitsch et al. 2004); ** (Öko-Institut et al. 2004); *** (Prognos 2010); **** eigene Annahme: Kostenreduktionen und -steigerungen (z.B. für erhöhte Umweltauflagen) halten sich die Waage

EE Technologietyp	Spezifische Investitionskosten 2009 in €	Spezifische Investitionskosten 2020 in €	Kostendegression
Windenergie Onshore*	1.247	1.122	10 %
Photovoltaik Kleinanlagen*	2.754	2.062	29 %
Große Photovoltaik-Freiflächenanlagen*	2.411	1.805	29 %
Große Photovoltaik-Dachanlagen*	2.528	1.892	29 %
Solarthermie Kleinanlagen*	794	583	39 %

EE Technologietyp	Spezifische Investitionskosten 2009 in €	Spezifische Investitionskosten 2020 in €	Kostendegression
Solarthermie Großanlagen*	545	400	39 %
Wärmepumpen***	1.439	1.367	6 %
Wasserkraft Kleinanlagen****	7.000	7.000	0 %
Biogas Kleinanlagen***	3.232	3.070	6 %
Biogas Großanlagen***	2.267	2.154	6 %
BM Kleinanlagen (Pellets)**	1.051	864	7 %
BM Großanlagen (Hackschnitzel)**	3.948	3.670	2 %
Pflanzenöl***	0,9	0,9	5 %
Bioethanol***	0,8	0,7	5 %
Biodiesel***	0,8	0,8	5 %

Vereinfachend wird angenommen, dass sich die übrige Kostenstruktur nicht verändert. Auch die Wertschöpfung, die aus dem Betrieb der EE-Anlagen resultiert, bleibt gegenüber dem Jahr 2009 unverändert. Die Steuern werden als gleichbleibend angenommen, ebenso die Renditen. Allerdings wird die Renditesituation bei der Photovoltaik, die sich im Jahr 2009 besonders günstig darstellte, aufgrund der in 2010 erfolgten Vergütungsanpassung nach unten korrigiert. Auch für das Jahr 2020 werden die vermiedenen fossilen Energieträgerimporte und die vermiedenen Emissionen ausgewiesen.

7.2 Entwicklung der gesamten kommunalen Wertschöpfung und anderer Indikatoren

Die Ergebnisse der nachfolgenden Tabelle zeigen, dass beim BMU-Szenario aufgrund einer geringeren Zubauentwicklung (wie bei der Photovoltaik) oder teilweise sogar stark rückläufigen Zubauentwicklung (wie bei der Onshore-Windenergie) im Zusammenspiel mit sinkenden Investitionskosten für die Anlagen die kommunale Wertschöpfung trotz insgesamt wachsender EE-Quote nicht weiter ansteigt.

In Summe bleibt die **gesamte kommunale Wertschöpfung** mit etwa 7 Mrd. Euro im Jahr 2020 mit den Wachstumsdaten nach BMU-Szenario in vergleichbarer Größenordnung wie die Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien des Jahres 2009. Die Zubaurückgänge bei der Windenergie und Photovoltaik werden dabei durch leicht stärkere Zubauentwicklungen bei den anderen EE-Technologien kompensiert (vgl. nachfolgende Tabelle). Bei der Hochrechnung auf Basis der Ausbauwerte nach BMU-Szenario weist die Windenergie den größten Beitrag auf, gefolgt von der Photovoltaik und den Biokraftstoffen. Letztere weisen zudem die absolut größten Zuwächse auf. Zusammengenommen weist die Biomasse insgesamt (Biogas, Biomasse und Biokraftstoffe) einen Anteil i.H.v. 40 % an der gesamten Wertschöpfung auf.

Das in Bezug auf den Zubau deutlich ambitioniertere Ausbauszenario des BEE führt demgegenüber in der Summe zu einer kommunalen Wertschöpfung von über 13 Mrd. Euro. Dies entspricht in etwa einer Verdopplung der kommunalen Wertschöpfung in 2009. Auch im Vergleich zum BMU-Szenario fällt die Wertschöpfung in etwa doppelt so hoch aus. Von der gemäß BEE-Szenario ermittelten Wertschöpfung entfallen 28 % auf die Photovoltaik und 21 % auf die Windenergie. Die Bioenergie liefert insgesamt über alle Nutzarten über 40 % der Wertschöpfung, davon entfallen 16 % auf die Biokraftstoffe, gefolgt von 14 % für Biogas und 10 % für die Biomasse aus Holz. Im Vergleich zu 2009 steigern sich die einzelnen EE-Wertschöpfungen um ca. 50 % (bei Windenergie, Photovoltaik und Wärmepumpen), um das Dreifache bei Biogas, Biomasse und Solarthermie und sogar das Vierfache bei den Biokraftstoffen. Insgesamt wird die kommunale Wertschöpfung durch alle Erneuerbaren Energien durch die Wachstumsentwicklung des BEE-Szenarios mehr als verdoppelt.

Tab. 7.2: Gesamte kommunale Wertschöpfung im Vergleich, Hochrechnungen Deutschland für 2009 sowie 2020 nach BMU- und BEE-Szenario

	2009	2020 gemäß BMU- Szenario	2020 gemäß BEE- Szenario
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Windenergie (ohne Offshore)	2.050	1.873	2.764
Photovoltaik	2.396	1.565	3.672
Kleine Wasserkraft	30	58	69
Biogas	564	918	1.878
Biomasse (Holz)	537	721	1.363
Wärmepumpen	253	191	400
Solarthermie	354	601	964
Biokraftstoffe	561	1.244	2.131
Gesamt	6.747	7.171	13.241

Bei der Betrachtung der Aufteilung der Wertschöpfung aus die Wertschöpfungsstufen zeigt sich in beiden Szenarien, dass die einmaligen Effekte, also die durch die Investition und durch Planung, Installation etc. hervorgerufen werden, an relativer Bedeutung verlieren werden. Im BMU-Szenario haben diese Effekte mit 1,5 Mrd. EUR nur noch einen Anteil von gut 20 % und sind damit auch absolut gegenüber dem Jahr 2009 gesunken. Im BEE-Szenario beträgt der Anteil mit 4 Mrd. EUR noch 30 % an der in 2020 generierten gesamten Wertschöpfung und liegt damit über dem Wert aus dem Jahr 2009.

Dagegen steigt der Anteil der Effekte, der aus dem Betrieb resultieren, deutlich, wobei ein größerer Anteil auf die Betreibergesellschaft entfällt. Im BMU-Szenario sind 80 % der Wertschöpfung auf die einmaligen Effekte zurückzuführen, das sind absolut 3,2 Mrd. EUR durch die Betreibergesellschaft und 2,1 Mrd. EUR durch die technische Betriebsführung. Im BEE-Szenario sind es, weil hier die Industrie noch einen größeren Anteil hat, immerhin 70 % durch die jährlichen Effekte, absolut sind das 5,3 Mrd. EUR durch die Betreibergesellschaft und 3,5 Mrd. EUR durch die technische Betriebsführung. Dies verdeutlicht, dass auch für Kommunen ohne EE-Industrie, enorme Potenziale bestehen, zukünftig die Wertschöpfung durch EE zu steigern.

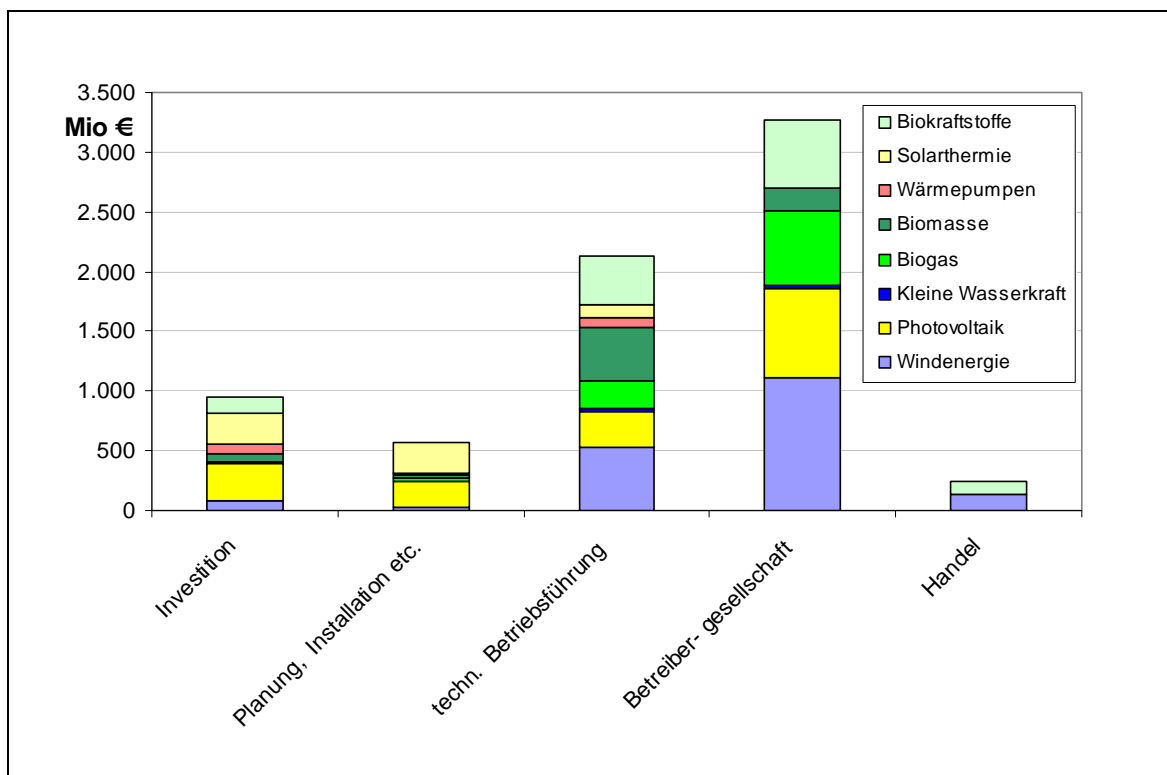


Abb. 7.1: Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte über alle EE-Sparten im BMU-Szenario in Mio. Euro, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen

