

Beiträge aus dem
Institut für Regionalforschung
der Universität Kiel

Prof. Dr. Johannes Bröcker

Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte
als Folge des Ausbaus Erneuerbarer Energien
in Schleswig-Holstein

3. November 2014

Projektleiter: Prof. Dr. Johannes Bröcker

Bearbeiter: Johannes Burmeister
Jan Hendrik Preißler-Jebe
Franka Alberty



Beitrag Nr. 45

Kiel, im November 2014

Universität Kiel
Institut für Regionalforschung
D - 24098

Vorwort

Das Land Schleswig-Holstein engagiert sich für eine rasche Realisierung der Energiewende in Deutschland, insbesondere für den Ausbau der Stromerzeugung aus Sonne, Wind und Biomasse. Auch wenn das klimapolitische Ziel, den Ausstoß klimaschädlicher Emissionen zu mindern und Kernkraft durch Erneuerbare Energien zu ersetzen, im Vordergrund steht, so geht es ebenso um die Stärkung der regionalen Wertschöpfung und die Schaffung von Arbeitsplätzen.

Der im Dezember 2012 mit dem Beschluss des Landes zur Ausweitung der Eignungsgebiete für die Windenergienutzung auf 1,7 Prozent der Landesfläche vorangetriebene Ausbau der Erneuerbaren Energien war Anlass für die EKSH, die vorliegende empirische Untersuchung am Institut für Regionalforschung der Universität Kiel zu den Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten als Folge des Ausbaus Erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein anzuregen und zu fördern.

Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei den Autoren.

In einer zweiten von der EKSH angeregten und geförderten Studie geht es um die Auswirkungen des Ausbaus der Windkraft auf Natur und Landschaft und deren Kompensation durch Ausgleichsmaßnahmen. „Faktische Umsetzung, regionale Verteilung und ökonomische Auswirkungen der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung für Windkraftanlagen in Schleswig-Holstein“, so das Thema der Untersuchung von Prof. Dr. Christian Henning und Prof. Dr. Uwe Latacz-Lohmann (gemeinsame Projektleitung), bearbeitet von Ernst Albrecht, M. Sc., und Ruben Dehning, M.Sc., vom Institut für Agrarökonomie der Universität Kiel.

Beide Studien finden Sie auch unter www.eksh.org.

Die EKSH ist eine gemeinnützige Gesellschaft, zu deren Aufgaben auch die Förderung angewandter Forschung zu Energie und Klimaschutz gehört. Wir haben daher beide Studien gern unterstützt. Sie liefern aktuelle belastbare empirische Befunde und tiefere Einsichten zum Ausbau der Erneuerbaren im Land.

Prof. Dr. Hans-Jürgen Block

Geschäftsführer

Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (EKSH)

Inhalt

Abbildungsverzeichnis.....	3
Tabellenverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis.....	6
1 Einleitung.....	7
2 Methodische Vorgehensweise.....	9
2.1 Allgemeine Definitionen und Datengewinnung	10
2.2 Direkte Effekte	13
2.3 Indirekte Effekte.....	18
2.4 „Vom Inlands- zum Inländerkonzept“	22
3 Die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein	24
3.1 Windenergie.....	24
3.2 Biogas	25
3.3 Photovoltaik	26
3.4 Sonstige.....	27
4 Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der Bauphase.....	28
4.1 Direkte Effekte	28
4.1.1 Windenergieanlage.....	28
4.1.2 Biogasanlagen	33
4.1.3 Photovoltaikanlagen	39
4.1.4 Netzausbau	44
4.2 Indirekte Effekte.....	53
5 Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der Nutzungsphase	57
5.1 Direkte Effekte	57
5.1.1 Windenergieanlage.....	57
5.1.2 Biogasanlagen	65
5.1.3 Photovoltaikanlagen	70
5.2 Indirekte Effekte.....	75
6 Gesamtwirtschaftliche Rückwirkungen	77
6.1 Rückwirkungen auf den Faktormärkten.....	77
6.2 Verdrängung konventioneller Energieträger	81

6.3	Externe Effekte des Ausbaus der EE in Schleswig-Holstein	81
6.4	Erhöhte Strompreise	82
7	Zubauszenario gemäß dem Ziel der Landesregierung für 2020	83
7.1	Annahmen	83
7.2	Ergebnisse	86
7.3	Ergebnisse unter Annahme erhöhter Anlagenproduktion in Schleswig-Holstein ...	89
8	Fazit	91
	Anhang A: Abbildungen	93
	Anhang B: Tabellen	94
	Anhang C: Exemplarischer Interviewleitfaden	97
	Anhang D: Exkurs	99
	Literaturverzeichnis	106

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zusammenhänge der Wertschöpfungseffekte beim Bau einer Windenergieanlage in Schleswig-Holstein. Quelle: Eigene Darstellung.....	9
Abbildung 2: : Schematische Darstellung der Nettowertschöpfung. Quelle: Eigene Darstellung.....	11
Abbildung 3: Berücksichtigte Steuerarten und resultierende Wertschöpfung.....	16
Abbildung 4: Kettenreaktion beim Einkauf von Vorleistungen. Quelle: Eigene Darstellung.	19
Abbildung 5: Aufbau einer Windenergiebetreibergesellschaft. Quelle: Eigene Darstellung.	60
Abbildung 6: Mögliche Auswirkungen des Ausbaus der EE auf den Arbeitsmarkt. Quelle: Eigene Darstellung.....	78
Abbildung 7: Wertschöpfung der einzelnen Technologien in der Bau- und Betriebsphase im Zeitverlauf. Quelle: Eigene Darstellung.....	87
Abbildung 8: Zusammensetzung der Wertschöpfung in der Bau- und Betriebsphase im Zeitverlauf. Quelle: Eigene Darstellung.....	88
Abbildung 9: Beschäftigungseffekte durch den Bau und Betrieb im Zeitverlauf. Quelle: Eigene Darstellung.....	89
Abbildung 10: Einnahmen und Ausgaben eines fiktiven Windparks mit 8 Anlagen je 2,5 MW. Quelle: (windcomm Schleswig-Holstein, 2012. S. 38).....	103

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vertikale Verteilung der Steuereinnahmen nach Bund, Ländern und Gemeinden. Quelle: Eigene Berechnungen nach Bundesministerium der Finanzen (2014) und (2013). ..	23
Tabelle 2: Investitionskosten einer Windenergieanlage (3,1 MW _{el}) in Schleswig-Holstein. Quelle: Eigene Darstellung.	30
Tabelle 3: Direkte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Bau einer WEA in Schleswig-Holstein. Quelle: Eigene Darstellung.	32
Tabelle 4: Investitionskosten und Regionalanteile von 75kW _{el} Biogas-Kleinanlagen in S-H. Quelle: Eigene Darstellung.	35
Tabelle 5: Direkte Wertschöpfung in der Bauphase von 100% Gülle Biogasanlagen (75kW _{el}). Quelle: Eigene Darstellung.	37
Tabelle 6: Direkte Wertschöpfung in der Bauphase von 80/20 Biogasanlagen (75kW _{el}). Quelle: Eigene Darstellung.	37
Tabelle 7: Investitionskosten von PV-Anlagen in Schleswig-Holstein. Quelle: Eigene Darstellung.	40
Tabelle 8: Direkte Wertschöpfung in der Bauphase von PV-Kleinanlagen (6,27kW _{peak}). Quelle: Eigene Darstellung.	42
Tabelle 9: Direkte Wertschöpfung in der Bauphase von PV-Großanlagen (80,65kW _{peak}). Quelle: Eigene Darstellung.	43
Tabelle 10: Kosten der Referenzanlagen für den Ausbau des MN-Netzes. Quelle: Eigene Darstellung.	46
Tabelle 11: Direkte Wertschöpfung durch den Neubau und die Erweiterung eines Umspannwerkes (MN-Netz) sowie Verlegung von Mittelspannungserdkabel je km (20kV). Quelle: Eigene Darstellung.	47
Tabelle 12: Kosten des Ausbaus auf Höchstspannungsebene. Quelle: Eigene Darstellung. ...	50
Tabelle 13: Wertschöpfungseffekte durch den Ausbau des Höchstspannungsnetzes. Quelle: Eigene Darstellung.	52
Tabelle 14: Direkte und indirekte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der Bauphase.	55
Tabelle 15: Jährliche Betriebskosten während der Nutzungsphase einer WEA in Schleswig-Holstein.	58
Tabelle 16: Direkte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte während des Betriebs einer WEA in Schleswig-Holstein (3,1 MW _{el})	62
Tabelle 17: Betriebskosten und Regionalanteile der 75kW _{el} Biogas-Referenzanlagen.	66
Tabelle 18: Direkte Wertschöpfung während der Betriebsphase einer Biogas-Gülleanlage (75 kW _{el}).	68

Tabelle 19: Direkte Wertschöpfung während der Betriebsphase einer 80/20 Biogaskleinanlage (75kW _{el}).....	68
Tabelle 20: Jährliche Betriebskosten von PV-Klein- und Großanlagen	70
Tabelle 21: Direkte Wertschöpfung während der Betriebsphase einer PV-Kleinanlage (6,27kW _{peak}).....	72
Tabelle 22: Direkte Wertschöpfung während der Betriebsphase einer PV-Großanlage (80,65kW _{peak}).....	73
Tabelle 23: Direkte und indirekte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der Betriebsphase.....	76
Tabelle 24: Ausbauerwartungen der Landesregierung für EE und die sich daraus ergebende Stromproduktion in 2020. Quelle: Eigene Darstellung.....	84
Tabelle 25: Ausbautzahlen für erneuerbare Energien und das Stromnetz in der Szenarioanalyse bis 2020. Quelle: Eigene Darstellung.....	86
Tabelle 26: Wertschöpfung und Beschäftigung in der Bauphase bei erhöhtem Regionalanteil der Windenergieanlagenproduktion. Quelle: Eigene Darstellung.....	90
Tabelle 27: Übersicht der Interviewpartner und verwendetes Kürzel in der Studie. Quelle: Eigene Darstellung.....	94
Tabelle 28: Wesentliche Ausbaumaßnahmen auf Hochspannungsebene mit Beginn bis 2016 (<i>E.ON Netz GmbH</i>). Quelle: Eigene Darstellung basierend auf MELUR (2014), S. 26	94
Tabelle 29: Wertschöpfungseffekte in der Bau- und Betriebsphase nach Technologien und Zusammensetzung. Quelle: Eigene Darstellung.....	95
Tabelle 30: Beschäftigungseffekte in der Bau- und Betriebsphase nach Technologien. Quelle: Eigene Darstellung.....	96