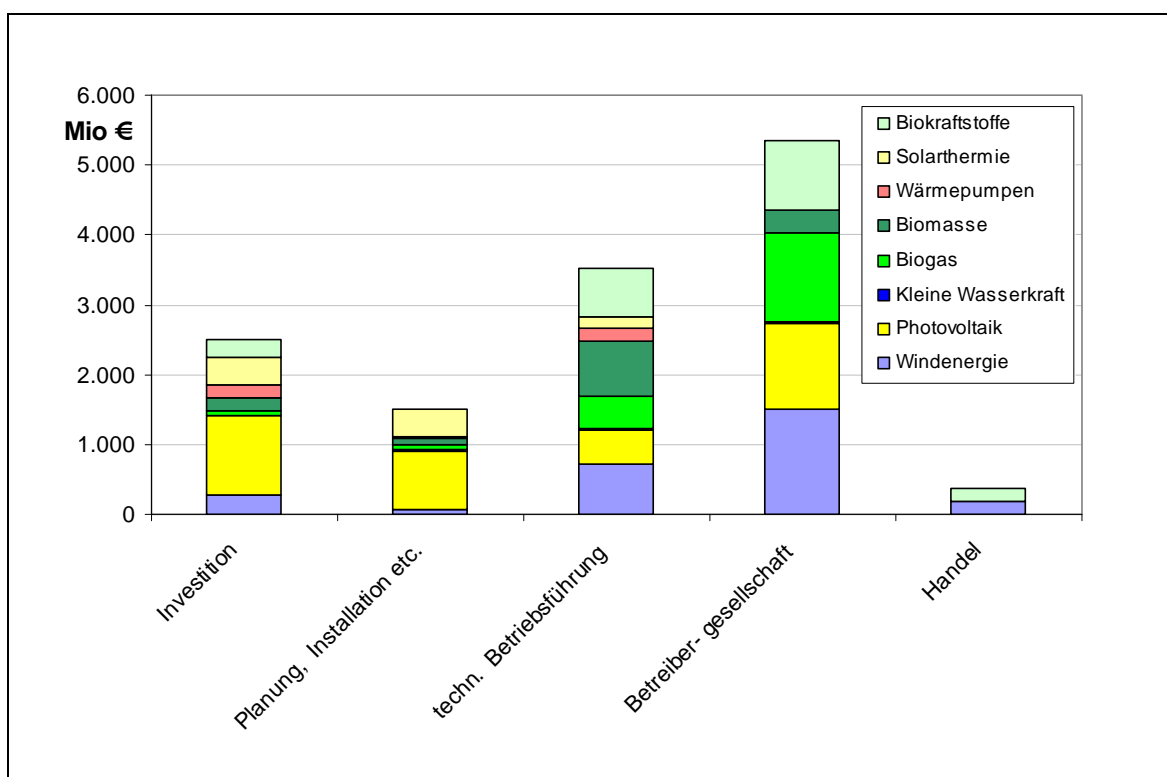


Abb. 7.2: Ergebnisse der Wertschöpfungseffekte über alle EE-Sparten im BEE-Szenario in Mio. Euro, aufgeteilt nach Wertschöpfungsstufen

Betrachtet man davon nur den Anteil, der als **Gewerbe- und Einkommensteuer** den Kommunen zufällt, dann zeigen sich ähnliche Entwicklungen und Unterschiede im Vergleich. Die beiden Kommunalsteuern steigen bei der Hochrechnung für 2020 nach BMU-Szenario leicht auf 700 Mio. Euro an, wachsen jedoch auf das Doppelte im Fall der Hochrechnung mit den BEE-Wachstumsdaten auf über 1,2 Mrd. Euro an.

Tab. 7.3: Gesamte kommunale Gewerbe- und Einkommensteuer im Vergleich, Hochrechnungen Deutschland für 2009 sowie 2020 nach BMU- und BEE-Szenario

	2009	2020 gemäß BMU- Szenario	2020 gemäß BEE- Szenario
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Windenergie (Onshore)	213	221	316
Photovoltaik	203	137	303
Kleine Wasserkraft	2	4	5
Biogas	50	86	175
Biomasse (Holz)	41	58	108
Wärmepumpen	16	11	24
Solarthermie	24	42	67
Biokraftstoffe	61	137	235
Gesamt	612	696	1.233

Vergleicht man die **Beschäftigungseffekte** und -entwicklungen, dann zeigt sich im Fall der Hochrechnungen mit den Daten des BMU-Szenarios sogar eine rückläufige Beschäftigungsentwicklung. Dies hat vor allem damit zu tun, dass bei stark rückläufigem Zubau insbesondere die beschäftigungsintensiven Wertschöpfungsstufen der Planung und Installation und der Produktion weniger in Anspruch genommen werden. Dieser Effekt schlägt überproportional auf die Beschäftigungswirkung durch, so dass trotz leicht steigender Wertschöpfung die Beschäftigung um ca. 20 % abnimmt. Gemäß der Wachstumsdaten des BEE-Szenario steigt sie demgegenüber um mehr als 80 % auf 212.000 Vollzeitstellen.

Tab. 7.4: Gesamte Beschäftigungseffekte aus kommunaler Wertschöpfung im Vergleich, Hochrechnungen Deutschland für 2009 sowie 2020 nach BMU- und BEE-Szenario

	2009	2020 gemäß BMU- Szenario	2020 gemäß BEE- Szenario
	Anzahl Vollzeit- Beschäftigte	Anzahl Vollzeit- Beschäftigte	Anzahl Vollzeit- Beschäftigte
Windenergie (ohne Offshore)	22.893	10.127	19.471
Photovoltaik	45.736	20.189	63.574
Kleine Wasserkraft	359	749	1.065
Biogas	7.707	10.379	21.592

	2009	2020 gemäß BMU- Szenario	2020 gemäß BEE- Szenario
	Anzahl Vollzeit- Beschäftigte	Anzahl Vollzeit- Beschäftigte	Anzahl Vollzeit- Beschäftigte
Biomasse (Holz)	13.398	17.959	34.029
Wärmepumpen	6.532	4.921	10.321
Solarthermie	10.087	16.846	26.977
Biokraftstoffe	9.301	20.707	35.392
Gesamt	116.013	101.877	212.422

Vergleicht man schließlich die Auswirkungen auf die **vermiedenen Importe fossiler Brennstoffe**, die durch die installierten EE-Anlagen bzw. die durch sie erzeugte Energie entstehen, dann schlägt der insgesamt ansteigende Bestand je nach Wachstumsgrad unterschiedlich zu Buche. Während in 2009 durch die installierten Erneuerbaren Energien Importe fossiler Brennstoffe im Wert von 3,7 Mrd. Euro eingespart wurden, steigt dieser Wert in 2020 um das 3-fache beim BMU-Wachstumspfad an, gemäß BEE-Szenario sogar um mehr als das 9-fache. Der mit Abstand höchste Anteil entfällt dabei jeweils auf die Windenergie, gefolgt von Biogas, fester Biomasse und Photovoltaik.

Tab. 7.5: Gesamte vermiedene Importe fossiler Brennstoffe im Vergleich, Hochrechnungen Deutschland für 2009 sowie 2020 nach BMU- und BEE-Szenario

	2009	2020 gemäß BMU- Szenario	2020 gemäß BEE- Szenario
	Mio. €	Mio. €	Mio. €
Windenergie (ohne Offshore)	1.531	3.933	10.565
Photovoltaik	212	1.283	3.986
Kleine Wasserkraft	21	74	138
Biogas	511	1.971	7.719
Biomasse (Holz)	436	1.622	5.371
Wärmepumpen	262	591	2.354
Solarthermie	116	877	2.696
Biokraftstoffe	640	1.104	1.952
Gesamt	3.729	11.455	34.782

Die nachfolgenden beiden Tabellen zeigen die oben beschriebenen Ergebnisse der Hochrechnungen der kommunalen Wertschöpfung in 2020 gemäß beider Szenarien im Überblick.

Tab. 7.6: Hochgerechnete kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2020 gemäß BMU-Szenario

Quelle: Eigene Berechnungen; * Bestand = Bestand bis Ende 2019 + Hälfte Zubau 2020

	installierte Leistung, Fläche, Absatzmenge		Nettoeinkommen	Gewerbesteuer	Kommunalanteil Einkommensteuer	Wertschöpfung gesamt				
	MW						Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €
	Bestand *	Zubau								
Windenergie (Onshore)	32.773	331	423	165	56	1.873				
Photovoltaik	22.483	1.358	634	74	63	1.565				
Kleine Wasserkraft	333	4	23	2	2	58				
Biogas	3.021	109	274	62	24	918				
Biomasse (Holz)	9.500	652	443	32	25	721				
Wärmepumpen	4.288	408	136	7	4	191				
	installierte Fläche [1.000 m ²]									
Solarthermie	45.363	3.633	446	18	23	601				
	produzierte Liter [1.000.000 l]									
Pflanzenöl	478		10	2	1	23				
Bioethanol	1.499		130	17	8	253				
Biodiesel	4.921		399	82	27	968				
Biokraftstoffe	6.899		539	102	35	1.244				
Summen			2.918	462	234	7.171				

Tab. 7.7: Hochgerechnete direkte Beschäftigungseffekte, vermiedene Emissionen und vermiedene Importe fossiler Brennstoffe durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2020 gemäß BMU-Szenario

Quelle: Eigene Berechnungen

	Direkte Beschäftigungseffekte	Vermiedene Emissionen	Vermiedene Importe fossiler Brennstoffe
	Vollzeit-Beschäftigte	Mio. t CO ₂	Mio. €
Windenergie (Onshore)	10.127	51	3.933
Photovoltaik	20.189	12	1.283
Kleine Wasserkraft	749	1	74
Biogas	10.379	20	1.971
Biomasse (Holz)	17.959	18	1.622
Wärmepumpen	4.921	3	591
Solarthermie	16.846	4	877
Pflanzenöl	398	1	106
Bioethanol	4.982	2	196
Biodiesel	15.327	12	802
Biokraftstoffe	20.707	15	1.104
Summen	101.877	125	11.455

Tab. 7.8: Hochgerechnete kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien in Deutschland 2020 gemäß BEE-Szenario

Quelle: Eigene Berechnungen; * Bestand = Bestand bis Ende 2019 + Hälfte Zubau 2020

	installierte Leistung, Fläche, Absatzmenge		Nettoeinkommen	Gewerbesteuer	Kommunalanteil Einkommensteuer	Wertschöpfung gesamt
	MW					
	Bestand*	Zubau				
Windenergie (Onshore)	44.424	1.153	731	232	85	2.764
Photovoltaik	37.000	5.000	1.843	156	147	3.672
Kleine Wasserkraft	319	11	31	2	3	69
Biogas	6.090	270	578	126	49	1.878
Biomasse (Holz)	16.443	1.545	850	59	48	1.363
Wärmepumpen	8.993	856	285	15	9	400
	installierte Fläche [1.000 m ²]					
Solarthermie	74.023	5.800	714	29	38	964
	produzierte Liter [1.000.000 l]					
Pflanzenöl	795		17	3	1	39
Bioethanol	2.592		225	30	14	437
Biodiesel	8.822		679	141	46	1.655
Biokraftstoffe	12.208		921	174	60	2.131
Summen			5.955	794	439	13.241

Tab. 7.9: Hochgerechnete direkte Beschäftigungseffekte, vermiedene Emissionen und vermiedene fossiler Brennstoffimporte durch EE in Deutschland 2020 gemäß BEE-Szenario

Quelle: Eigene Berechnungen

	Direkte Beschäftigungseffekte	Vermiedene Emissionen	Vermiedene Importe fossiler Brennstoffe
	Vollzeit-Beschäftigte	Mio. t CO ₂	Mio. €
Windenergie (Onshore)	19.471	70	10.565
Photovoltaik	63.574	19	3.986
Kleine Wasserkraft	1.065	1	138
Biogas	21.592	41	7.719
Biomasse (Holz)	34.029	31	5.371
Wärmepumpen	10.321	6	2.354
Solarthermie	26.977	7	2.696
Pflanzenöl	661	2	176
Bioethanol	8613	4	339
Biodiesel	26.119	21	1.437
Biokraftstoffe	35.392	27	1.952
Summen	212.422	202	34.782

7.3 Hochrechnung 2020 für Modellkommune 4

Die in den beiden Szenarien ermittelten Ausbautenwicklungen sowie die erwarteten Lerneffekte bei den Investitionskosten werden an dieser Stelle beispielhaft auf die „durchschnittliche“ Modellkommune 4 (75.000 Einwohner) angewendet. Die Ergebnisse werden nachfolgend tabellarisch sowie grafisch dargestellt.

Beim **BMU-Szenario** ergibt sich für die Modellkommune 4 eine Steigerung der gesamten kommunalen Wertschöpfung von knapp 3 Mio. Euro in 2009 auf 4 Mio. Euro in 2020. Auch in 2020 wird in den Bereichen Photovoltaik und Windenergie mit zusammen ca. 70 % die größte Wertschöpfung generiert: die PV erzielt etwas mehr, die Windkraft etwas weniger als 1,4 Mio. Euro. Biomasse erzielt ebenso wie die Solarthermie in etwa 10 %, Biogas etwa 7 %, Wärmepumpen ca. 3 % und Wasserkraft 1 %. Insgesamt erzielt die Durchschnittskommune 330.000 Euro an Steuern für Gewerbe und Einkommen, zusätzlich fallen ca. 250.000 Euro an Pachtgebühren an. Mit dieser Wertschöpfung sind 53 Vollzeitbeschäftigte verbunden. Es werden ca. 92.000 Tonnen CO₂ vermieden und 9,7 Mio. Euro weniger für fossile Brennstoffe ausgegeben.

Im deutlich höher angesetzten **BEE-Szenario**, in dem auch veränderte Technologieentwicklungen angenommen wurden, steigert sich die gesamte kommunale Wertschöpfung durch EE um mehr als das Doppelte auf über 7 Mio. Euro. In diesem Szenario entfallen mehr als 3 Mio. Euro auf die Photovoltaik und fast 2 Mio. Euro auf die Windenergie. Die anderen EE-Bereiche weisen ungefähr ähnliche Anteile an der Wertschöpfung auf, allerdings mit ungefähr doppelt so hohen absoluten Werten. Die Steuereinnahmen liegen bei 570.000 Euro, davon ca. 250.000 aus Gewerbe und 310.000 aus Einkommen. 340.000 Euro erzielt die Kommune aus Pachteinnahmen. Für diese Wertschöpfung errechnen sich 115 Vollzeitbeschäftigte, über 150.000 Tonnen CO₂-Einsparungen und mehr als 37 Mio. Euro durch vermiedene fossile Brennstoffe.

Tab. 7.10: Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2020 (BMU Szenario)

Wertschöpfung in Euro	Einkommen	Gewerbesteuer (netto)	Kommunaler Anteil an der Einkommens- steuer	Kommunaler Anteil der Umsatzsteuer	Kommunale Steuer- einnahmen gesamt	Gewinne	Pachteinnahmen	Kommunale Wert- schöpfung gesamt	Anteil EE-Sparten an der Wertschöpfung	Beschäftigungsef- fekte [Anzahl Be- schäftigte, Vollzeit]
Windenergie	871.037	99.983	32.292	0	132.275	109.241	238.389	1.350.941	33,7	5,1
Biogas	164.416	7.507	11.428	0	18.935	82.191	5.420	270.961	6,7 %	6,5
Photovoltaik	1.178.580	25.615	93.311	0	118.926	150.755	0	1.448.261	36,1 %	15,6
Wasserkraft	29.359	815	1.629	0	2.444	4.839	1.538	38.180	1 %	0,4
Biomasse	319.078	6.222	14.346	1.159	21.727	36.324	0	375.970	9,4 %	9,1
Wärmepumpen	75.239	3.775	884	1.825	6.483	21.585	0	101.483	2,5 %	2,8
Solarthermie	310.103	9.729	14.742	5.126	29.596	56.044	0	390.618	9,7 %	12,6
Biokraftstoffe	26.049	1.578	1.371	0	2.949	8.994	0	37.992	0,9 %	1,0
Gesamt	2.973.862	155.223	170.003	8.109	333.335	469.973	245.347	4.014.407	100 %	53,1

Tab. 7.11: Vermiedene CO₂-Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2020 (BMU Szenario)

	Vermiedene CO ₂ - Emissionen		Vermiedene Importe fossiler Energieträger [€]				
	Direkt [t]	Gesamt [t]	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl	Diesel / Benzin	Summen
Windenergie	36.056	37.397	1609.133	1016.717	128.025	0	2.753.875
Biogas	18.993	18.087	736.623	817.396	289.697	0	1.843.716
Photovoltaik	11.169	10.768	468.529	777.094	0	0	1.245.623
Wasserkraft	976	1.016	27.638	25.467	0	0	53.105
Biomasse	3.723	4.108	22.033	313.379	300.427	0	635.839
Wärmepum- pen	2.887	1.027	8.986	248.592	295.443	0	553.021
Solarthermie	3.586	3.204	4.813	353.373	374.885	0	733.071
Biokraftstoffe	14.126	7.708	0	0	0	1.886.463	1.886.463
Gesamt	91.515	83.315	2.877.755	3.552.018	1.388.477	1.886.463	9.704.714

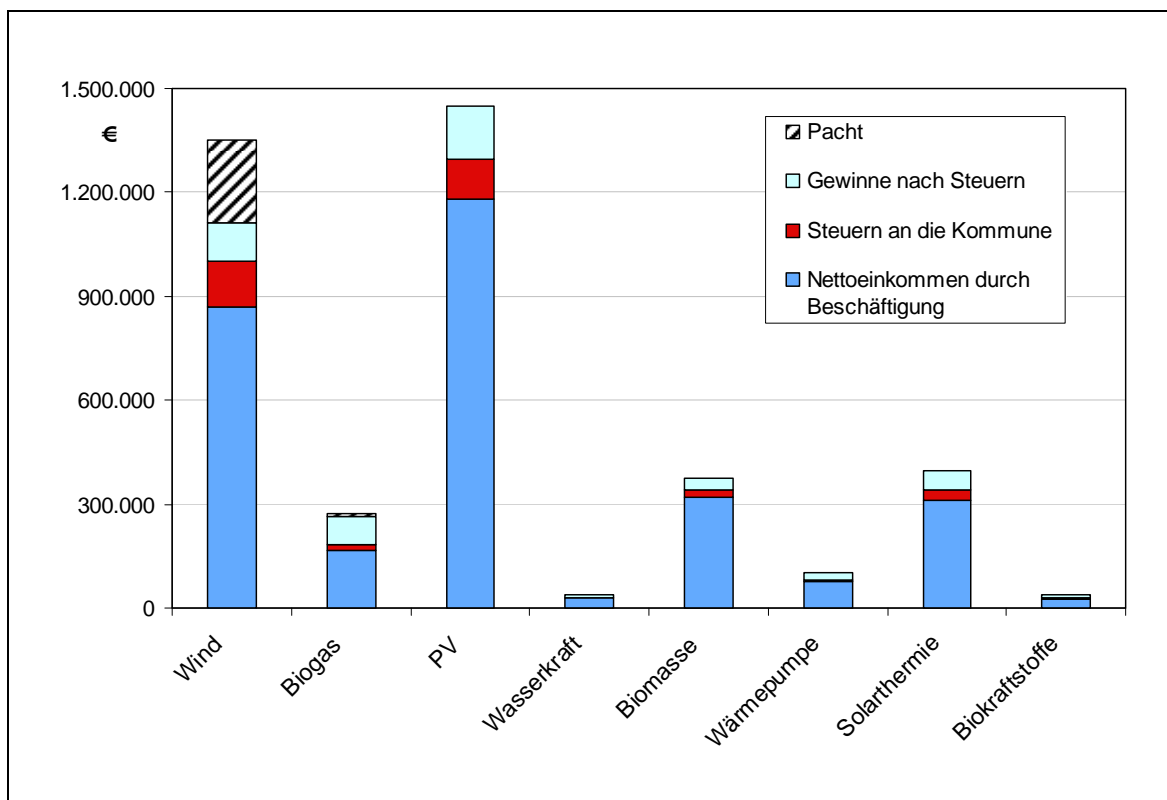


Abb. 7.3: Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2020 (BMU Szenario)

Tab. 7.12: Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2020 (BEE Szenario)

Wertschöpfung in Euro	Einkommen	Gewerbesteuer (netto)	Kommunaler Anteil an der Einkommenssteuer	Kommunaler Anteil der Umsatzsteuer	Kommunale Steuereinnahmen gesamt	Gewinne	Pachteinnahmen	Kommunale Wertschöpfung gesamt	Anteil EE-Sparten an der Wertschöpfung	Beschäftigungseffekte [Anzahl Beschäftigte, Vollzeit]
Windenergie	1.207.896	136.198	45.140	0	181.338	151.832	323.140	1.864.205	25,8 %	8,0
Biogas	340.120	15.340	23.519	0	38.859	166.855	13.391	559.225	7,7 %	13,4
Photovoltaik	2.571.774	59.254	186.810	0	246.064	346.067	0	3.163.905	43,8 %	49,0
Wasserkraft	29.671	815	1.652	0	2.468	4.835	4.229	41.203	0,6 %	0,4
Biomasse	581.028	11.413	26.312	2.111	39.836	66.565	0	685.318	9,5 %	16,7
Wärmepumpen	157.798	7.917	1.854	3.827	13.598	45.270	0	212.839	2,9 %	6,0
Solarthermie	497.995	15.698	23.700	8.282	47.680	90.438	0	627.830	8,7 %	20,3
Biokraftstoffe	46.098	2.792	2.427	0	5.219	15.917	0	67.234	0,9 %	1,8
Gesamt	5.432.380	249.426	311.414	14.221	575.060	887.780	340.760	7.221.759	100 %	115,5

Tab. 7.13: Vermiedene CO₂-Emissionen und vermiedene Importe fossiler Energieträger nach EE-Sparten in Modellkommune 4 im Jahr 2020 (BEE Szenario)

	Vermiedene CO ₂ -Emissionen		Vermiedene Importe fossiler Energieträger [€]				
	Direkt [t]	Gesamt [t]	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl	Diesel / Benzin	Summen
Windenergie	48.875	50.693	4.625.375	2.423.695	348.370	0	7.397.440
Biogas	38.287	36.461	3.148.930	2.897.834	1.172.338	0	7.219.102
Photovoltaik	19.213	18.523	1.709.048	2.350.795	0	0	4.059.843
Wasserkraft	936	975	56.253	42.987	0	0	99.240
Biomasse	6.445	7.111	87.695	949.214	1.044.008	0	2.080.917
Wärmepumpen	6.055	2.154	43.828	914.185	1.243.903	0	2.201.916
Solarthermie	5.851	5.228	20.524	1.011.331	1.228.010	0	2.259.865
Biokraftstoffe	25.042	13.641	0	0	0	6.697.854	6.697.854
Gesamt	150.705	134.786	9.691.654	10.590.041	5.036.630	6.697.854	32.016.178