Abkürzungsverzeichnis

AKW	Atomkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
FISIM	Finanzserviceleistungen, indirekte Messung
FvB	Fachverband Biogas
GWh	Gigawattstunde
GW _{el}	Gigawatt elektrisch
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
I-O	Input-Output
kW _{el}	Kilowatt elektrisch
kWh	Kilowattstunde
MELUR	Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Verkehr und Technologie Schleswig-Holstein
Mio.	Millionen
MN	Mittel- und Niederspannung
Mrd.	Milliarden
MVA	Megavoltampere
MW _{el}	Megawatt elektrisch
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
S-H	Schleswig-Holstein
U&V Einkommen	Einkommen aus Unternehmertätigkeit und Vermögen
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung
WEA	Windenergieanlage
80/20-Biogasanlage	Biogasanlage mit Substrateinsatz von mind. 80% Gülle und 20% nachwachsenden Rohstoffen

1 Einleitung

Deutschland gilt in Europa beim Klimaschutz und Übergang von konventionellen zu Erneuerbaren Energieträgern (EE) als Vorreiter.¹ Die Energiewende befindet sich weiterhin in vollem Gange und die Dichte an Zeitungsartikeln und Diskussionen zeigt die permanente Aktualität des Themas hierzulande. Zum einen wurden die Energiewende und insbesondere der Atomausstieg seit der Nuklearkatastrophe von Fukushima im Frühjahr 2011 beschleunigt. Zugleich erkannte die Politik eine teilweise Überförderung einzelner Technologien und daraus entstehende Fehlanreize und korrigierte diese durch Novellierungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG). So befinden sich die Rahmenbedingungen für die Energiewende mit dem jüngsten Gesetz zur EEG-Reform am Ende einer erneuten Novellierungsrunde. Im Mittelpunkt des Gesetzes stehen u.a. niedrigere Einspeisetarife und ein gebremster Ausbau innerhalb eines Korridors. Dieser „atmende Deckel“ soll auf die Windenergie ausgeweitet werden.²

Im meerumschlungenen Schleswig-Holstein, wo der Wind stärker als im Bundesdurchschnitt weht und Anfang der 1980'er Jahre die erste Windenergieanlage (WEA) namens „Growian“³ im Kaiser-Wilhelm-Koog errichtet wurde, wird die Energiewende in besonderem Maße vorangetrieben. Mögliche Deckelungen für den Ausbau der Windenergie werden von der Landesregierung abgelehnt. Im Jahr 2021 geht in Schleswig-Holstein der letzte Atommeiler vom Netz.⁴ Die Erneuerbaren machen schon heute einen Anteil von etwa 90% am Bruttostromverbrauch⁵ und 40% an der gesamten Stromerzeugung⁶ aus. Damit liegt das Land deutlich über dem Bundesdurchschnitt (24 und 26%).

Oft lautet der allgemeine Tenor, der Ausbau der EE und die Substitution fossiler durch erneuerbare Energie mache nicht nur klimapolitisch Sinn, sondern schüfe auch Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte.

¹ Vgl. BMWi (2014).

² Der Deckel wurde bei der letzten Reform in 2012 für PV-Anlagen eingeführt. Übersteigt der Ausbau einen vorgegebenen Korridor, so werden die Einspeisevergütungen gesenkt.

³ Große Windenergieanlage.

⁴ Das AKW Brokdorf.

⁵ Vgl. BDEW (2014).

⁶ Stand 31.12.2012 (Vgl. Statistikamt Nord (2013)).

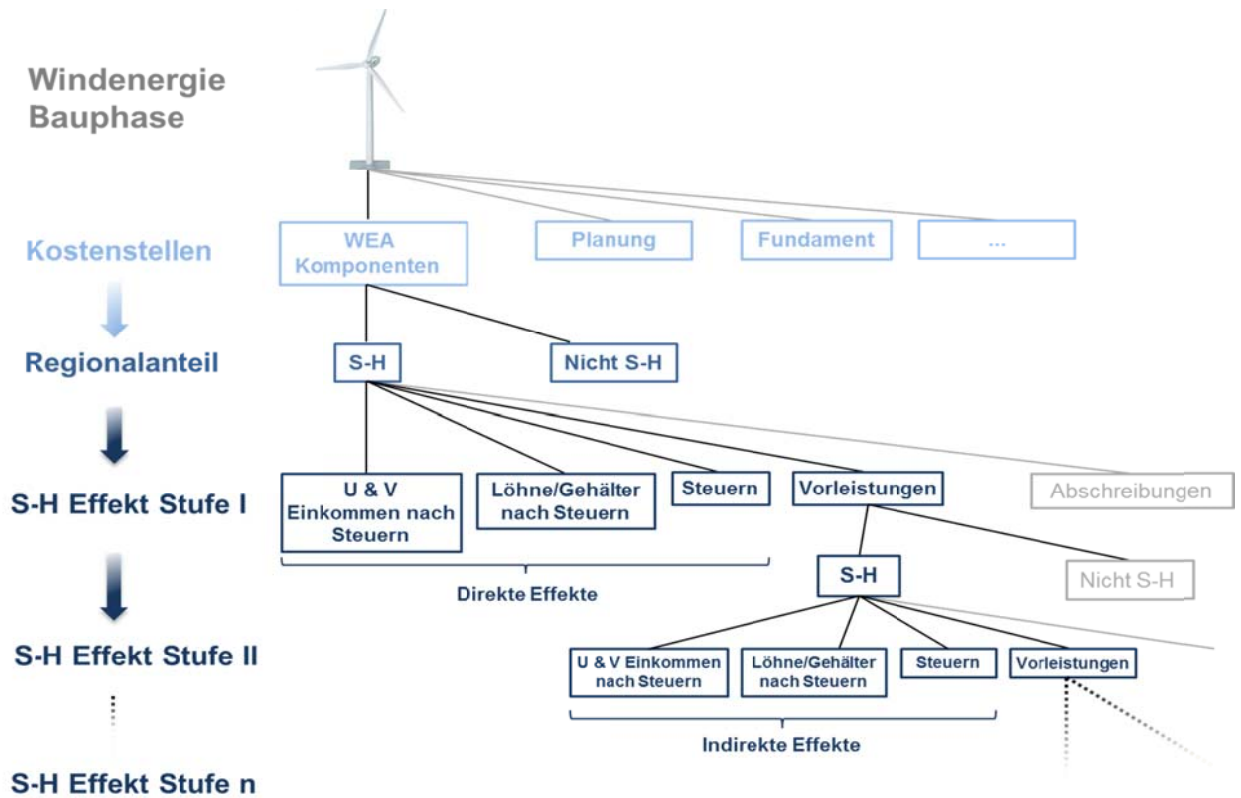
Mit dem Regierungswechsel im Jahr 2012 wurde bezüglich des Ausbaus der EE erstmals das Ziel der neuen Landesregierung ausgesprochen, in 2020 300 bis 400% des Stromverbrauchs aus EE zu bedienen.⁷ Vor diesem Hintergrund ist das Ziel dieser Studie, die Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte als Folge des Ausbaus der EE bis zum Jahr 2020 zu quantifizieren. Wir untersuchen dabei die drei Technologien Windenergie, Photovoltaik und Biogas sowie den damit verbundenen Netzausbau. Nach einer Beschreibung der methodischen Vorgehensweise zur Abschätzung der Effekte in Kapitel 2 erfolgt eine kurze Bestandsaufnahme der heimischen Stromproduktion aus EE in Kapitel 3. Da wir unterscheiden, welche Effekte der Bau- bzw. Nutzungsphase zuzurechnen sind, werden die Ergebnisse in Kapitel 4 und 5 für die jeweilige Phase und Technologie gesondert dargestellt. Während dieser zwei Phasen treten wiederum direkte und indirekte Effekte auf. Die direkten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte gehen von den direkt an den Kosten der Anlagen beteiligten schleswig-holsteinischen Unternehmen aus. Die indirekten Effekte entstehen, wenn diese Unternehmen Vorleistungen bei anderen heimischen Unternehmen einkaufen. Darüber hinaus werden in Kapitel 6 gesamtwirtschaftliche Rückwirkungen diskutiert, die bei der Interpretation der quantitativen Ergebnisse berücksichtigt werden sollten. In Kapitel 7 werden die Ergebnisse aus Kapitel 4 und 5 gemäß dem Ausbauziel der Landesregierung im Rahmen einer Szenarioanalyse für das Jahr 2020 hochgerechnet. Abschließend werden die zentralen Ergebnisse dieser Studie zusammengefasst und kurz diskutiert.

⁷ Vgl. Schleswig-Holsteinischer Landtag (2013), S. 11.

2 Methodische Vorgehensweise

Im Folgenden sollen nach einigen allgemeinen Definitionen das Vorgehen bei der Datengewinnung sowie die verwendeten Methoden zur Abschätzung von Wertschöpfung und Beschäftigung vorgestellt werden. In dieser Arbeit werden zwei Methoden gekoppelt, um sowohl die direkten als auch indirekten Effekte zu quantifizieren. Diese Effekte werden für Referenzanlagen der einzelnen Technologien jeweils für die Bau- und Nutzungsphase berechnet. Die direkten Effekte stellen die Wertschöpfung dar, die von den direkt an den Kosten der Anlage beteiligten schleswig-holsteinischen Unternehmen geschaffen wird.⁸ Wertschöpfung, die in Schleswig-Holstein entsteht, wird nachfolgend als heimisch bezeichnet. Die indirekten Effekte stellen die Wertschöpfung dar, die entsteht, wenn diese Unternehmen Vorleistungen bei anderen heimischen Unternehmen einkaufen, welche ihrerseits direkt oder indirekt über ihre Vorleistungskette Wertschöpfung im Land schaffen. Abbildung 1 verdeutlicht diese Zusammenhänge beispielhaft für den Bau einer Windenergieanlage in Schleswig-Holstein.

Abbildung 1: Zusammenhänge der Wertschöpfungseffekte beim Bau einer Windenergieanlage in Schleswig-Holstein. Quelle: Eigene Darstellung.



⁸ Z.B. Komponentenhersteller, Planer, Fundamentbauer usw.

Die Unternehmen, die beispielsweise die Anlagenkomponenten herstellen und im Land ansässig sind, schaffen Wertschöpfung in Form von Einkommen aus Unternehmertätigkeit und Vermögen nach Steuern⁹ (U&V Einkommen), Löhnen und Gehältern nach Steuern und Steuern (direkte Wertschöpfung *S-H Effekt Stufe I*). Den Rest des Produktionswertes der Komponenten, der der Summe der Zeile *S-H Effekt Stufe I* in Abbildung 1 entspricht, haben die Unternehmen als Vorleistungen eingekauft oder abgeschrieben¹⁰. Lediglich die Vorleistungen, die sie auch im Land eingekauft haben, werden als Wertschöpfung berücksichtigt (*S-H Effekt Stufe II*). Dieser Effekt wiederholt sich, da von den vorleistenden Unternehmen erneut Vorleistungen eingekauft werden müssen.¹¹ In dieser Weise werden direkte und indirekte Effekte für jede Kostenposition einer Referenzanlage berücksichtigt. Analog erfolgt die Vorgehensweise für die Anlagenbetriebsphase. Im Prinzip wäre ferner zu berücksichtigen, dass Unternehmen außerhalb des Landes, die Vorleistungen nach Schleswig-Holstein liefern, ihrerseits auch Vorleistungen aus dem Land beziehen. Dieser Effekt ist angesichts des Anteils Schleswig-Holsteins an den relevanten Märkten aber vernachlässigbar. Einkommensinduzierte Effekte werden in dieser Studie nicht berücksichtigt.

2.1 Allgemeine Definitionen und Datengewinnung

Der Begriff der Wertschöpfung wird in dieser Arbeit verallgemeinernd für die Nettowertschöpfung verwendet, welche sich aus Produktionswert zu Herstellungspreisen abzüglich der empfangenen Vorleistungen und Abschreibungen berechnet (siehe Abbildung 2).¹² Die Nettowertschöpfung selbst setzt sich aus U&V Einkommen nach Steuern, Löhnen und Gehältern der Arbeitnehmer nach Steuern und den Steuerzahlungen zusammen. Die in dieser Abbildung dargestellte Wertschöpfung ist die direkte Wertschöpfung von Unternehmen, die unmittelbar mit dem Bau oder dem Betrieb der Anlage beschäftigt sind, wie zum Beispiel Anlagenhersteller, Planer, Banken und Tiefbauunternehmen. Kaufen diese

⁹ Im Folgenden nur als U&V Einkommen bezeichnet. Diese stellen also sowohl klassische Unternehmensgewinne als auch Kapitaleinkommen aus beispielsweise Geldanlagen an einem Bürgerwindpark dar.

¹⁰ Die Abschreibungen werden nicht als Teil der in dieser Studie betrachteten Wertschöpfung verstanden.

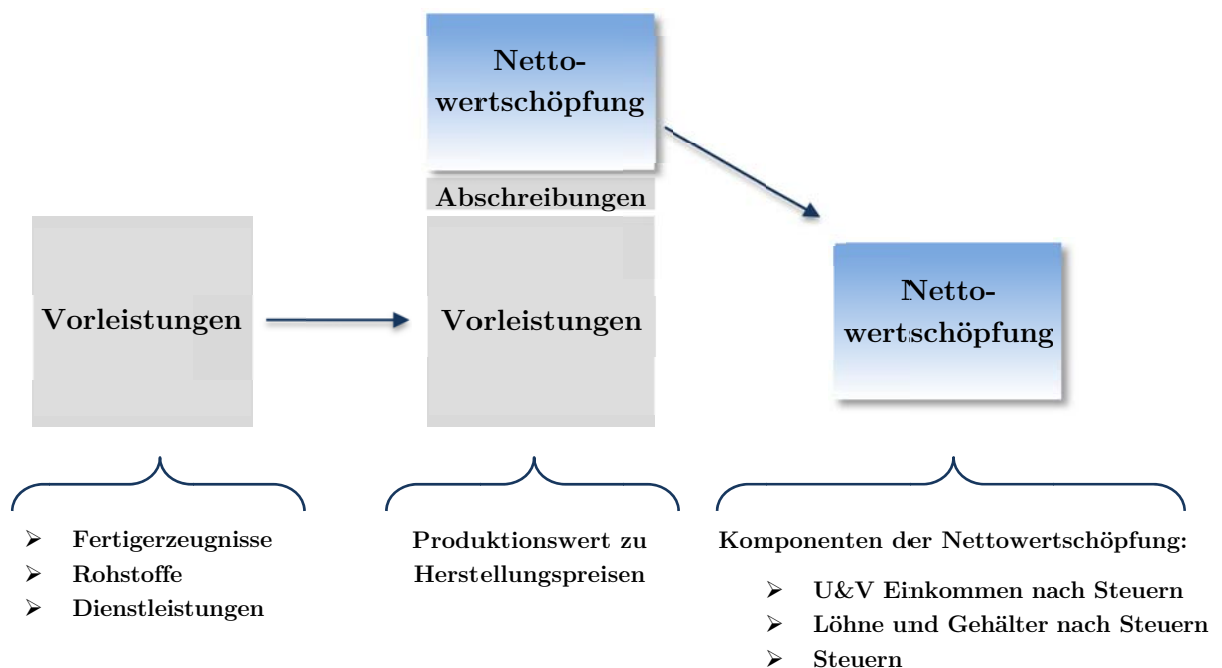
¹¹ Eine ausführliche Beschreibung dieser Kettenreaktion erfolgt in Abschnitt 2.3.

¹² Vgl. Statistisches Bundesamt (2014).

Unternehmen ihre Vorleistungen wiederum auch in Schleswig-Holstein ein, so entsteht indirekte Wertschöpfung durch die vorleistenden Unternehmen, die ebenfalls aus den Komponenten U&V Einkommen nach Steuern, Löhnen und Gehältern nach Steuern und Steuern besteht.

Neben der Wertschöpfung wird auch die Beschäftigungswirkung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und des Stromnetzes abgeschätzt. Diese wird in der Bauphase in

Abbildung 2: : Schematische Darstellung der Nettowertschöpfung. Quelle: Eigene Darstellung.



Personenjahre pro Anlage (Personenjahre/Anlage) und in der Betriebsphase in Personen pro Anlage (Personen/Anlage) angegeben. Schafft also beispielsweise der Bau einer Anlage Beschäftigung von 10 Personenjahren, so bauen entweder 10 Personen die Anlage in einem Jahr oder eine Person baut die Anlage 10 Jahre lang. In der Betriebsphase bedeutet die Beschäftigungswirkung von 2 Personen pro Anlage, dass während der gesamten Anlagenbetriebslaufzeit 2 Personen beschäftigt sind.¹³

¹³ Nähere Erläuterungen zu den Dimensionen folgen am Ende des Abschnitts 2.2.

Um valide Ergebnisse für die direkten Wertschöpfungseffekte des Anlagenzubaus in Schleswig-Holstein zu erhalten, wurden regionale Daten erhoben. In Fällen, in denen diese nicht öffentlich zugänglich waren, wurden mit Hilfe von Experteninterviews Daten und Einschätzungen gewonnen. Die Experteninterviews wurden dabei ausschließlich mit heimischen Unternehmen durchgeführt, die auf den einzelnen Kostenpositionen im Anlagenbau und -betrieb aktiv sind. Die Interviewfragen wurden daher nach Bau- und Betriebsphase unterteilt und bezüglich der Fragen zu Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten für die jeweilige Branche angepasst. Insgesamt wurden 16 Interviews mit Unternehmen und Verbänden aus den zugehörigen Branchen geführt. Eine anonymisierte Übersicht der Interviewpartner befindet sich in Anhang B, Tabelle 26, auf die im Folgenden verwiesen wird.

Abgefragt wurden insbesondere Abschätzungen über die Kosten der einzelnen Produktionsschritte von Anlagen, durchschnittliche Umsatzrenditen und der Personalaufwand am Umsatz sowie Regionalanteile der Produktion bzw. Dienstleistungen. Auf Basis dieser Informationen konnten die Bruttoeinkommen und Bruttolöhne berechnet werden und aus diesen die Steuern, da direkte Informationen zu Steuerzahlungen nicht gewonnen werden konnten. Durch den Regionalanteil kann darüber hinaus abgeschätzt werden, welcher Anteil des Produktionswerts in Schleswig-Holstein entsteht und damit der heimischen Wertschöpfung direkt zurechenbar ist. Grundsätzlich ist anzumerken, dass es sich bei diesen Abschätzungen um weiche Annahmen handelt, deren Belastbarkeit nicht empirisch belegt ist. Häufig deckten sich jedoch die Einschätzungen zur Regionalität in den Interviews. Bei den erfragten Kosten handelt es sich hingegen um belastbare Zahlen, die mit Werten aus anderen Studien abgeglichen und verifiziert wurden. Abschließend wurden aktuelle Entwicklungen und Probleme in der jeweiligen Branche erfragt.¹⁴

Als quantitatives Fundament für die Berechnungen der Wertschöpfungseffekte von Windenergieanlagen dienen Verkaufsprospekte zum Erwerb von Kommanditanteilen an Bürgerwindparks in Schleswig-Holstein. Diese Prospekte sind nach dem Vermögensanlagegesetz verpflichtend für alle öffentlich angebotenen Vermögensanlagen zu

¹⁴ Ein exemplarischer Interviewleitfaden befindet sich in Anhang C.

erstellen.¹⁵ In diesen Prospekten werden Windenergieprojekte hinsichtlich ihrer Kosten und Erträge ausführlich beschrieben und die im Rahmen einer Beteiligung möglicherweise entstehenden wirtschaftlichen Risiken dargestellt.¹⁶ Dabei werden die Berechnungen unter sehr konservativen Annahmen hinsichtlich der Erträge durchgeführt. Insgesamt wurden Daten aus sechs Verkaufsprospekten ausgewertet.

2.2 Direkte Effekte

Die Berechnung der direkten Wertschöpfung aus dem Bau und Betrieb der Referenzanlagen erfolgt in Anlehnung an die in Hirschl et al. (2010) angewandte Methodik, bei der ausgehend von den anfallenden Kosten die Wertschöpfung auf jeder Kostenposition berechnet wird. Von zentraler Bedeutung ist dabei die Annahme, dass die Kosten gleich den Umsätzen auf der betreffenden wertschöpfenden Position sind.¹⁷

U&V Einkommen, Löhne und Gehälter und Steuern

Für die U&V Einkommen wird unter der Annahme „Kosten gleich Umsatz“ der auf jeder Kostenposition ermittelte Umsatz (in €) mit einer durchschnittlichen Umsatzrendite der an der jeweiligen Kostenposition beteiligten Unternehmen oder Branche multipliziert. Die Umsatzrenditen geben dabei den Anteil des Unternehmensergebnisses vor Gewinnsteuern am Umsatz an. Dies ergibt die direkten U&V Einkommen vor Steuern für jede Kostenposition. Falls keine Umsatzrenditen aus einer Branche im Rahmen der Interviews abgefragt werden konnten, wurde auf durchschnittliche Branchenumsatzrenditen zurückgegriffen.¹⁸ In einem nächsten Schritt werden die Unternehmenssteuern abgezogen, was zu den U&V Einkommen nach Steuern je Kostenposition führt. Um letztlich die gesamten U&V Einkommen nach Steuern je Anlage zu ermitteln, werden diese dann für jede Position aufsummiert. Neben diesen Unternehmensgewinnen, die während der Bau- und Betriebsphase durch die an den jeweiligen Kostenpositionen der Anlagen beteiligten

¹⁵ Sie dienen dem Anlegerschutz und werden auf rechtliche Konformität von der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) geprüft.

¹⁶ Vgl. Schleswig-Holsteinischer Buchführungsverband Heide (2013).