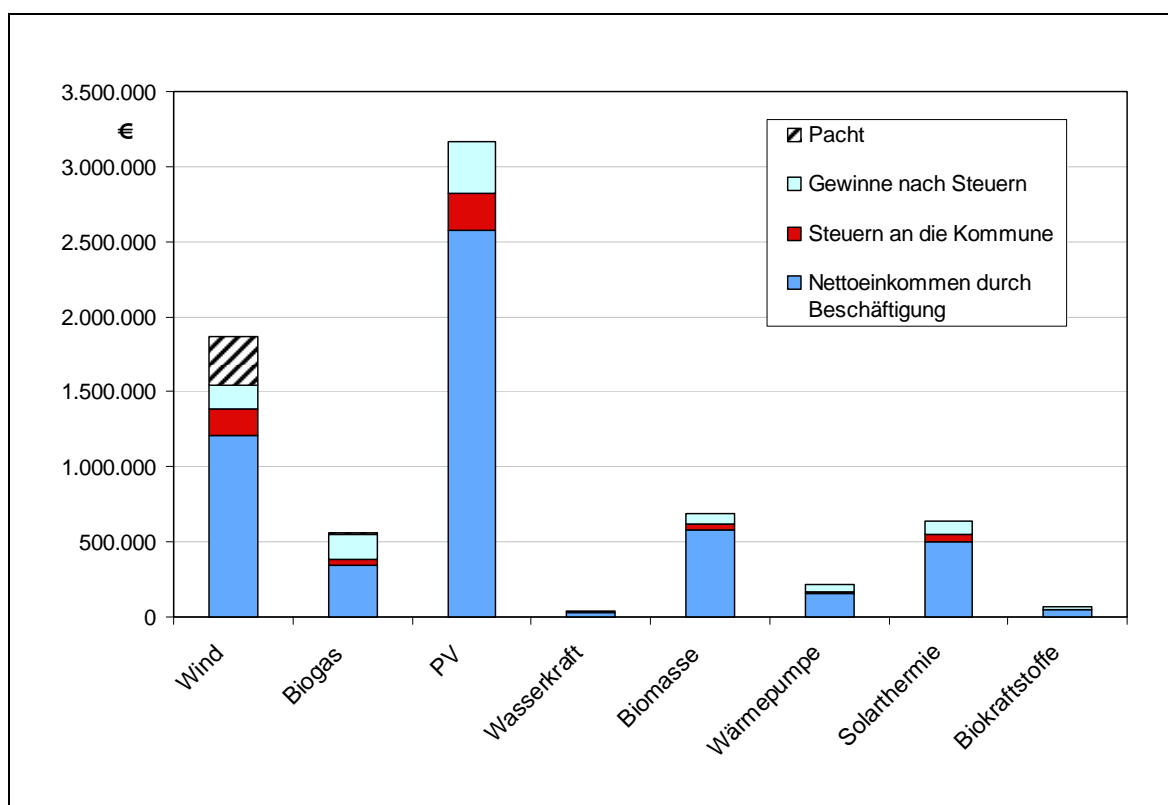


Abb. 7.4: Kommunale Wertschöpfung nach EE-Sparten in MK 4 im Jahr 2020 (BEE Szenario)

8 Anhang

8.1 Vergleichende Auswertung der Ausbauszenarien von BMU und BEE

8.1.1 BEE Ausbauprognose - Kurzprofil

Die Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche (BEE 2009) umfasst eine ausführliche Studie zur Stromversorgung 2020 sowie zwei relativ kurz gefasste Prognosen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien im Wärme- und im Verkehrssektor. Erstellt wurde die Ausbauprognose von einer Arbeitsgruppe des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE), seinen Mitgliedsverbänden und der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE). Die Studie basiert auf einer Befragung der Branchenfachverbände über ihre Wachstumserwartungen bezüglich der erneuerbaren Energien und vorliegenden Szenarien zum Ausbau der erneuerbaren Energien.

„Stromversorgung 2020 - Wege in eine moderne Energiewirtschaft“, der erste Teil der Studie, basiert auf den Annahmen, dass die politischen Rahmenbedingungen (v.a. das EEG) erhalten und weiterentwickelt werden. Für die Prognose der Entwicklung des konventionellen Kraftwerkparcs wurde auf Daten der Bundesnetzagentur zurückgegriffen. Die Kosten-Nutzen-Analyse zur Stromversorgung (vermiedene CO₂-Emissionen und vermiedene Brennstoffimporte) beruht auf Berechnungen des Ingenieurbüros für Erneuerbare Energien (IfnE).

Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmesektor im zweiten Teil der Studie - „Wärmeversorgung 2020“ - beruht auf einer Reihe von Annahmen zur zukünftigen Energiepolitik (z.B. Weiterentwicklung des EEWärmeG, Definition energetischer Standards für den Gebäudesektor, Ausbau der Wärmenetze und Wärmespeicher, wirtschaftliche Anreize für den Einbau regenerativer Heizungen). Im dritten Teil „Verkehr 2020“ basieren die Annahmen zur Entwicklung des Verkehrs bis 2020 auf dem Szenario „Klimaschutz im Verkehr: Perspektiven bis 2030“ des Renewability-Projektes des Bundesumweltministeriums (u.a. Effizienzsteigerungen, Ausweitung des Angebotes im Öffentlichen Verkehr, Optimierung der Logistik des Güterverkehrs, Zunahme des Transport von Gütern mit der Bahn und dem Binnenschiff, Einsatz von Elektrofahrzeugen).

8.1.2 BMU Leitszenario 2009 – Kurzprofil

Das „Leitszenario 2009“ (1.Zwischenbericht) wurde vom DLR Stuttgart und IfnE Teltow im Auftrag des Bundesumweltministeriums erarbeitet. Das zielorientierte Szenario soll aufzeigen wie das langfristige Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf rund 20 % des Wertes von 1990 zu senken, erreicht werden kann. Berücksichtigt werden auch die Zwischenziele der Bundesregierung bis 2020 bezüglich der Reduktion der CO₂-Emissionen, der Steigerung der Energieproduktivität (3 % pro Jahr ab 2009) und des Ausbaus der erneuerbaren Energien.

In dem Leitszenario werden die drei Teilstrategien „Substantieller Ausbau erneuerbarer Energien (EE)“, „Deutlich erhöhte Nutzungseffizienz in allen Sektoren (EFF)“ und „Erhöhte Umwandlungsef-

fizienz durch einen verstärkten Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und den Ersatz von Altkraftwerken durch effizientere Kraftwerke (KWK)“ in allen Sektoren der Energiewirtschaft umgesetzt. Aktualisiert wurden im Leitszenario 2009 die energiepolitischen Rahmenbedingungen und die Annahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien aufgrund der neuesten Entwicklung. Die wesentlichen demographischen und ökonomischen Eckdaten sowie die Energiepreispfade entsprechen dem Leitszenario 2008. Der „Energiepreispfad A“ beschreibt die aus heutiger Sicht wahrscheinlichere Entwicklung.

8.1.3 Ergebnisse im Vergleich

8.1.3.1 Stromerzeugung im Jahr 2020

Tab. 8.1: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2020

Quellen: Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche (BEE 2009), Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums (BMU 2009), Erneuerbare Energien in Zahlen (BMU 2009b)

Stromerzeugung in TWh	2007 (BEE)	2008 (BMU)	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Wasserkraft	21,3	21,3	31,9	24,5
Windenergie	39,7	40,4	149,1	96,3
Photovoltaik	3,0	4,0	39,5	20,0
Biomasse	24,7	27,0	54,3	50,6
– feste Biomasse	8,1	10,9	14,5	20,2
– flüssige Biomasse	1,5	1,5	2,3	2,3
– Biogas	8,9	8	31,2	20,8
– Klär- und Deponiegas	2,1	2	2,1	1,9
– biogener Abfall	4,1	4,7	4,3	5,4
Geothermie	0,0	0,02	3,8	1,9
Summe³⁷	88,7	92,8	278,4	193,3
Anteil am Bruttostromverbrauch [%]	14,4	15,0	46,8	34,7

³⁷ Im Leitszenario 2009 (BMU) wird auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im EU-Stromverbund aufgelistet. Diese ist in der Summe noch nicht enthalten – sie beträgt für 2020 2,7 TWh.

Tab. 8.2: Brutto-Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern in Deutschland im Jahr 2020

Quellen: Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche (BEE 2009), Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums (BMU 2009)

Stromerzeugung in TWh	2007 (BEE)	2008 (BMU)	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Steinkohle ³⁸	145,0	148,0	114	108
Braunkohle	156,0	150,0	99	115
Erdgas	74,5	84,5	65	97,6
Mineralöl	8,0	9	8	10,4
Kernenergie	140,5	148,8	9	34
Sonstige	17	-	6	-
Summe	541	539,8	301	365

Die Aufspaltung der Stromerzeugung aus Erdgas und Mineralöl im Leitszenario 2009 ist angelehnt an das Verhältnis, in dem die Bruttostromerzeugung 2008 aus diesen Energieträgern laut dem BMWi (2010) erfolgte:

Summe Erdgas/Mineralöl = 93,5 TWh. Anteil Erdgas = $0,904 \cdot 93,5$ TWh und Anteil Mineralöl = $0,096 \cdot 93,5$ TWh.

8.1.3.2 Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2020

Tab. 8.3: Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2020

Quellen: Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche (BEE 2009) und Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums (BMU 2009) (Werte gerundet)

* Aufteilung in gasförmige und flüssige Brennstoffe in BMU 2008 (8,7) und 2020 (23) analog der Zahlen von BEE

Wärmeerzeugung in TWh	2007 (BEE)	2008 (BMU)	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Biomasse	94,5	97,1	150,3	148,2
– feste Biomasse	80,3	83,4	122,0	119,2
– biogener Abfall	4,8	5,0	5,0	6,0
– gasförmige Brennstoffe	4,7	4,4 *	15,9	15,6
– flüssige Brennstoffe	4,7	4,4	7,4	7,4

³⁸ In den Zahlen des BMU (2009) sind in der Stromerzeugung mit Steinkohle auch andere feste Brennstoffe einschließlich nicht biogener Abfall enthalten

Wärmeerzeugung in TWh	2007 (BEE)	2008 (BMU)	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Solarthermie	4,4	4,1	30,1	22,1
Geothermie / Umweltwärme	4	2,5	41,1	21,2
EE-Strom	24,7	-	67,0	-
Summe (ohne EE-Strom)	102,8	103,7	221,4	191,5
Summe (mit EE-Strom)	127,5	k. A.	288,5	210,7
Strombedarf Wärmepumpen	1,7	1,2	10,3	4,4

in TWh	2007 (BEE)	2008 (BMU)	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Wärmeverbrauch (ohne Strom)	1218,5	1211,7	1017,1	1096,7
Anteil [%] (ohne EE-Strom)	8,4	8,6	20,8	17,5
Wärmeverbrauch (mit Strom)	1390	1384,2	1149,9	1228,1
Anteil [%] (ohne EE-Strom)	7,4	7,5	19,3	15,6
Anteil [%] (mit EE-Strom)	9,2	k. A.	25,1	17,2

8.1.3.3 Biokraftstoffe im Jahr 2020

Tab. 8.4: Biokraftstoffbereitstellung im Jahr 2020

Quellen: Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche (BEE 2009) und Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums (BMU 2009), Erneuerbare Energien in Zahlen 2008 (BMU 2009b)

* Aufteilung analog BEE

in TWh	2007 (BEE)	2008 (BMU)	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Biokraftstoffe	45,2	36,7	111,3	62,5 *
– Biodiesel	33,7	27,8	78,5	43,8
– Pflanzenöl	8,1	4,2	7,3	4,4
– Bioethanol	3,4	4,7	15,2	8,8
– Biogas	0,0	0,0	10,2	5,6
Anteil am Kraftstoffverbrauch des Straßenverkehrs [%]	7,1	5,9	21,4	11,5
EE-Strom für Elektromobilität	0,0	0,0	0,9	2,2

8.1.4 Annahmen zur Entwicklung der Importpreise und –quoten fossiler Energieträger

Tab. 8.5: Entwicklung der Importpreise für fossile Brennstoffe bis 2020

Quellen: Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche (BEE 2009), Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums (BMU 2009) (Preispfad A „Deutlich“)

Annahme einer durchschnittlichen Inflationsrate von 2 % p.a.