¹⁷ Es wird also vereinfachend angenommen, dass der Bau einer Anlage nicht in aufeinander aufbauenden Schritten, sondern parallel erfolgen kann.

¹⁸ Vgl. Deutsche Bundesbank (2013).

Unternehmen entstehen, werden während der Nutzungsphase noch die Betreiberinkommen, die Pachteinnahmen¹⁹ und die Zinseinkommen der Anlagen nach Steuern berechnet. Erstere ergeben sich, indem von durchschnittlichen Einspeisevergütungen der Anlagen die Betriebskosten (inklusive Flächenpachten) und Steuerzahlungen abgezogen werden. Die resultierenden Betreiberinkommen nach Steuern stellen dann U&V Einkommen dar. Bei den Betreibern wird von Privatpersonen oder Bürgergemeinschaften (z.B. in Form eines „Bürgerwindparks“) ausgegangen. Im Falle eines Bürgerwindparks handelt es sich also nach Ausschüttung der Betreibergewinne um Einkommen aus Vermögen von Privatpersonen, die ihr Erspartes in den Windpark investiert haben und daher um „Einkommen aus Unternehmertätigkeit und Vermögen“ (U&V Einkommen). Die Pachteinnahmen ergeben sich aus den in Verkaufsprospekten oder Interviews ermittelten durchschnittlichen Pachtkosten einer Referenzanlage abzüglich der Einkommensteuer. Die Zinseinkommen entstehen durch die Bereitstellung von Fremdkapital für die Investition einer Anlage. Die vom Betreiber zu zahlenden jährlichen Fremdkapitalkosten enthalten eine Bankmarge, die in der VGR als „Finanzserviceleistungen, indirekte Messung“²⁰, kurz FISIM, bezeichnet wird. Wir berechnen daher in einem ersten Schritt das Verhältnis der FISIM auf Bankkredite an den insgesamt vergebenen Bankkrediten an Nicht-Banken in Deutschland im Jahr 2012.²¹ Durch Multiplikation dieses Anteils mit dem Fremdkapital, das für die Investition einer Anlage aufgenommen wurde, erhalten wir die Bankleistungen (FISIM), die in den Fremdkapitalkosten unserer Referenzanlage enthalten sind. Diese Bankleistungen werden dann unter Annahme eines Regionalanteils in U&V Einkommen, Löhne und Gehälter, Steuern, Vorleistungen und Abschreibungen aufgeteilt (siehe Abb. 1, S-H Effekt Stufe I). Der Rest der Fremdkapitalkosten, die keine Bankleistungen sind, stellen schließlich Zinseinnahmen dar, die den schleswig-holsteinischen U&V Einkommen zugerechnet werden.

Die Ermittlung der Wertschöpfungskomponente Löhne und Gehälter erfolgt analog zu den Berechnungen der U&V Einkommen. Anstelle der Umsatzrendite wird nun jedoch in einem

¹⁹ Treten nur bei WEA und PV-Großanlagen auf.

²⁰ Bis zur Revision der VGR in 2005 als „unterstellte Bankgebühr“ bezeichnet.

²¹ Vgl. Statistisches Bundesamt (2014) und Deutsche Bundesbank (2014).

ersten Schritt der Quotient aus Personalaufwand und Umsatz mit dem Umsatz der Kostenposition (in €) multipliziert, um die Bruttopersonalkosten auf der entsprechenden Kostenposition zu erhalten. Falls kein Personalaufwand am Umsatz aus einer Branche in den Interviews ermittelt werden konnte, wurden durchschnittliche Personalaufwendungen nach Branchen anhand von Gewinn- und Verlustrechnungsstatistiken ermittelt.²² Von den so ermittelten Bruttopersonalkosten je Kostenposition wird in einem nächsten Schritt der durchschnittliche Arbeitgeberanteil zur Sozialversicherung abgezogen, um die Bruttolöhne und -gehälter je Position zu erhalten. In einem letzten Schritt berechnen sich die Nettolöhne und -gehälter je Position (in €) durch Multiplikation des Bruttolohns mit dem Nettoanteil am Bruttoverdienst nach Statistikamt Nord (2012). Durch Aufsummierung der Nettolöhne der einzelnen Kostenpositionen erhalten wir die Löhne und Gehälter nach Steuern für die Referenzanlage.

Hinsichtlich der Steuereinnahmen während der Bau- und Nutzungsphase werden nun alle von den oben ermittelten Bruttoeinkommen und Bruttopersonalkosten abgezogenen Steuerzahlungen zusammengezählt. Es werden also keine zusätzlichen Steuern, die nicht in diesen beiden Komponenten enthalten sind, berechnet.²³ Für die direkt bei den Kostenpositionen auftretenden Unternehmen wird von Kapitalgesellschaften ausgegangen, bei den Betreibern der Anlagen von Privatpersonen oder Personengesellschaften. Abbildung 3 zeigt die berücksichtigten Steuerarten und sich daraus ergebenden Wertschöpfungskomponenten. Die Quantifizierung der Steuereinnahmen durch den Bau und Betrieb erfolgt anhand der Bemessungsmethoden der jeweilig anfallenden Steuer und wurde vor allem bei Windkraftanlagen mit den Daten aus den ausgewerteten Verkaufsprospekten abgeglichen. Diese Studie beschränkt sich dabei auf die Wertschöpfungseffekte, die durch die Einkommen- und Körperschaftssteuer (Gemeinschaftssteuern) sowie durch die Gewerbesteuer (Gemeindesteuer) in Schleswig-Holstein entstehen.²⁴ Bei den U&V Einkommen beinhaltet die Einkommensteuer auch die

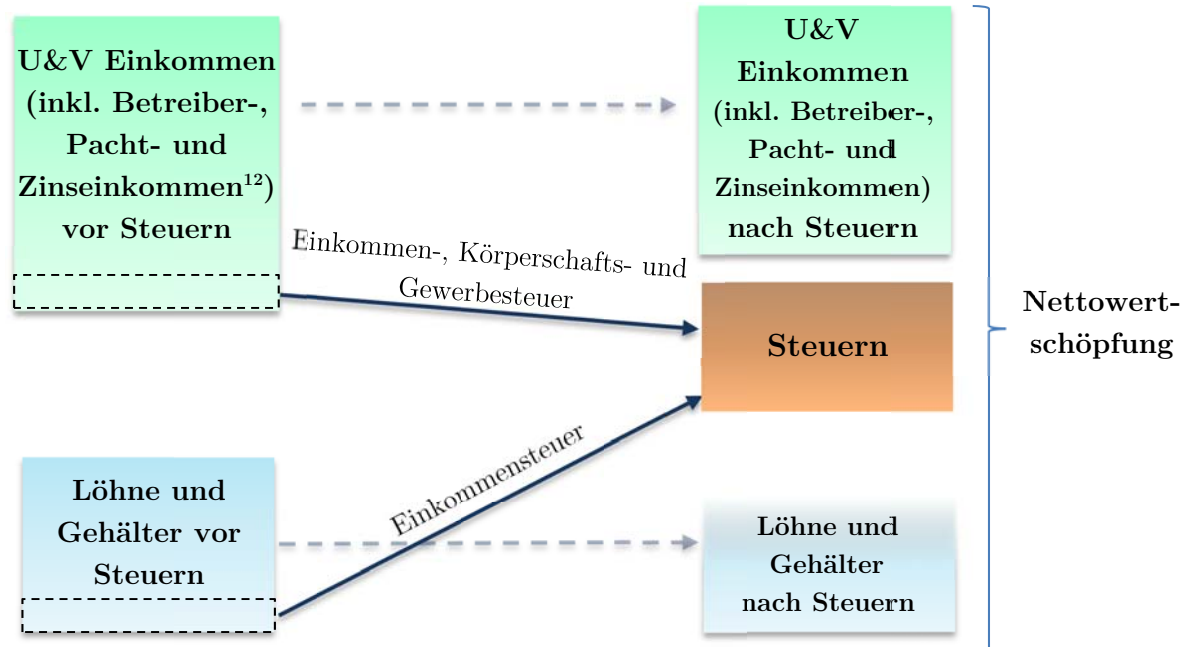
²² Vgl. Deutsche Bundesbank (2013).

²³ Die Umsatzrenditen sind vor Gewinnsteuern ausgewiesen und somit enthalten die Bruttogewinne die Gewerbe-, Körperschafts- und Einkommensteuer.

²⁴ Die Umsatzsteuer, welche auch zu den Gemeinschaftssteuern zählt, fällt nicht an.

Erhebung von Kapitalertragsteuern während der Betriebsphase. Bei den Löhnen und Gehältern werden Lohnsteuern erhoben.

Abbildung 3: Berücksichtigte Steuerarten und resultierende Wertschöpfung.



¹²Treten nur während der Betriebsphase auf.

Für die Lohnsteuer wird aus Gründen der Vereinfachung das Lohnsteueraufkommen der Arbeitnehmer auf den jeweiligen Kostenpositionen durch Multiplikation der Bruttolöhne mit dem durchschnittlichen Anteil der Lohnsteuer am Gesamtbruttolohn nach Branchen errechnet.²⁵ Für die Einkommen, die aus dem Betrieb der Anlagen an die Betreiber bzw. Kommanditisten fließen, wird der durchschnittliche Einkommensteuersatz in Schleswig-Holstein von 19,8% angewandt.²⁶ Dieser Satz könnte in der Realität sicherlich höher ausfallen, da es sich oft um vermögendere Investoren mit einem höheren Steuersatz handelt, die sich an einem Bürgerwindpark beteiligen. Es wird jedoch hier der statistisch gestützte und eher konservative Wert von 19,8% angewandt. Bezüglich der Gewinnsteuern je Kostenposition werden die Körperschaftssteuer und die Gewerbesteuer berücksichtigt.²⁷ Das

²⁵ Vgl. Statistikamt Nord (2012).

²⁶ Vgl. Statistisches Bundesamt (2012), S.19.

²⁷ Da die Ausschüttung der Gewinne schwer abzuschätzen ist, wird auf die Berechnung der Einkommensteuer bei den Unternehmensgewinnen verzichtet.