	2007 (BEE)	2007 (BMU)	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Rohöl ³⁹ in \$ ₂₀₀₈ / bbl	k. A.	75,49	200	99,64
Rohöl in € ₂₀₀₈ / GJ	k. A.	9,74	27,02	13,46
Erdgas in € ₂₀₀₈ / GJ	5,55	7,21	19,89	11,31
Steinkohle in € ₂₀₀₈ / GJ	2,33	2,63	11,98	5,65
Steinkohle in € ₂₀₀₈ / t ⁴⁰	68,3	77,06	351,1	165,57
Preise inklusive CO₂-Aufschlag				
Rohöl in € ₂₀₀₈ / GJ	k. A.	9,74	k. A.	17,27
Erdgas in € ₂₀₀₈ / GJ	5,55	7,21	22,21	13,63
Steinkohle in € ₂₀₀₈ / GJ	2,33	2,63	15,783	9,46
Steinkohle in € ₂₀₀₈ / t	68,3	77,06	462,60	277,27

Tab. 8.6: CO₂-Aufschlag für die zukünftige Kostenbelastung durch CO₂-Zertifikate im Jahr 2020

Quellen: Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums (BMU 2009) (Preispfad A „Deutlich“)

	2020 (BEE, BMU)
CO₂- Aufschlag in €₂₀₀₈ / t	41,34
Steinkohle, € ₂₀₀₈ /GJ	3,803
Erdgas, € ₂₀₀₈ /GJ	2,324
Mineralöl, € ₂₀₀₈ /GJ	3,080

³⁹ Wechselkurs € / \$: 2007: 1,36 und 2020: 1,30

⁴⁰ 1 t SKE = 29,31 GJ

Tab. 8.7: Entwicklung der Importquoten fossiler Energieträger bis zum Jahr 2020

Quelle: Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums (BMU 2009), Energiedaten (BMWi 2010)

Importquote [%]	2008 (BMU)	2009	2020 (BMU)
Steinkohle	100	100	100
Erdgas	84	84,5	98
Öl	98	97,7	100

Da bis zum Jahr 2018 für deutsche Steinkohle eine garantierte Abnahmemenge vereinbart ist, kann der Rückgang der Nachfrage nach Steinkohle durch eine Zunahme des EE-Stroms nur den Import betreffen, d.h. es wird bei Steinkohle von einer Importquote von 100 % ausgegangen. Braunkohle wird auch in Zukunft aus dem Inland bezogen, weswegen sie bei der Betrachtung von importierten fossilen Brennstoffen keine Rolle spielt (IfnE 2009).

Tab. 8.8: Wirkungsgradsteigerung des Kraftwerkparks bis zum Jahr 2020

Quelle: Leitszenario 2009 des Bundesumweltministeriums (BMU 2009), Erneuerbare Energien in Zahlen (BMU 2009b)

Elektrischer Nutzungsgrad [%]	2008	2020
Steinkohle	39,3	43,4
Erdgas	46,3	52,7
Mineralöl ⁴¹	43,5	43,5
Braunkohle	38,5	41,8

Bezüglich der Zusammensetzung des Kraftwerkparks und des Alters der Kraftwerke im Jahr 2020 wurde angenommen, dass zu 50 % neuere Kraftwerke des heutigen Bestands in Betrieb sein werden (Wirkungsgrade aus BMU 2009b) und zu 50 % neue Kraftwerke, welche ab 2010 in Betrieb gehen (Wirkungsgrade neuer Kraftwerke aus BMU 2008).

8.1.5 Substitution fossiler Energieträger und vermiedene Importe

8.1.5.1 Stromsektor 2009 und 2020

Die Brutto-Einsparung fossiler Primärenergie durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Stromsektor im Jahr 2009 wird mittels der Substitutionsfaktoren für EE-Strom (Klobasa et al. 2009) und dem kumulierten Aufwand an fossiler Primärenergie zur Bereitstellung und Nutzung fossiler Energieträger (BMU 2009b) berechnet.

⁴¹ Annahme, dass der Wirkungsgrad über die Zeit konstant bleibt

Eingesparte Primärenergie (brutto) =
 Stromerzeugung EE-Technologie * Substitutionsfaktor EE-Technologie * kumulierter Aufwand an fossiler Primärenergie zur Bereitstellung und Nutzung fossiler Energieträger

Die Netto-Einsparung ergibt sich aus der Brutto-Einsparung abzüglich der fossilen Primärenergie, welche für die Bereitstellung biogener Energieträger sowie für die Herstellung und den Betrieb von EE-Anlagen aufgewendet werden muss (BMU 2009b).

Eingesparte Primärenergie (netto) =
 Eingesparte Primärenergie (brutto) – (Stromerzeugung EE-Technologie * kumulierter Aufwand an fossiler Primärenergie zur Bereitstellung der EE und zur Herstellung und zum Betrieb von EE-Anlagen)

Die Brutto-Einsparung fossiler Primärenergie durch den prognostizierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Jahr 2020 berechnet sich aus den Substitutionsfaktoren für EE-Strom, den mittleren Brennstoffausnutzungsgraden der fossilen Kraftwerke sowie dem Aufwand an fossiler Primärenergie zur Bereitstellung der fossilen Energieträger.

Eingesparte Primärenergie (brutto) =
 (Stromerzeugung EE-Technologie * Substitutionsfaktor EE-Technologie * (1/Nutzungsgrad Kraftwerk fossil)) + (Stromerzeugung EE-Technologie * Substitutionsfaktor EE-Technologie * kumulierter Aufwand an fossiler Primärenergie zur Bereitstellung fossiler Energieträger)

Es wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die prozentualen Anteile der konventionellen Stromerzeugung, welche durch Strom aus erneuerbaren Energien substituiert werden, konstant bleiben. Bei der Berechnung wird auch hier auf die von Klobasa et al. (2009) ermittelten Substitutionsfaktoren zurückgegriffen.

Bezüglich der Zusammensetzung des fossilen Kraftwerkparks und den Wirkungsgraden der Kraftwerke wird davon ausgegangen, dass 2020 zu 50 % neuere Kraftwerke des heutigen Bestands (Wirkungsgrade von 2008 aus BMU, 2009b) und zu 50 % neue Kraftwerke in Betrieb sein werden (Wirkungsgrade von 2010 aus BMU 2008). Für eine Betrachtung der Netto-Einsparung fossiler Energieträger muss auch hier die fossile Primärenergie berücksichtigt werden, die für die Herstellung und den Betrieb von EE-Anlagen benötigt wird.

Tab. 8.9: Substitutionsfaktoren für EE-Strom (Klobasa et al. 2009)

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl
Wasserkraft	0,3	0,45	0,25	0
Windenergie	0,11	0,63	0,24	0,02
Photovoltaik	0	0,5	0,5	0
biogene Festbrennstoffe / Abfall	0,16	0,59	0,25	0
biogene flüssige Brennstoffe	0,05	0,62	0,32	0,01
Biogas	0,05	0,62	0,32	0,01
Klär- und Deponiegas	0,05	0,62	0,32	0,01

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl
biogener Abfall	0,16	0,59	0,25	0
Geothermie	0,3	0,45	0,25	0

Tab. 8.10: Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung 2009 und 2020 in Deutschland (Primärenergie in TWh)

(Werte gerundet)

Brutto-Einsparung fossiler Energieträger			
	2009	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Steinkohle	151,43	418,63	290,76
Erdgas	61,19	172,20	115,68
Mineralöl	2,37	8,88	5,79
Braunkohle	35,82	79,59	59,53
Gesamt Strom	250,81	679,29	471,76
Verbrauch fossiler Energieträger für die Herstellung und den Betrieb von EE-Anlagen			
	8,60	33,46	20,86
Netto-Einsparung fossiler Energieträger			
	242,21	645,83	450,90

Mit Hilfe der jeweiligen Heizwerte lässt sich aus der eingesparten Primärenergie die entsprechende Menge der substituierten fossilen Brennstoffe berechnen (BMU 2009b).

Tab. 8.11: Brutto-Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung 2009 und 2020 in Deutschland (Werte gerundet)

	2009	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Steinkohle [Mio. t]	17,8	49,1	34,1
Erdgas [Mio. m ³]	6.941	19.533	13.122
Mineralöl [Mio. Liter]	239	894	583
Braunkohle [Mio. t]	14,3	31,8	23,8

Aus der Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien ergibt sich in der Folge auch eine Verringerung der Energieimporte, beziehungsweise der Kosten für Energieimporte. Die vermiedenen Importe können mittels der Importquoten und der Importpreise der einzelnen fossilen Energieträger berechnet werden (siehe Kapitel 8.1.4).

Dabei wird angenommen, dass für die Menge der eingesparten fossilen Energieträger Erdgas und Öl die gleiche Importquote gilt, wie für die eingesetzten Mengen.

Vermiedene Importe =
Eingesparte Primärenergie fossiler Brennstoff * Importquote fossil Brennstoff * Importpreis fossiler Brennstoff

Tab. 8.12: Vermiedene Importe fossiler Energieträger zur Stromerzeugung 2009 und 2020
(Werte gerundet)

in Mrd. Euro	2009	2020 (BEE) (Preisbasis 2008)	2020 (BMU) (Preisbasis 2008)
Steinkohle	1,44	17,77	5,82
Erdgas	1,08	12,08	4,62
Mineralöl	0,07	0,86	0,28
Gesamt	2,59	30,71	10,72

8.1.5.2 Wärmesektor 2009 und 2020

Die Berechnung der durch die Nutzung von erneuerbaren Energien eingesparten fossilen Brennstoffe zur Wärmeerzeugung entspricht der Vorgehensweise im Stromsektor.

Die Ermittlung der eingesparten fossilen Primärenergie durch die erneuerbare Wärmebereitstellung erfolgt mittels der Substitutionsfaktoren für EE-Wärme (UBA 2009) und dem kumulierten Aufwand an fossiler Primärenergie der fossilen Wärmeerzeugung (BMU 2009b).

Eingesparte Primärenergie (brutto) =
Wärmeerzeugung EE-Technologie * Substitutionsfaktor EE-Technologie * kumulierter Aufwand an fossiler Primärenergie der fossilen Wärmebereitstellung

Die Substitutionsfaktoren für EE-Wärme wurden vom Umweltbundesamt im Rahmen der Studie „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ (UBA 2009) zusammengestellt. Einige der Kategorien mussten für die Berechnung angepasst, beziehungsweise zusammengefasst werden.

- Aggregation der Faktoren für Brennholz-Einzelfeuerung und Brennholz-Zentralfeuerung (gewichtetes Mittel, da Brennholz-Einzelfeuerung für $\frac{3}{4}$ des Brennholzverbrauchs der Haushalte verantwortlich ist (UBA 2009 S. 24)).
- Aggregation der Faktoren für flüssige Biomasse (arithmetisches Mittel) und Anpassung auf 100 %.
- Anpassung der Substitutionsfaktoren für Solarthermie und feste Biomasse (Industrie) auf 100 %.
- Für die Berechnung für 2020 Zusammenfassung der Faktoren für feste Biomasse HH, feste Biomasse Industrie und feste Biomasse HW / HKW zu einem Substitutionsfaktor (feste Biomasse HH: 75 %, feste Biomasse Industrie: 17 %, feste Biomasse in H(K)W: 8 % - die Aufteilung erfolgte analog den Anteilen der festen Biomasse an der Wärmeerzeugung im Jahr 2009).

Die substituierten Sekundärenergieträger Fernwärme und Strom werden je nach Strom- bzw. Fernwärmemix proportional auf die fossilen Primärenergieträger aufgeteilt. Der zugrunde gelegte

Strommix für Grundlaststrom im Jahr 2009 ist 40 % Braunkohle, 12 % Steinkohle, 8 % Erdgas und 40 % Kernenergie (BMU 2009b). Für 2020 wird ein Mix von 44 % Braunkohle, 26 % Steinkohle, 15 % Gas, 4 % Kernenergie, 4 % Biomasse (feste Biomasse und biogener Abfall) und 7 % Wasserkraft für das Ausbauszenario des BEE angenommen. Für das Leitszenario des BMU wird von einem Mix von 42 % Braunkohle, 19 % Steinkohle, 18 % Gas, 12 % Kernenergie, 5 % Biomasse und 4 % Wasserkraft ausgegangen. Die Zusammensetzung des Brennstoffmix der Fernwärme (BMU 2009b) wird für das Jahr 2009 und vereinfachend auch für das Jahr 2020 wie folgt angenommen: 54 % Erdgas, 27 % Steinkohle, 6 % Mineralöl, 2 % Braunkohle und 11 % Siedlungsabfall. Für die Netzverluste bei Fernwärme werden pauschal 14 % und bei Strom 10 % angesetzt (BMU 2009b). Auch im Wärmesektor muss für eine Nettobetrachtung der kumulierte fossile Energieaufwand für die erneuerbare Wärmebereitstellung von der Brutto-Einsparung der fossilen Primärenergie subtrahiert werden. Die Berechnung des eingesparten fossilen Brennstoffs erfolgt wie beim Stromsektor über die Heizwerte.

Tab. 8.13: Substitutionsfaktoren für EE-Wärme

Quelle: abgeändert nach UBA (2009)

	Öl	Gas	StK	BrK	FW	EL
Solarthermie	0,445	0,505	0	0	0,02	0,03
Wärmepumpen	0,45	0,44	0,01	0,02	0,05	0,03
Brennholz	0,47	0,425	0,005	0,015	0,015	0,07
feste Biomasse	0,371	0,423	0,022	0,033	0,098	0,053
flüssige Biomasse	0,195	0,635	0,06	0,015	0,055	0,04
gasförmige Biomasse	0,48	0,46	0,06	0	0	0
biogener Anteil des Abfalls	0	0	0	0	1	0
Tiefen-Geothermie	0	0	0	0	1	0

Tab. 8.14: Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung 2009 und 2020 (Primärenergie in TWh)

(Werte gerundet)

Brutto-Einsparung fossiler Energieträger			
	2009	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Steinkohle	9,14	20,20	16,75
Erdgas	63,14	126,86	110,14
Mineralöl	47,38	96,44	82,97
Braunkohle	7,11	13,08	11,57
Gesamt Wärme	126,76	256,57	221,43
Verbrauch fossiler Energieträger für die Herstellung und den Betrieb von EE-Anlagen			
	9,95	38,27	19,61
Netto-Einsparung fossiler Energieträger			
	116,81	218,31	201,83

Tab. 8.15: Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung 2009 und 2020

(Werte gerundet)

Brutto-Einsparung fossiler Energieträger			
	2009	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Mineralöl [Mio. Liter]	4.772	9.715	8.358
Erdgas [Mio. m ³]	7.162	14.390	12.494
Steinkohle [Mio. t]	1,11	2,42	2,01
Braunkohle [Mio. t]	2,10	4,01	3,50

Tab. 8.16: Vermiedene Importe fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung 2009 und 2020

(Werte gerundet)

in Mrd. Euro	2009	2020 (BEE) (Preisbasis 2008)	2020 (BMU) (Preisbasis 2008)
Mineralöl	1,29	9,38	4,02
Erdgas	1,05	8,90	4,39
Steinkohle	0,09	0,86	0,34
Gesamt	2,43	19,14	8,75

8.1.5.3 Verkehr 2020

Die Berechnung der Einsparung fossiler Kraftstoffe durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor stützt sich auf die Einsparfaktoren, welche in dem Bericht „Erneuerbare Energien in Zahlen“ des Bundesumweltministeriums (BMU 2009b) aufgeführt sind.

Die durch den Einsatz biogener Kraftstoffe im Mittel eingesparte Primärenergie gegenüber der Nutzung fossiler Kraftstoffe beträgt für Biodiesel 0,69 kWh_{prim} pro eingesetzter kWh Biodiesel und für Pflanzenöl 0,91 kWh_{prim} pro eingesetzter kWh Pflanzenöl. Bei Bioethanol beträgt der Einsparfaktor 0,84.

$$\text{Eingesparte Primärenergie (brutto)} = \text{EE-Kraftstoffbereitstellung} * \text{Einsparfaktor EE-Kraftstoff}$$

Für die Berechnung der Einsparung fossiler Brennstoffen durch den Einsatz von Biogas als Kraftstoff wird folgende Annahme getroffen: Der Einsparfaktor berechnet sich aus dem Aufwand an fossiler Primärenergie zur Bereitstellung und Nutzung von Diesel bzw. Benzin abzüglich des kumulierten fossilen Primärenergieaufwands zur Bereitstellung von Biogas (0,37 kWh_{prim}/kWh_{input}). Entsprechend wird bei der Berechnung der Einsparung von Diesel- und Ottokraftstoffen durch Elektromobilität mit EE-Strom vorgegangen. Der mittlere fossile Primärenergieaufwand zur Erzeugung von EE-Strom wird mit 0,013 kWh_{prim}/kWh_{input} angesetzt.

Die Substitution der fossilen Kraftstoffe durch Biogas, beziehungsweise EE-Strom erfolgt anteilig

nach dem vom BMU (2009b) prognostizierten Verbrauch im Jahr 2020 (30 % Dieselkraftstoffe, 70 % Ottokraftstoffe).

Tab. 8.17: Eingesparte fossile Primärenergie (brutto) durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor 2009 und 2020 in TWh

	2009	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Dieselmkraftstoff	18,87	63,50	36,24
Otto-Kraftstoff	5,67	19,52	12,50
Gesamt	24,54	83,02	48,74

Tab. 8.18: Brutto-Einsparung fossiler Kraftstoffe durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor 2009 und 2020 in Mio. Liter

	2009	2020 (BEE)	2020 (BMU)
Diesel-Kraftstoff	1.894	6.373	3.637
Otto-Kraftstoff	629	2.166	1.387
Gesamt	2.523	8.539	5.024

Tab. 8.19: Vermiedene Importe fossiler Kraftstoffe im Sektor Verkehr durch die Nutzung erneuerbarer Energien 2009 und 2020

(Werte gerundet)

in Mrd. Euro	2009	2020 (BEE) (Preisbasis 2008)	2020 (BMU) (Preisbasis 2008)
Diesel-Kraftstoff	0,50	6,18	1,76
Otto-Kraftstoff	0,15	1,90	0,61
Gesamt	0,65	8,08	2,36

8.2 Substitution fossiler Energieträger und vermiedene Importe – spezifische Faktoren

Durch die Nutzung erneuerbarer Energien werden konventionelle Energieträger im Energiesystem verdrängt. Dadurch werden im Falle der Verdrängung fossiler Energieträger CO₂- und andere klimarelevante Emissionen vermieden. Für die Quantifizierung der vermiedenen Emissionen ist es bedeutsam, welche fossilen Energieträger ersetzt werden, da sich die spezifischen Emissionen von z.B. Braunkohle-, Steinkohle- oder Erdgas-Umwandlungsanlagen stark unterscheiden. Entsprechend werden für jede Sparte der erneuerbaren Energien Substitutionsfaktoren für die Strom-, Wärme- und Kraftstoffherzeugung ermittelt, die die Anteile der Verdrängung einzelner fossiler Ener-

gieträger angeben. Für die Stromerzeugung wird auf die in Klobasa et al. (2009) ermittelten Substitutionsfaktoren zurückgegriffen.

Die Substitutionsfaktoren für Wärme aus erneuerbaren Energien wurden vom Umweltbundesamt im Rahmen der Studie „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ (UBA 2009) zusammengestellt. Einige der Kategorien mussten für die Berechnung angepasst, beziehungsweise zusammengefasst werden.

- Aggregation der Faktoren für Brennholz-Einzelfeuerung und Brennholz-Zentralfeuerung (gewichtetes Mittel, da Brennholz-Einzelfeuerung für $\frac{3}{4}$ des Brennholzverbrauchs der Haushalte verantwortlich ist (UBA 2009: 24)
- Aggregation der Faktoren für flüssige Biomasse (arithmetisches Mittel) und Anpassung auf 100 %.
- Anpassung der Substitutionsfaktoren für Solarthermie und feste Biomasse (Industrie) auf 100 %.

8.2.1 Strom

Tab. 8.20: Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung 2009– eingesparte Primärenergie in kWh pro kWh EE-Strom

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl
Wasserkraft	0,8100	1,2645	0,6000	0,0000
Windenergie	0,2970	1,7703	0,5760	0,0532
Photovoltaik	0,0000	1,4050	1,2000	0,0000
feste Biomasse	0,4320	1,6579	0,6000	0,0000
flüssige Biomasse	0,1350	1,7422	0,7680	0,0266
Biogas	0,1350	1,7422	0,7680	0,0266
Deponie- und Klärgas	0,1350	1,7422	0,7680	0,0266
biogener Anteil des Abfalls	0,4320	1,6579	0,6000	0,0000
Geothermie	0,8100	1,2645	0,6000	0,0000

Tab. 8.21: Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung 2009 pro kWh EE-Strom

	Braunkohle [kg]	Steinkohle [kg]	Erdgas [m ³]	Mineralöl [Liter]
Wasserkraft	0,323533	0,14826	0,06806	0,00000
Windenergie	0,118629	0,20756	0,06534	0,00536
Photovoltaik	0,000000	0,16473	0,13612	0,00000

	Braunkohle [kg]	Steinkohle [kg]	Erdgas [m³]	Mineralöl [Liter]
feste Biomasse	0,172551	0,19438	0,06806	0,00000
flüssige Biomasse	0,053922	0,20426	0,08712	0,00268
Biogas	0,053922	0,20426	0,08712	0,00268
Deponie- und Klärgas	0,053922	0,20426	0,08712	0,00268
biogener Anteil des Abfalls	0,172551	0,19438	0,06806	0,00000
Geothermie	0,323533	0,14826	0,06806	0,00000