Körperschaftsteueraufkommen hängt unmittelbar mit der Realisierung von Unternehmensgewinnen zusammen (§8 Körperschaftsteuergesetz). Da Unternehmensgewinne einer großen Varianz unterliegen, sind nur näherungsweise Abschätzungen über das Steueraufkommen möglich. Es wird angenommen, dass die betrachteten Unternehmen unbeschränkt körperschaftsteuerpflichtig sind. Dies impliziert, dass es sich bei den beteiligten Unternehmen auf den jeweiligen Kostenpositionen ausschließlich um Kapitalgesellschaften handelt. Diese Annahme wird beispielsweise bei der Windenergie durch die Auswertung des Branchenregisters des Bundesverbandes Windenergie, in dem Unternehmen der Windbranche nach Geschäftsfeldern aufgeführt sind, gestützt und vereinfachend auch für die anderen Technologien angenommen.²⁸ Die am häufigsten auftretende Gesellschaftsform bei Windenergieunternehmen ist die einer Aktiengesellschaft oder einer GmbH. Somit wurde im Modell ein Körperschaftsteuersatz von 15% auf ausgewiesene Gewinne angenommen. Steuerstundungseffekte werden bei den Berechnungen nicht berücksichtigt. Vielmehr wird eine stetige Gewinnverteilung über alle Jahre angenommen. Schließlich werden die Gewerbesteuereinnahmen bei den direkten Effekten berechnet. Die Gewerbesteuer ist eine der Haupteinnahmequellen für Gemeinden und Städte. Die Bemessung erfolgt bei Kapital- oder Personengesellschaften aus den jährlich realisierten Gewinnen bzw. Einkommen, die durch den Bau oder Betrieb der Anlagen entstehen, (§7 Gewerbesteuergesetz). Dabei wird der gleiche Steuermessbetrag wie bei der Körperschaftsteuer veranlagt. Wie bereits beschrieben, entsteht dadurch in der Realität eine hohe Varianz für das Gewerbesteueraufkommen aus Unternehmensgewinnen. Aus Vereinfachungsgründen wird für den Zeitraum des Anlagenbetriebs der jeweiligen Technologien konstantes und kein steigendes Gewerbesteueraufkommen in Folge von höheren Gewinnen, bedingt durch sinkende Zins- und Tilgungsraten sowie ausbleibenden Abschreibungen, angenommen. Weiter werden Steuerstundungseffekte in Form von Sonderabschreibungen, die den Gewinn in den ersten Betriebsjahren vermindern, nicht extra erfasst. Vielmehr wird auch hier von einer stetigen Verteilung der Gewinne über die Nutzungsdauer ausgegangen. Es wird zudem davon ausgegangen, dass der Betreiber der

²⁸ Vgl. Franken (2013).

Anlage während der 20 jährigen Nutzungsdauer nicht wechselt. Die Gewerbesteuerlast einer Kapital- oder Personengesellschaft ergibt sich vereinfachend aus der Multiplikation des Bruttogewinns mit dem allgemeinen Gewerbesteuersatz sowie mit dem Gewerbesteuerhebesatz der Gemeinde, in der die Gesellschaft ansässig ist. In den Berechnungen wird ein Gewerbesteuersatz von 3,5 Prozent angewandt²⁹ sowie ein gewogener durchschnittlicher Gewerbesteuerhebesatz von 358% angenommen.³⁰

Beschäftigung

Um auch die direkten Beschäftigungseffekte aus dem Bau und Betrieb der modellierten Referenzanlagen zu berechnen, wurden in einem ersten Schritt die durchschnittlichen Bruttojahresverdienste einer Person in den einzelnen Branchen mit Hilfe der Interviews sowie der Auswertung von Einkommensstatistiken ermittelt.³¹ In einem zweiten Schritt wird in der Bauphase dann der Quotient aus den bereits ermittelten Bruttolohnzahlungen je Kostenposition (in €) und dem durchschnittlichen Bruttojahresverdienst einer Person ((€/P)/a) in der Branche gebildet. In der Summe über die Kostenpositionen ergeben sich somit die Personenjahre pro Referenzanlage.³² In der Betriebsphase hingegen ergibt sich gemäß dieser Berechnung eine andere Dimension für die Beschäftigung, da es sich dort um jährliche Kosten für den Betrieb der Anlage und somit auch jährliche Bruttolohnzahlungen handelt. Es wird also der Quotient der jährlichen Bruttolöhne (€/a) und dem durchschnittlichen Bruttojahresverdienst einer Person ((€/P)/a) gebildet. Somit ergibt sich über die Summe aller Kostenpositionen die Beschäftigungswirkung der Referenzanlage in Personen pro Anlage.³³

2.3 Indirekte Effekte

Die indirekten Effekte bezeichnen in dieser Studie die Wertschöpfung, die durch vorleistende Unternehmen entsteht. Diese Unternehmen liefern also denjenigen

²⁹ Gemäß §11 Gewerbesteuergesetz.

³⁰ Vgl. Statistikamt Nord (2013).

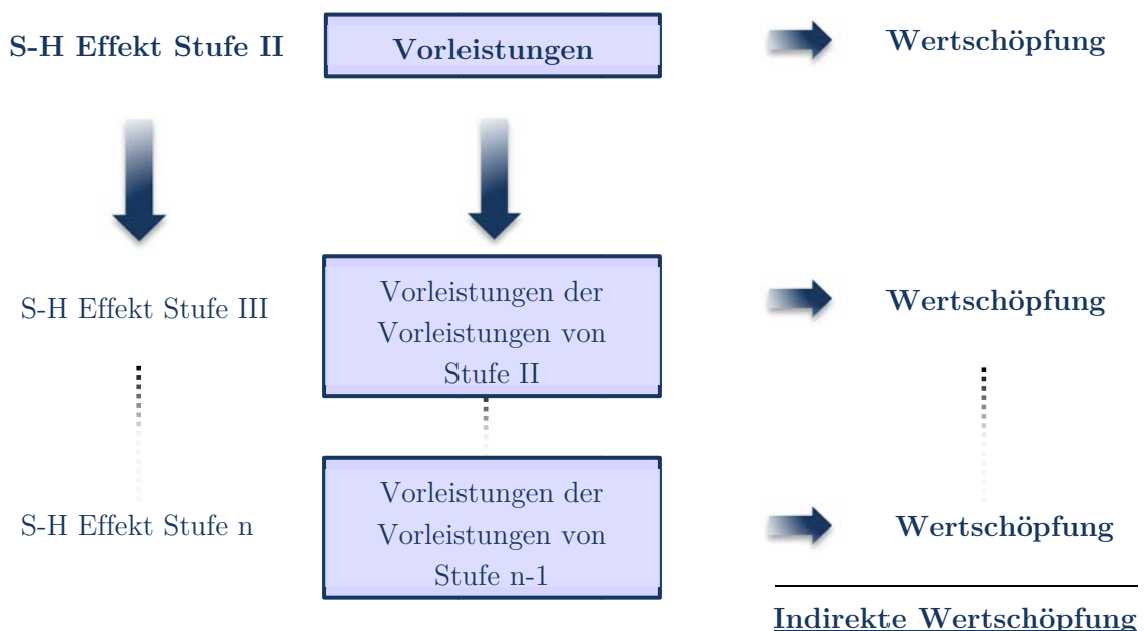
³¹ Vgl. Wirtschaftswoche (2012), PersonalMarkt Services GmbH (2013), Statistikamt Nord (2012).

³² $\frac{\text{€}}{\text{€}/(P \cdot a)} = \text{€} \times \frac{P \cdot a}{\text{€}} = P \cdot a = \text{Personenjahre}$. Auf die Dimension „pro Anlage“ wurde verzichtet.

³³ $\frac{\text{€/a}}{\text{€}/(P \cdot a)} = \frac{\text{€}}{a} \times \frac{P \cdot a}{\text{€}} = P = \text{Personen}$. Auf die Dimension „pro Anlage“ wurde verzichtet.

Unternehmen Vorleistungen, die direkt mit dem Bau oder Betrieb der Anlage beschäftigt sind (siehe voriger Abschnitt). Betrachtet sei der rechte untere Ast in Abbildung 1. Die Nachfrageänderung nach Vorleistungen aus heimischer Produktion der einzelnen Positionen wird dabei zunächst aus der Aufteilung des Produktionswertes³⁴ in direkte Wertschöpfung, Abschreibungen und Vorleistungen abgeleitet. Die Vorleistungsnachfrage ist also das Residuum und ergibt sich aus dem Produktionswert abzüglich der bereits errechneten direkten Wertschöpfung und der Abschreibungen.³⁵ Diese Vorleistungen können nun auch wiederum aus Schleswig-Holstein oder dem Rest der Welt eingekauft werden. Der Teil, der

Abbildung 4: Kettenreaktion beim Einkauf von Vorleistungen. Quelle: Eigene Darstellung.



im Land eingekauft wird, erzeugt heimische Wertschöpfung und ist als *S-H Effekt Stufe II* abgebildet. Auch die vorleistenden Unternehmen kaufen Vorleistungen ein, von denen ein erneuter Wertschöpfungseffekt ausgeht (*S-H Effekt Stufe III*). Es ergibt sich somit ein Ketteneffekt gemäß Abbildung 4.

Die Summe der Wertschöpfung dieses Ketteneffektes bilden die indirekten Effekte, die sich mit einer sogenannten Input-Output (I-O) Analyse berechnen lassen können. Als Datengrundlage für I-O Analysen dienen I-O Tabellen, welche unter anderem die

³⁴ Bzw. der Kosten/des Umsatzes.

³⁵ Die Abschreibungen werden aus ihrem Anteil am Gesamtproduktionswert gemäß Statistischem Bundesamt (2014) abgeschätzt.

Vorleistungsverflechtungen zwischen Industrien innerhalb eines Landes und den gesamten Produktionswert sowie die Endnachfrage nach den Gütern dieser Industrien inklusive der Außenhandelsverflechtung abbilden. Diese Tabellen werden jährlich für Deutschland auf nationaler Ebene vom Statistischen Bundesamt erstellt. Die Änderung der gesamten indirekten heimischen Wertschöpfung aufgrund einer heimischen Nachfrageänderung lässt sich dann gemäß der Formel

$$\Delta W = B (I - A)^{-1} \Delta y \quad (1)$$

berechnen.³⁶ Dabei ist ΔW die Änderung der heimischen Wertschöpfung, B eine Matrix der sektoralen Wertschöpfungskoeffizienten³⁷, $(I - A)^{-1}$ die sogenannte Leontief-Inverse³⁸ und Δy ein Vektor mit der Änderung der sektoralen heimischen Nachfrage (*Nachfrageshock*). Die Matrix A enthält die heimischen Inputkoeffizienten und bildet die Vorleistungsverflechtungen innerhalb Schleswig-Holsteins ab. Die heimischen Inputkoeffizienten geben den Anteil der Vorleistungsnachfrage nach heimisch produzierten Produkten am Gesamtproduktionsaufkommen für jede Industrie an. Mithilfe der Leontief-Inversen wird dann die Summe aller Kettenreaktionen einer Nachfrageänderung, wie in Abbildung 5 dargestellt, erfasst.

Um die Matrix A zu erstellen, werden zunächst die technischen Inputkoeffizienten aus der I-O Tabelle des Bundes verwendet.³⁹ Diese geben für jede Industrie den Anteil am Produktionswert an, den sie aus den übrigen Industrien⁴⁰ als Vorleistungen benötigen. Es werden also gleiche Technologien unterstellt, sprich die technischen Vorleistungsverflechtungen in Schleswig-Holstein sind dieselben wie auf Bundesebene.⁴¹ Die technischen Inputkoeffizienten bilden allerdings nicht ab, ob die benötigten Inputs aus heimischer Produktion oder aus dem Ausland kommen. Diese Information benötigen wir

³⁶ Für eine ausführliche Herleitung des I-O Modells siehe United Nations (1999), S. 5-7.

³⁷ Vgl. Statistisches Bundesamt (2014). Die Koeffizienten berechnen sich aus Division der sektoralen Wertschöpfung durch den sektoralen Gesamtproduktionswert.

³⁸ Für die Herleitung der Inverse siehe United Nations (1999), S. 7.

³⁹ Vgl. Statistisches Bundesamt (2014), S.6, für den Aufbau der deutschen I-O Tabelle.

⁴⁰ Sowie aus der eigenen Industrie.

⁴¹ Würde beispielsweise die Milchindustrie in Deutschland 30% ihrer Produktion als Vorleistung von der Verpackungsindustrie benötigen, so wäre dies in Schleswig-Holstein auch der Fall.

jedoch, um die heimischen Inputkoeffizienten der Matrix A zu bestimmen und mithilfe dieser nur die heimischen Wertschöpfungseffekte zu berechnen. Wir gelangen zu den heimischen Inputkoeffizienten, indem wir einen Handelskoeffizienten h für jede Industrie bestimmen.⁴² Dieser Handelskoeffizient gibt den Anteil an heimischer Verwendung an, der aus heimischer Produktion bezogen wird. Er hängt ab vom Anteil Schleswig-Holsteins an der Produktion des Bundes und der geographischen Reichweite der Handelsnetze.⁴³ Der Einfluss der geographischen Reichweite wird aus einer ökonometrischen Schätzung eines Handelsmodells gewonnen. Je größer der Anteil Schleswig-Holsteins an der Produktion des Bundes und je kleiner die Reichweite, desto größer der Handelskoeffizient.

Zur Ermittlung des Vektors Δy wird auch der Handelskoeffizient verwendet, um nur die Nachfrage nach heimisch produzierten Vorleistungen für erneuerbare Energien zu berücksichtigen. Die Matrix B enthält die Wertschöpfungskoeffizienten des Nettobetriebsüberschuss einschließlich Steuern⁴⁴ und der Arbeitnehmerentgelte.⁴⁵ Der Nettobetriebsüberschuss einschließlich Steuern korrespondiert also mit dem Bruttogewinn und die Arbeitnehmerentgelte mit den Bruttopersonalkosten der direkten Effekte aus Abschnitt 2.2. Die Steuereinnahmen werden schließlich durch Multiplikation der gleichen Steuersätze aus Abschnitt 2.2 mit den Nettobetriebsüberschüssen und den Arbeitnehmerentgelten berechnet. Das Ergebnis der indirekten Wertschöpfungseffekte enthält dann ebenfalls U&V Einkommen nach Steuern, Löhne und Gehälter nach Steuern und die Steuerzahlungen. Als Grundlage für die oben beschriebenen Berechnungen verwenden wir die neueste I-O Tabelle für das Jahr 2010, die 73 Industrien und ihre Verflechtungen abbildet.⁴⁶ Die bei den direkten Effekten ermittelten Kostenpositionen einer Referenzanlage müssen dementsprechend einer der 73 Industrien der I-O Tabelle zugeordnet werden.

⁴² Vgl. Bröcker (2012), unveröffentlichte Notiz.

⁴³ Ersterer wurde mit dem Anteil von sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in Schleswig-Holstein an Deutschland abgeschätzt (Statistik der Bundesagentur für Arbeit (2012)).

⁴⁴ Um die direkten und indirekten Effekte in konzeptionellen Einklang zu bringen, wurden der Nettobetriebsüberschuss und die Steuern zu einer Zeile zusammengefasst, da bei den direkten Effekten auch die Umsatzrendite vor Steuern angewandt wurde.

⁴⁵ Sie entsprechen denen des Bundes.

⁴⁶ Vgl. Statistisches Bundesamt (2014).

2.4 „Vom Inlands- zum Inländerkonzept“

Die nach der Methodik in Abschnitt 2.2 und 2.3 berechneten Effekte stellen die Wertschöpfung dar, die in den heimischen Unternehmen entstanden ist, unabhängig davon, wem die Wertschöpfung zufließt (Inlandskonzept). Das Interesse der Studie besteht jedoch in erster Linie darin, zu identifizieren, welche Wertschöpfung dem Land zufließt und nicht, welche überhaupt entsteht. Aufgrund dessen wird versucht, vom Inlands- zum Inländerkonzept überzugehen. Angesichts des integrierten Kapitalmarktes kann auf der Kapitalseite nicht identifiziert werden, ob die U&V Einkommen nach Steuern an Inländer fließen. Somit wird bezüglich der Verteilung der U&V Einkommen angenommen, dass die Ergebnisse für die Wertschöpfung beim Übergang vom Inlands- zum Inländerkonzept identisch sind. Ebenso wird in Bezug auf die Verteilung der Löhne- und Gehälter nicht abgeschätzt, ob die Arbeitnehmer im Land wohnen oder es sich um Pendler handelt, da der Anteil des Pendlereinkommens als klein angenommen wird.⁴⁷ Dementsprechend findet auch hier keine Unterscheidung der Konzepte statt. In Bezug auf die Steuereinnahmen kann jedoch anhand der vertikalen Steuerverteilung identifiziert werden, an wen die ermittelte Wertschöpfung fließt. Tabelle 1 zeigt die vertikale Verteilung der in dieser Studie betrachteten Steuern zwischen Bund, Ländern und Gemeinden. Demnach werden prozentual die meisten Steuereinnahmen durch die Gewerbe- und Einkommensteuer, von denen 96% und 57,5% dem Land zufließen, generiert. Gemäß dieser Tabelle werden also beim Übergang vom Inlands- zum Inländerkonzept die bei den direkten und indirekten Effekten berechneten Steuern verteilt.⁴⁸ Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass dies nur die Primärverteilung der Steuereinnahmen darstellt. Der Länderfinanzausgleich ist somit nicht berücksichtigt. Nach Abschätzungen von Plachta (2008) würden 100 € zusätzliches Steueraufkommen in Schleswig-Holstein nach dem Finanzausgleich einen Abfluss von 2,30 € für den Landeshaushalt und einen Zufluss von 12,70 € im Land insgesamt (Land und Gemeinden) bedeuten. Diese Abschöpfungsquote wird allerdings in den nachfolgenden

⁴⁷ Außer für das Hamburger Umland ist diese Annahme sicherlich als unkritisch zu sehen.

⁴⁸ Wir verwenden in dieser Studie also in gewisser Weise ein Mischkonzept, da bei den Gewinnen und Löhnen und Gehältern nach Steuern keine Unterscheidung zwischen Inlands- und Inländerkonzept vorgenommen wird, bei der Verteilung der Steuereinnahmen hingegen schon.

Wertschöpfungsberechnungen nicht berücksichtigt, sondern es wird lediglich die vertikale Primärverteilung (Tabelle 1) angewandt.

Tabelle 1: Vertikale Verteilung der Steuereinnahmen nach Bund, Ländern und Gemeinden.
Quelle: Eigene Berechnungen nach Bundesministerium der Finanzen (2014) und (2013).

	Gemeinde	Land	Bund
Einkommen- und Lohnsteuer	15%	42,5%	42,5%
Körperschaftssteuer	-	50%	50%
Gewerbsteuer	82%	14,22%	3,78%

Hinsichtlich des Betreibereinkommens ist zu erwähnen, dass §29 des Gewerbesteuergesetzes eine Aufteilung des Gewerbesteueraufkommens vorsieht, bei der 70% der Steuereinnahmen auf Gemeindeebene an die Gemeinde fließen, in der sich der Standort der Anlage befindet. Die restlichen 30% kommen der Gemeinde zugute, in der sich der Sitz der Betreibergesellschaft befindet. Da wir jedoch davon ausgehen, dass die Anlagen von Inländern betrieben werden, lassen wir die vollen 82% der Gewerbesteuer auf Gemeindeebene Schleswig-Holstein zufließen. Für das Jahr 2012 betrug das absolute Aufkommen an Einkommen- und Lohnsteuer in Schleswig-Holstein ca. 2,6 Mrd. Euro, an Gewerbesteuer 1,05 Mrd. Euro und an Körperschaftssteuer 0,39 Mrd. Euro.⁴⁹ Somit kann die Einkommen- und Lohnsteuer als größte Einnahmequelle des Landes identifiziert werden.

⁴⁹ Vgl. Statistisches Bundesamt (2013), S.24.

3 Die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein

Der rechnerische Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist in Schleswig-Holstein deutlich höher als in der gesamten Bundesrepublik. In 2012 und 2013 betrug der Anteil 70 und 90% und fiel damit dreimal so hoch aus wie auf Bundesebene (24 und 26%).⁵⁰ Insgesamt belief sich die installierte elektrische Leistung von Erneuerbaren Ende 2012 auf etwa 5,1 GW_{el}.⁵¹ Fast die Hälfte der installierten Leistung von EEG-vergüteten Anlagen entfiel dabei auf die Westküstenkreise Nordfriesland und Dithmarschen.⁵² Die Stromproduktion lag bei etwa 10.000 GWh pro Jahr.⁵³ Der Anteil der EE an der gesamten Stromproduktion betrug 40% und lag damit etwa genauso hoch wie der Anteil der Kernenergie durch die Stromproduktion des letzten verbleibenden Meilers in Schleswig-Holstein (Brokdorf) mit einer Produktion von 10.250 GWh pro Jahr. Zusammen mit den fossilen Energieträgern (Kohle, Mineralöle, Gase) machten die konventionellen Energiearten somit immer noch einen Anteil von knapp 60% aus.⁵⁴

3.1 Windenergie

Die Windenergie leistet den wichtigsten Beitrag zur Stromerzeugung aus EE in Schleswig-Holstein. Die 3.060 WEA im Land haben eine installierte elektrische Leistung von 3,9 GW_{el} in 2013.⁵⁵ Hinsichtlich der installierten Leistung steht Schleswig-Holstein damit bundesweit an vierter Stelle nach Niedersachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt.⁵⁶ Innerhalb des Landes befindet sich ein Großteil der installierten Leistung in den drei Kreisen Nordfriesland, Dithmarschen und Ostholstein (insgesamt 2,3 GW_{el}).

Die Stromproduktion aus Windenergie betrug Ende 2012 etwa 6.600 GWh p.a. und bildete somit einen Anteil von 64% an der Erzeugung aus EE und 26% an der gesamten

⁵⁰ Vgl. Statistikamt Nord und MELUR (2014), S.3.

⁵¹ Vgl. BDEW (2014), S. 32.