Tab. 8.22: Vermiedene Importe fossiler Energieträger zur Stromerzeugung 2009 in Euro pro kWh EE-Strom

	Steinkohle	Erdgas	Mineralöl
Wasserkraft	0,01205	0,01058	0,00000
Windenergie	0,01686	0,01015	0,00146
Photovoltaik	0,01338	0,02115	0,00000
feste Biomasse	0,01579	0,01058	0,00000
flüssige Biomasse	0,01660	0,01354	0,00073
Biogas	0,01660	0,01354	0,00073
Deponie- und Klärgas	0,01660	0,01354	0,00073
biogener Anteil des Abfalls	0,01579	0,01058	0,00000
Geothermie	0,01205	0,01058	0,00000

8.2.2 Wärme

Tab. 8.23: Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung 2009 – eingesparte Primärenergie in kWh pro kWh EE-Wärme

	Heizöl	Erdgas	StK-Koks	BrK-Briketts	FW	EL
Solarthermie	0,5251	0,5808	0,0000	0,0000	0,0224	0,0543
Wärmepumpen (oberflächennahe Geothermie)	0,5310	0,5060	0,0138	0,0244	0,0560	0,0543

	Heizöl	Erdgas	StK-Koks	BrK-Briketts	FW	EL
feste Biomasse Haushalte (Brennholz-Einzelfeuerung + Brennholz-Zentralfeuerung)	0,5546	0,4888	0,0069	0,0183	0,0168	0,1267
feste Biomasse (Industrie)	0,1298	0,7073	0,1518	0,1525	0,0448	0,0000
flüssige Biomasse (Schwarzlauge + Pflanzenöl-BHKW)	0,2301	0,7303	0,0828	0,0183	0,0616	0,0724
Bio-, Klär- und Deponiegas (BHKW)	0,5664	0,5290	0,0828	0,0000	0,0000	0,0000
feste Biomasse in Heizwerken / HKW	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,1200	0,0000
biogener Anteil des Abfalls	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,1200	0,0000
Tiefen-Geothermie	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,1200	0,0000

Tab. 8.24: Eingesparte Primärenergie durch die Substitution von Fernwärme durch Erneuerbare Energien in kWh pro kWh EE-Wärme

	Öl	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Solarthermie	0,00134	0,01210	0,00605	0,00045
Wärmepumpen (oberflächennahe Geothermie)	0,00336	0,03024	0,01512	0,00112
feste Biomasse Haushalte (Brennholz-Einzelfeuerung + Brennholz-Zentralfeuerung)	0,00101	0,00907	0,00454	0,00034
feste Biomasse (Industrie)	0,00269	0,02419	0,01210	0,00090
flüssige Biomasse (Schwarzlauge + Pflanzenöl-BHKW)	0,00370	0,03326	0,01663	0,00123
Bio-, Klär- und Deponiegas (BHKW)	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000
feste Biomasse in Heizwerken / HKW	0,06720	0,60480	0,30240	0,02240
biogener Anteil des Abfalls	0,06720	0,60480	0,30240	0,02240
Tiefen-Geothermie	0,06720	0,60480	0,30240	0,02240

Tab. 8.25: Eingesparte Primärenergie durch die Substitution von Elektrizität zur Wärmeerzeugung durch Erneuerbare Energien in kWh pro kWh EE-Wärme (Grundlaststrom)

	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle
Solarthermie	0,00434	0,00652	0,02172
Wärmepumpen (oberflächennahe Geothermie)	0,00434	0,00652	0,02172
feste Biomasse Haushalte (Brennholz-Einzelfeuerung + Brennholz-Zentralfeuerung)	0,01014	0,01520	0,05068
feste Biomasse (Industrie)	0,00000	0,00000	0,00000
flüssige Biomasse (Schwarzlauge + Pflanzenöl-BHKW)	0,00579	0,00869	0,02896
Bio-, Klär- und Deponiegas (BHKW)	0,00000	0,00000	0,00000
feste Biomasse in Heizwerken / HKW	0,00000	0,00000	0,00000
biogener Anteil des Abfalls	0,00000	0,00000	0,00000
Tiefen-Geothermie	0,00000	0,00000	0,00000

Tab. 8.26: Einsparung fossiler Energieträger durch die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung 2009 pro kWh EE-Wärme

	Heizöl [Liter]	Erdgas [m³]	StK-Koks [kg]	BrK-Briketts [kg]	Steinkohle [kg]	Braunkohle [kg]
Solarthermie	0,05303	0,06774	0,00000	0,00000	0,00147	0,00885
Wärmepumpen (oberflächennahe Geothermie)	0,05383	0,06132	0,00173	0,00447	0,00254	0,00912
feste Biomasse Haushalte (Brennholz-Einzelfeuerung + Brennholz-Zentralfeuerung)	0,05597	0,05762	0,00087	0,00335	0,00231	0,02038
feste Biomasse (Industrie)	0,01335	0,08297	0,01907	0,02794	0,00142	0,00036
flüssige Biomasse (Schwarzlauge + Pflanzenöl-BHKW)	0,02355	0,08727	0,01040	0,00335	0,00297	0,01206

	Heizöl [Liter]	Erdgas [m ³]	StK- Koks [kg]	BrK- Briketts [kg]	Stein- kohle [kg]	Braun- kohle [kg]
Bio-, Klär- und Deponiegas (BHKW)	0,05705	0,06001	0,01040	0,00000	0,00000	0,00000
feste Biomasse in Heizwerken / HKW	0,00677	0,06861	0,00000	0,00000	0,03545	0,00895
biogener Anteil des Abfalls	0,00677	0,06861	0,00000	0,00000	0,03545	0,00895
Tiefen-Geothermie	0,00677	0,06861	0,00000	0,00000	0,03545	0,00895

Tab. 8.27: Vermiedene Importe fossiler Energieträger zur Wärmeerzeugung 2009 in Euro pro kWh EE-Wärme

	Öl [Liter]	Erdgas [m ³]	Steinkohle [kg]
Solarthermie	0,01434	0,00997	0,00012
Wärmepumpen (oberflächennahe Geothermie)	0,01456	0,00902	0,00034
feste Biomasse Haushalte (Brennholz-Einzelfeuerung + Brennholz-Zentralfeuerung)	0,01514	0,00848	0,00025
feste Biomasse (Industrie)	0,00361	0,01221	0,00157
flüssige Biomasse (Schwarzlauge + Pflanzenöl-BHKW)	0,00637	0,01284	0,00104
Bio-, Klär- und Deponiegas (BHKW)	0,01543	0,00883	0,00080
feste Biomasse in Heizwerken / HKW	0,00183	0,01009	0,00288
biogener Anteil des Abfalls	0,00183	0,01009	0,00288
Tiefen-Geothermie	0,00183	0,01009	0,00288

8.2.3 Verkehr

Tab. 8.28: Eingesparte fossile Kraftstoffe durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor 2009

	Einsparung in Liter pro kWh Biokraftstoff
Benzin	0,09322
Diesel (Biodiesel)	0,06925
Diesel (Pflanzenöl)	0,09133

Tab. 8.29: Vermiedene Importe fossiler Kraftstoffe im Sektor Verkehr durch die Nutzung erneuerbarer Energien 2009 in Euro pro kWh

(Werte gerundet)

	Vermiedene Importe in Euro pro kWh Biokraftstoff
Benzin	0,0223
Diesel (Biodiesel)	0,0183
Diesel (Pflanzenöl)	0,0241

9 Literaturverzeichnis

- AEE-BEE (2010): Branchenprognose.
- Agrifinder (2010): Ölmühlen. <http://www.agrifinder.com/Agrar-Branchenbuch/agrifindersuche.php?SITEID=201201#SuGiSt>.
- Bächler, Manfred (2006): Systemkostensenkungen bei PV-Freilandanlagen. In: Fach.Journal, Nr. 2006/2007, S. 112-117.
- Bard, J. [ISET] (2002): Bericht zur Markt- und Kostenentwicklung bei Wasserkraftanlagen (bis 5 MW).
- BBV-BD [Gesellschaft des Bayrischen Bauernverbandes für landwirtschaftliche Steuerhilfe] (2006): Ertragsteuerliche Behandlung von Biogasanlagen - Änderungen durch einen Erlass des Bundesfinanzministeriums; [Gesellschaft des Bayrischen Bauernverbandes für landwirtschaftliche Steuerhilfe mbH]: München, <http://www.bbv-bd.de/>.
- BLFL [Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft] (2005): Wirtschaftlicher Vergleich von nachwachsenden Rohstoffen; München.
- BMF (2009): Monatsbericht.
- BMF [Bundesfinanzministerium] (2010c): Eckdaten zur Entwicklung und Struktur der Kommunalfinanzen 2000 bis 2009; Stand: Mai 2010, <http://www.bundesfinanzministerium.de> (20.7.2010).
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2006): Erneuerbare Energien: Arbeitplatzeffekte; Berlin.
- BMU [Bundesamt für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2009a): Erneuerbare Energien in Deutschland 1990 bis 2007; Berlin.
- BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2009b): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt; Berlin.
- Böhnisch, Helmut/ Kelm, Tobias (2007): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar bis Dezember 2006; Stuttgart.
- Briese, Michael (2008): Erstellung einer standardisierten Wirtschaftlichkeitsberechnung für Biogasanlagen; Saarbrücken.
- BSW [Bundesverband Solarwirtschaft e.V.] (2007): GroSol - Studie zu großen Solarwärmeanlagen; Berlin.
- BWE [Bundesverband Windenergie e.V.] (2008): Zerlegung der Gewerbesteuer bei Windenergieanlagen. <http://www.wind-energie.de/de/windenergie-in-der-region/regionale-impulse/>.
- CUTEC [Clausthaler Umwelttechnik-Institut GmbH] (2007): Studie „Datensammlung Bioenergie für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen nach der Methodik der VDI-Richtlinie 2067“; Clausthal-Zellerfeld.
- DBFZ [DeutschesBiomasseForschungsZentrum GmbH] (2009): Monitoring zur Wirkung des EEG auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse; Leipzig.
- DBFZ [DeutschesBiomasseForschungsZentrum GmbH] (2010): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. 3. Zwischenbericht; Leipzig.
- DBV [Deutscher Bauernverband] (2009): Situationsbericht 2010 - Trends und Fakten zur Landwirtschaft; [Deutscher Bauernverband]: Berlin, <http://www.situations-bericht.de>.
- Deutsche Bundesbank (2009a): Die Ertragslage der deutschen Kreditinstitute im Jahr 2008; Frankfurt am Main.
- Deutsche Bundesbank (2009b): Hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen von 1997 bis 2007; Frankfurt am Main.