⁵² Dort vor allem auf Windenergieanlagen.

⁵³ Vgl. Statistikamt Nord (2013).

⁵⁴ Der Anteil wird sich jedoch ab 2021 mit der Stilllegung des letzten Meilers in Brokdorf stark reduzieren.

⁵⁵ Vgl. Rohing (2014), S. 16.

⁵⁶ Vgl. Rehfeldt et al. (2013), S. 4.

Stromproduktion im Land. Verglichen zur Stromerzeugung in 2006 von ca. 4.000 GWh p.a. ergibt sich ein Anstieg der Stromproduktion von 64% in dem Zeitraum von 2006 bis 2012. Der größte absolute Anlagen- und Leistungszubau in Deutschland erfolgte 2013 mit 162 Anlagen und 436 MW_{el} in Schleswig-Holstein.⁵⁷ Nach einem ersten Bauboom in den Jahren 2000 bis 2002 und einem darauffolgenden Rückgang stieg der Zubau von WEA in Schleswig-Holstein seit 2005 wieder kontinuierlich an. Die Zubauraten der letzten drei Jahre lagen bei etwa 5 bis 6%. Dabei ist eine stetige Zunahme der durchschnittlichen Leistung pro WEA durch technischen Fortschritt bei neuinstallierten Anlagen sowie durch Repoweringmaßnahmen⁵⁸ zu beobachten. Die durchschnittliche Anlagenleistung in Schleswig-Holstein betrug 2013 1,3 MW_{el}, die Spanne reicht von kleineren alten Anlagen mit unter 1 MW_{el} Leistung bis zu den neu gebauten mit Leistung von 3 MW_{el}.

3.2 Biogas

Ende 2012 ergaben die insgesamt 691 Biogasanlagen in Schleswig-Holstein eine installierte elektrische Leistung von 0,25 GW.⁵⁹ Auch hier steht Schleswig-Holstein damit im Bundesvergleich an vierter Stelle. Die meisten der Biogasanlagen stehen im Kreis Schleswig-Flensburg, gefolgt von Nordfriesland und Rendsburg-Eckernförde und machen zusammen knapp 65% aller installierten Anlagen aus. In den Jahren von 2005 bis 2007 fand fast eine Verdreifachung der Zahl der installierten Anlagen statt und auch danach ergaben sich noch hohe Wachstumsraten von ca. 70% im Jahr. In jüngeren Jahren ist der Zubau jedoch weiter rückläufig mit jährlichen Wachstumsraten von unter 50% bis hin zum praktischen Erliegen mit einem Zubau von nur noch rund 30 Anlagen von 2012 bis heute. Die durchschnittliche Anlagenleistung in 2013 betrug 365 kW_{el}. Die Spanne reicht dabei von kleinen Hofanlagen mit 75 kW_{el} Leistung bis zu Anlagen mit etwa 1,2 MW elektrischer Leistung.⁶⁰

⁵⁷ In Rheinland-Pfalz wurden 385 MW, in Niedersachsen 358 MW zugebaut.

⁵⁸ Das Repowering bezeichnet den Abbau und Ersatz alter Anlagen durch leistungsstärkere.

⁵⁹ Heute stehen etwa 650 Anlagen im Land, neuere Zahlen zur installierten Leistung liegen nicht vor (Vgl. SHZ (2014)).

⁶⁰ Vgl. Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein (2011), S. 3.

Die Stromproduktion von Biogasanlagen betrug Ende 2012 etwa 2.200 GWh p.a. und stellte somit hinter der Windenergie den zweitgrößten Anteil an der gesamten Stromproduktion aus EE (ca. 21%). Insgesamt macht Biogasstrom etwa 10% der gesamten Stromproduktion des Landes aus. Verglichen zur Stromerzeugung in 2006 von ca. 200 GWh p.a. ergibt sich somit ein Anstieg von 2000 GWh p.a. und damit von 1000% in dem Zeitraum von 2006 bis 2012.

3.3 Photovoltaik

Die insgesamt etwa 35.000 PV-Anlagen ergaben Ende 2012 eine installierte elektrische Leistung von 1,3 GW. Im Bereich von installierter PV-Leistung steht das Land bundesweit nur an 10. Stelle. Die Spanne der Anlagengrößenklassen ist dabei deutlich größer als bei den beiden vorherigen Technologien. Sie reicht von kleinen privaten Dachanlagen mit ca. 6 kW_{peak} bis hin zu großen Freiflächenanlagen wie der auf dem ehemaligen Militärflugplatz in Eggebek, welche mit ca. 84 MW installierter elektrischer Leistung auf 160ha einen der größten Solarparks Europas darstellt.⁶¹ Die Kreise mit der höchsten installierter PV-Leistung sind Nordfriesland, Schleswig-Flensburg und Dithmarschen.⁶² Im Jahr 2013 wurden in Schleswig-Holstein 3.536 Solaranlagen neu installiert (brutto), 75% hiervon waren Kleinanlagen mit einer Leistung bis 10 kW_{peak}. Dies entspricht einem Zubau von insgesamt 87 MW_{peak} installierter elektrischer Leistung und einem Rückgang zum Vorjahr von etwa 67% (265 MW_{peak} in 2012).

Die Stromproduktion von PV-Anlagen betrug Ende 2012 1.044 GWh p.a. Dies machte einen Anteil von 10% des produzierten Stroms aus EE aus und 4% der gesamten Stromproduktion. Verglichen zur Stromerzeugung in 2006 von ca. 46 GWh p.a. ergibt sich somit ein Anstieg von 998 GWh p.a. und damit von über 2156% in dem Zeitraum von 2006 bis 2012.

⁶¹ Vgl. Flensburger Tageblatt (2010).

⁶² Vgl. Statistikamt Nord und MELUR (2014), S. 20.

3.4 Sonstige

Sonstige nennenswerte regenerative Energiequellen zur Stromproduktion in Schleswig-Holstein umfassen Wasserkraft, Deponie- und Klärgas, feste und flüssige Biomasse⁶³ und biogene Abfälle. Aufgrund der geringen Bedeutung dieser Stromerzeugungsquellen für das Land werden die Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte dieser Technologien in dieser Studie jedoch nicht berücksichtigt. Die installierte elektrische Leistung von Wasserkraft betrug Ende 2012 4 MW_{el}, was etwa zwei WEA durchschnittlicher Größe entspricht. Die 21 Anlagen im Land erzeugten Strom in Höhe von 6,6 GWh p.a. Ferner gab es Ende 2012 21 Deponie- und Klärgasanlagen mit 11MW_{el} Leistung, die zu einer Stromproduktion von knapp 70 GWh p.a. führten. Die installierte elektrische Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung aus fester und flüssiger Biomasse betrug etwa 80 bis 90 MW_{el} mit einer Produktion von ca. 300 GWh p.a. Diese Anlagen leisten damit den größten Anteil der sonstigen Energiequellen zur Stromproduktion aus EE. Schließlich sind noch die biogenen Abfälle mit einer Stromproduktion von 175 GWh p.a. zu nennen. Insgesamt machen die sonstigen regenerativen Energiearten somit einen Anteil von 5% am EE-Strom und 2% an der gesamten Stromproduktion in Schleswig-Holstein aus.

⁶³ Ohne gasförmige Biomasse (Biogas).

4 Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der Bauphase

Bei den durch erneuerbare Energien und Netzausbau auftretenden Wertschöpfungseffekten wird zum einen zwischen Bau- und Nutzungsphase, zum anderen zwischen direkten und indirekten Effekten unterschieden. Dies ermöglicht eine klare Abgrenzung der unterschiedlichen Effekte im Zeitverlauf. Insbesondere kann somit der Frage nachgegangen werden, ob es sich lediglich um einen kurzfristigen Bauboom oder einen nachhaltigen Wertschöpfungsimpuls handelt. Im ersten Abschnitt dieses Kapitels werden die Berechnungsergebnisse für die direkten Wertschöpfungseffekte des Baus der einzelnen Referenzanlagen vorgestellt. Außerdem werden die daraus folgenden Beschäftigungseffekte in Schleswig-Holstein aufgezeigt. Anschließend folgt die Darstellung der durch Vorleistungsverflechtungen entstehenden indirekten Wertschöpfungseffekte.

4.1 Direkte Effekte

Die im Folgenden dargestellten direkten Effekte entstehen durch Unternehmen, die direkt mit dem Bau der Anlagen beauftragt sind und durch die einzelnen Kostenpositionen der Referenzanlagen abgebildet werden. Insgesamt werden elf Referenzanlagen kalkuliert, fünf für den Ausbau der erneuerbaren Energien und sechs für den Ausbau des Stromnetzes. Die Wahl der Referenzanlagen erfolgt aus der in den Interviews ermittelten Wahrscheinlichkeit des Zubaus sowie Einschätzungen zur aktuellen Marktlage. Die Erneuerbaren umfassen eine WEA, zwei Kleinbiogasanlagen und jeweils eine kleine und eine größere PV-Dachanlage. Der Stromnetzausbau beinhaltet den Neubau und die Erweiterung von Umspannwerken sowie die Verlegung von Erdkabeln und Freileitungen auf den verschiedenen Spannungsebenen.

4.1.1 Windenergieanlage

Zusammen mit den aus den Interviews gewonnenen Angaben über die zukünftig in Schleswig-Holstein zugebaute Anlagenleistungsklasse sowie Anlagedaten aus ausgewerteten

Verkaufsprospekten ergibt sich für die Berechnungen eine Referenzwindenergieanlage mit einer installierten Leistung von 3118 kW_{el} und einer Gesamthöhe von 150 Metern.⁶⁴

Es wird weiter unterstellt, dass die durchschnittlichen Kosten der Errichtung einer Referenzanlage an jedem Standort in Schleswig-Holstein gleich sind. Diese Annahme findet dahin gehend ihre Validität, dass einzelne Kostenstellen an verschiedenen Standorten zwar divergieren, sich in der Summe jedoch wieder ausgleichen. Als Beispiel dafür können höhere Aufwendungen für Ausgleichsmaßnahmen an Geeststandorten höheren Fundamentkosten an Marschstandorten gegenübergestellt werden.⁶⁵ Es wird in dieser Studie nicht zwischen dem Repowering und dem Neubau einer WEA unterschieden. Ferner wird angenommen, dass es sich bei allen Anlagen um Neuinstallationen handelt. Dies ist durchaus plausibel, da aufgrund der Größenunterschiede von Alt- und Neuanlagen in den allermeisten Fällen gleichzeitig neue Infrastruktur in Form von Kabeln und Wegen gebaut werden muss. Insofern ist das Repowering hinsichtlich der Kostenstruktur sehr ähnlich zu dem Neubau einer Anlage.⁶⁶

Die Auswertungen der Interviews und Verkaufsprospekte ergeben Investitionskosten für die errichtete Referenzanlage in Höhe von 4,7 Mio. €. Damit betragen die Kosten pro kW_{el} installierter Leistung 1.518 €. Dieser Wert weicht nur unwesentlich von dem in Rehfeldt et al. (2013) ermittelten Wert von 1.524 €/kW_{el} bei vergleichbarer Anlagenklasse ab. Der Grund für die nur sehr geringe Abweichung ist in der Datenerhebung von Rehfeldt et al. (2013) zu finden. Die Daten zu den Kosten der installierten Leistung stammen zu 50 % aus Norddeutschland (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg) und sind daher zwangsläufig sehr ähnlich mit den erhobenen Daten in dieser Studie. Die spezifischen Investitionskosten der Referenzwindenergieanlage sowie deren Regionalanteile sind in Tabelle 2 aufgeführt.