- Deutsche Bundesbank (2010): Bankenstatistik, Stand vom 1.3.2010; Frankfurt am Main.
- e85.biz (2010): Bioethanol Hersteller.
<http://www.e85.biz/index.php?section=e85system&cmd=search&act=search>.
- E (2008): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG).
- Ecovis (2009): Leitfaden Photovoltaik;
http://www.ecovis.com/fileadmin/user_upload/specials/photovoltaik/2009-10-14_leitfaden-photovoltaik.pdf.
- EEG (2009): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG).
- FGW [Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien] (2010): Referenzerträge und Windgutachter. <http://www.wind-fgw.de> (02.06.2010).
- Fichtner (2002): Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse; Stuttgart.
- FNR [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe] (2007a): Handbuch - Herstellung von Rapsölkraftstoff in Dezentralen Ölmühlen; Gülzow.
- FNR [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe] (2007b): Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen; Gülzow.
- FNR [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe] (2007c): Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit; Gülzow.
- FNR [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe] (2009a): Biogasmessprogramm II - 61 Biogasanlagen im Vergleich; Braunschweig.
- FNR [Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe] (2009b): Handreichung - Biogasgewinnung und -nutzung; Gülzow.
- Franken, Marcus/ Weber, Tilman [Neue Energie] (2009): Schwere Last. <http://www.neueenergie.net> (24.02.2010).
- Gangl, Christian (2004): Ethanolherzeugung aus stärkehaltigen Rohstoffen zur Treibstoffherzeugung. Wien.
- GDV [Gesamtverband der deutschen Versicherungswirtschaft e.V.] (2009): Jahrbuch 2009 - Die deutsche Versicherungswirtschaft; Berlin.
- Glahr, Jan Hinrich [Glahr & Co. GmbH] (2009): Rahmenbedingungen für Transport und Montage in Polen; Berlin, <http://www.glahr.de>.
- Graß, Christian (2006): Dezentrale Erzeugung von Biodiesel – Möglichkeiten, Wirtschaftlichkeit, Qualitätssicherung; Berlin.
- Handelsblatt (2010): Banken verdienen mehr am Kredit. <http://www.handelsblatt.com> (24.02.2010).
- Hecking, Claus [Financial Times Deutschland] (2009): Aloys Wobben - der ungeliebte Mr. Wind; FTD; Volume <http://www.ftd.de>.
- Heimerl, Stephan/ Hefele, Christian (2000): Betrieb einer kleinen Wasserkraftanlage - Probleme, Schwierigkeiten, Lösungsansätze. In: Wasserwirtschaft 90, Nr. 4, S. 198-203.
- Henniges, Oliver (2007): Wirtschaftlichkeit von Bioethanol – Produktion und Produktionskosten im nationalen und internationalen Vergleich. In: Agrarwirtschaft 56, Nr. 5/6, S. 250-254.
- Hirschl, B./ Hoffmann, E. et al. (2002): Markt- und Kostenentwicklung Erneuerbarer Energien im Strombereich; Berlin.
- Hoffmann, Dunja (2007): Regionale Wertschöpfung durch optimierte Nutzung endogener Bionenergiepotenziale als strategischer Beitrag zur Nachhaltigen Regionalentwicklung.
- Hoppenbrock, Cord / Albrecht, Anne-Kathrin (2010): Diskussionspapier zur Erfassung regionaler Wertschöpfung in 100 %-EE-Regionen - Grundlagen und Anwendung am Beispiel der Photovoltaik.; DEENET Arbeitsmaterialien 100EE Nr. 2, www.100-ee.de (14.7.2010).
- IE Leipzig [Institut für Energetik und Umwelt Leipzig] (2004): Biogasgewinnung aus Gülle, organischen Abfällen und aus angebaute Biomasse; Leipzig.

- IE Leipzig [Leipziger Institut für Energie GmbH] (2009): Vollkostenvergleich Heizsysteme 2009; Leipzig.
- IfaS [Institut für angewandtes Stoffstrommanagement] (2009): Strom aus der Sonne - Leitfaden zur Photovoltaik für Kirchengemeinden der Evangelischen Kirche der Pfalz; Birkenfeld, Speyer, <http://www.stoffstrom.org>.
- IWR [Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien] (2010a): Biodiesel Produzenten. <http://www.iwr.de/bio/info/kontakt/hstbiodiesel.html>.
- IWR [Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien] (2010b): Bioethanol-Produktionskapazitäten. <http://www.iwr.de/bioethanol/kapazitaeten.html>.
- IZW e.V. [<http://www.hp-summit.de>] (2009): Deutschland: Wärmepumpen. (14.05.2010).
- Kaltschmitt, Martin/ Wiese, Andreas et al. (2003): Erneuerbare Energien; Berlin.
- Kelm, Tobias/ Drück, Harald et al. (2008): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2007 bis Dezember 2008; Stuttgart.
- Lenk, Thomas (2003): Die kommunalen Finanzausgleichssysteme in der Bundesrepublik Deutschland. Die Bestimmung der Finanzausgleichsmasse – vertikale Verteilungsprobleme zwischen Land und Kommunen.; http://www.uni-leipzig.de/~iffwww/fiwi/Forschung/arbeitspapiere/24_kommunaler-fa.031113.pdf.
- Lenk, Thomas (2004): Die kommunalen Finanzausgleichssysteme in der Bundesrepublik Deutschland. Die Ermittlung der Finanzkraft.; http://www.uni-leipzig.de/~iffwww/fiwi/Forschung/arbeitspapiere/26_040127_%20.%20Ermittlung_%20der_%20Finanzkraft.pdf.
- Nast, Michael/ Drück, Harald et al. (2009): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) im Zeitraum Januar 2007 bis Dezember 2008 - Endbericht.
- Neddermann, B. [Deutsches Windenergie-Institut] (2009): Status der Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2009; Wilhelmshaven, <http://www.wind-energie.de>.
- Neumann, Thomas [Deutsches Windenergie-Institut] (2010): Persönliches Telefonat; 12.02.2010.
- Neumann, Thomas/ Ender, Carsten et al. [Deutsches Windenergie-Institut] (2002): Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland; Wilhelmshaven.
- Nitsch, Joachim/ Krewitt, Wolfram et al. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU (FKZ 901 41 803), Langfassung; BMU [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit]; Umweltpolitik, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nutzung_ee_lang.pdf.
- Öko-Institut et al. (2004): Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse, Endbericht; BMU Verbundprojekt gefördert vom BMU im Rahmen des ZIP, Darmstadt, Berlin, Oberhausen, Leipzig, Heidelberg, Saarbrücken, Braunschweig, München.
- O'Sullivan, Marlene/ Edler, Dietmar et al. [Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit] (2009): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2008 -eine erste Abschätzung-; Berlin, <http://erneuerbare-energien.de>.
- Photon, Europe GmbH (2010): Das Solarstrom-Magazin. In: Photon, Nr. 4, S.
- Prognos (2006): Windenergie in Norddeutschland – Abschätzung der Gewerbesteuererinnahmen; <http://www.wind-energie.de/de/shop/wissenschaft-praxis/>.
- Prognos (2009): Anpassung der Vergütungs- und Degressionssätze für solare Strahlungsenergie; Berlin.
- Prognos (2010): Investitionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland; Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V., der Agentur für Erneuerbare Energien und der HANNOVER MESSE, Berlin.
- REpower Systems AG (2009): Geschäftsbericht 08/09; <http://www.repower.de>.

- rosa-photovoltaik.de (2008): Solarthermie-Versicherung CONDOR. <http://www.rosa-photovoltaik.de/solarthermie-versicherung-condor/> (14.02.2010).
- Rüttel [Umweltbank] (08.04.2010): Persönliches Telefonat.
- Schallenberg, Kuno [Lahmeyer International GmbH] (2010): Email; 13.04.2010.
- Schmitz, Norbert (2003): Bioethanol in Deutschland; Münster.
- Scope (2006): Biogas-Fonds - Märkte, Strategien, Anbieter, Investments; Berlin.
- Sieren, Stefan [BaFin] (2010): Email; 09.04.2010.
- Solarenergie News (2010): Umweltministerin Conrad: scharfe Kritik an Gewerbesteuererlegung bei Solaranlagen. http://www.solarenergie-news.de/Umweltministerin_Conrad_scharfe_Kritik_an_Gewerbesteuererlegung_bei_Solara_nlag.726.0.html.
- SolarOne Deutschland AG (o.J. a): Photovoltaik Rechner. <http://www.solarone.de> (24.02.2010).
- Sorge, Nils-Viktor [manager magazin] (2010): Spritpreise zu Ostern - Grundloses Benzin-Gejammer. <http://www.manager-magazin.de> (12.04.2010).
- Staiß, Frithjof/ Schmidt, Maik et al. (2007): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG; <http://www.erneuerbare-energien.de>.
- Statistisches Bundesamt (2003): Klassifikation der Wirtschaftszweige mit Erläuterungen - Ausgabe 2003; Wiesbaden.
- Statistisches Bundesamt (2008): Klassifikation der Wirtschaftszweige - mit Erläuterungen; Wiesbaden.
- Statistisches Bundesamt (2009a): Pressemitteilung Nr.361 vom 23.09.2009. Gewerbesteuerhebesätze im Bundesdurchschnitt leicht gesunken. http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Presse/pm/2009/09/PD09_361_735,templateld=renderPrint.psm!
- Statistisches Bundesamt (2009b): Produzierendes Gewerbe - Tätige Personen und Umsatz der Betriebe im Baugewerbe; Wiesbaden.
- Statistisches Bundesamt (2009c): Verdienste und Arbeitskosten. Verdienststrukturerhebung 2006. Verdienste nach Berufen.; Wiesbaden.
- Statistisches Bundesamt (2010a): Beschäftigte und Umsatz der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige (WZ2008 2-/3-/4-Steller); Wiesbaden.
- Statistisches Bundesamt (2010b): Finanzen und Steuern. Umsatzsteuer - Fachserie 14 Reihe 8 - 2008; Wiesbaden, <https://www-ec.destatis.de/csp/shop/sfg/bpm.html.cms.cBroker.cls?cmspath=struktur,vollanzeige.csp&ID=1025519>.
- Statistisches Bundesamt (2010c): GENESIS-Tabelle: 45341-0002 Unternehmen, Beschäftigte, Umsatz und weitere betriebs- und volkswirtschaftliche Kennzahlen im Handel: Deutschland, Jahre, Wirtschaftszweige, Beschäftigtengrößenklassen, Jahresstatistik im Handel; Wiesbaden.
- Tankhexe (2010): Hersteller- und Lieferantenverzeichnis Pflanzenöl. http://www.tankhexe.de/poeler_liste/index.php?show_hersteller=ja.
- trend:research (2009): Betriebsführung und Instandhaltung von Onshore-Windenergieanlagen bis 2020; Bremen, <http://www.trendresearch.de>.
- UMSICHT [Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits und Energietechnik] (2009): Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008; Band 4 des Abschlussberichts für das BMBF-Verbundprojekt Biogaseinspeisung.
- Vattenfall (2008): Wärmepumpen - Wärme aus Luft, Erde und Wasser; Berlin.
- Vertraulich (2009): Kostenvoranschlag einer 250 kW Biogasanlage.
- Vestas (2010): Annual Report 2009. <http://www.vestas.com>.

Wagner, Lutz [Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle] (2010): Email; 10.05.2010.

Witt, Jeanette [DBFZ] (2010): Persönliches Telefonat; 21.07.2010.

GESCHÄFTSTELLE BERLIN

MAIN OFFICE

Potsdamer Straße 105

10785 Berlin

Telefon: + 49 – 30 – 884 594-0

Fax: + 49 – 30 – 882 54 39

BÜRO HEIDELBERG

HEIDELBERG OFFICE

Bergstraße 7

69120 Heidelberg

Telefon: + 49 – 6221 – 649 16-0

Fax: + 49 – 6221 – 270 60

mailbox@ioew.de

www.ioew.de