⁶⁴ Aus Vereinfachungsgründen wird dabei nicht zwischen getriebelosen Anlagen mit einem Synchrongenerator und Anlagen mit Getriebe unterschieden.

⁶⁵ Vgl. Interviewpartner B.

⁶⁶ In der Tat zeigen auch die Kostendaten in Hirschl et al. (2009) keine wesentlichen Unterschiede zwischen dem Repowering und dem Neubau einer WEA auf.

Tabelle 2: Investitionskosten einer Windenergieanlage (3,1 MW_{el}) in Schleswig-Holstein. Quelle: Eigene Darstellung.

Kostenpositionen	Kosten in €	Kosten in €/kW _{el}	Regionalanteil	Kosten S-H in €
WEA-Komponenten	3.249.077	1.042	5%	162.454
Installation	517.969	166	36%	186.469
Planung	226.494	73	100%	226.494
Fundament	174.226	56	100%	174.226
Netzanbindung	221.314	71	100%	221.314
Erschließung	108.303	35	100%	108.303
Ausgleichsmaßnahmen	98.885	32	100%	98.885
Sonstiges	136.555	44	100%	136.555
Gesamt	4.708.807	1.518	28%	1.314.699

In der Verteilung der Kosten auf den Positionen *Planung* bis *Sonstiges* findet sich die bereits erwähnte projektabhängige Varianz wieder. Grundsätzlich kann jedoch ein Verhältnis zwischen den direkt mit der Produktion und Montage der Anlage verbundenen Kostenpositionen *WEA-Komponenten* und *Installation* und den übrigen Kostenpositionen von 80:20 angenommen werden.⁶⁷ Allerdings ist die Varianz innerhalb der 20% nicht unwesentlich. Exemplarisch sei die Position *Netzanbindung* betrachtet. In Abhängigkeit der Entfernung der WEA zum vorgegebenen Netzanschlusspunkt des Netzbetreibers fallen entweder hohe oder niedrige Kosten für die Verkabelung der Anlage an.⁶⁸ Wie anhand der Regionalanteile zu sehen ist, wird von den Kostenpositionen *Planung* bis *Sonstiges* die für Schleswig-Holstein maßgebliche Wertschöpfung abgebildet. Zwar handelt es sich bei den Regionalanteilen um subjektive Abschätzungen gemäß der geführten Interviews. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der regionale Wertschöpfungsanteil dieser Positionen als sehr hoch einzustufen ist.

⁶⁷ Vgl. Interviewpartner D.

⁶⁸ Vgl. Interviewpartner M. Für die Verkabelung bis zum nächsten Netzanschlusspunkt ist der Betreiber der EE-Anlage verantwortlich. Die Verkabelung wird dabei oft von regionalen Elektroinstallationsfirmen übernommen.

Die Anlagenproduktion und Montage tragen zu einem geringeren Anteil zur regionalen Wertschöpfung bei. Lediglich in Husum, Lübeck und Osterrönfeld befinden sich Produktionsstandorte für einzelne Komponenten der Anlage, deren Produktionswerte sich der direkten Wertschöpfung in Schleswig-Holstein zurechnen lassen.⁶⁹ Insgesamt bleibt also festzuhalten, dass von den gesamten Investitionskosten von 4,7 Mio. € pro Anlage nur etwa 1,3 Mio. € in Schleswig-Holstein anfallen und somit die Wertschöpfungseffekte aus dem Anlagenzubau dämpfen.

Hinsichtlich der grundsätzlichen Entwicklung der Anlagekosten kommen Rehfeldt et al. (2013) zu dem Ergebnis, dass die direkt mit der Produktion und Installation verbundenen Kosten in € pro kW_{el} für Anlagen der 2 bis 3 MW_{el} Leistungsklasse und einer Nabenhöhe von 100 bis 120 Metern über den Zeitraum der vergangenen fünf Jahre abnehmend sind. Die Gründe für die Kostensenkungen können einerseits auf Skaleneffekte und den Abbau von Überkapazitäten der Hersteller zurückgeführt werden, andererseits sorgen ausländische Wachstumsmärkte für einen weltweit steigenden Wettbewerb im Windenergieanlagenmarkt, wodurch ein zunehmender Preisdruck auf die inländischen Hersteller entstanden ist.

Die Kosten für Planung, Erschließung und Sonstiges weisen hingegen einen steigenden Trend über die vergangenen 14 Jahre auf. Dieser Trend ist in erster Linie auf die stark gestiegenen Aufwendungen für Gutachten und Maßnahmen zum Natur- und Immissionsschutz zurückzuführen, die zur Erteilung einer Baugenehmigung vorzuweisen sind. Exemplarisch dafür sind die Kosten für Vogelflug-Gutachten, in denen beispielsweise die Flugzeiten von Fledermäusen am Anlagenstandort dokumentiert werden. Während der ermittelten Fledermausflugzeiten ist die Anlage folglich stillzulegen.⁷⁰ Die Kostenposition *Sonstiges* beinhaltet vor allem den Gründungsaufwand und die Fremdkapitalbeschaffung. Letzteres spiegelt also die Wertschöpfung wider, die von regionalen Banken durch Beratung für die Finanzierung von Erneuerbaren Energien ausgeht. Oft werden beispielsweise Kredite der *Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)* oder *Landwirtschaftlichen Rentenbank* vermittelt.

⁶⁹ In Husum Maschinenhäuser und Naben des Herstellers *Senvion SE (ehemals REpower Systems)*, in Lübeck Generatoren von *Vestas* und in Osterrönfeld eine neue Produktionshalle für Türme der Firma *Max Bögl Fertigteilewerke GmbH & Co. KG*.

⁷⁰ Vgl. Interviewpartner B.

Darüber hinaus birgt die Kostenposition *Ausgleichsmaßnahmen* zusätzliches Potential einer weiteren Kostensteigerung. Für den Fall eines nicht-monetären Ausgleichs sorgen die derzeit hohen Preise für Pacht und Kauf von Land dafür, dass das Angebot an Ausgleichsflächen zur Renaturierung besonders knapp ist.⁷¹

Auf Basis der oben ermittelten Investitionskosten für den Neubau einer WEA wird gemäß der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Methodik die direkte Wertschöpfung für Schleswig-Holstein berechnet. Diese setzt sich aus den U&V Einkommen nach Steuern, den Löhnen und Gehältern nach Steuern sowie den Steuerzahlungen zusammen. Darüber hinaus wird die Beschäftigungswirkung während der Bauphase abgeschätzt. Tabelle 3 fasst die Ergebnisse der direkten Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte zusammen.

Tabelle 3: Direkte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Bau einer WEA in Schleswig-Holstein. Quelle: Eigene Darstellung.

Kostenpositionen	U&V Einkommen nach Steuern in €	Steuern in €	Löhne/Gehälter (netto) in €	Gesamte Wertschöpfung	Personenjahre
WEA-Komponenten	11.040	3.844	6.886	21.770	0,2
Installation	12.672	4.412	7.765	24.849	0,3
Planung	28.797	10.305	19.780	58.882	0,6
Fundament	6.863	3.659	14.512	25.034	0,6
Netzanbindung	8.717	6.775	34.571	50.064	1,4
Erschließung	4.266	3.323	17.381	24.970	0,8
Ausgleichsmaßnahmen	1.948	3.603	24.573	30.124	1,0
Sonstiges	8.367	3.801	12.334	24.502	0,4
Gesamt	82.671	39.723	137.801	260.194	5,3

Durch den Neubau einer WEA wird im Land 260.194 € Wertschöpfung geschaffen, was etwa 20% der regionalen Investitionskosten entspricht (1,3 Mio. € in S-H). Die Wertschöpfung setzt sich zu 53% aus Löhnen und Gehältern, 32% aus U&V Einkommen und 15% aus Steuereinnahmen zusammen.

Bei den Löhnen und Gehältern schafft die Kostenposition *Planung* den höchsten

⁷¹ Vgl. Interviewpartner B.

Lohneffekt, welche neben der *Netzanbindung* die meisten Kosten der Investitionsnebenkosten verursacht. Es befinden sich sowohl kleinere Planungsbüros als auch überregional tätige Planungsfirmen in Schleswig-Holstein. Die Netzanbindung beinhaltet für jede Anlage die Einbindung in die elektrische Infrastruktur eines Windparks (interne Windparkverkabelung) und die Anbindung bis zu einem Netzanschlusspunkt, welcher vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden muss.

Auch die meisten U&V Einkommen werden durch die *Planung* erwirtschaftet. Dies ist neben den hohen Kosten auch durch die zweistelligen Umsatzrenditen auf diesen Positionen zu erklären.⁷²

Das Steueraufkommen aus Lohn-, Gewerbe- und Körperschaftssteuer summiert sich zu 39.723 € pro Anlage auf.

Die durch die direkten Wertschöpfungseffekte erzeugten Beschäftigungswirkungen in den Branchen der einzelnen Kostenpositionen sind in der letzten Spalte der Tabelle 3 aufgeführt. Die Aufsummierung ergibt, dass durch den Bau einer Referenzanlage entlang der Kostenpositionen insgesamt Beschäftigung von 5,3 Personenjahren entsteht. Der Beschäftigungseffekt wäre deutlich höher, würde es in Schleswig-Holstein auch vermehrt Anlagenproduktionsstandorte geben. Allerdings muss davon ausgegangen werden, dass nur geringfügige Anreize für Anlagenproduzenten bestehen, vermehrt Produktionsstandorte in Schleswig-Holstein zu schaffen. Da es sich bei der Windenergieanlagenproduktion um einen mittlerweile internationalisierten Markt handelt⁷³, gibt es gegenüber anderen Ländern mit guter Infrastruktur für Schleswig-Holstein keine weiteren Kostenvorteile. Es besteht also wenig Anreiz die Windmühlen auch dort zu bauen, wo sie letztlich stehen. Unter die Beschäftigung durch *Ausgleichsmaßnahmen* fallen nicht nur verwaltungstechnische Abwicklungen in den Kreisverwaltungen, sondern auch Baumaßnahmen für die Schaffung von Ausgleichsflächen.

4.1.2 Biogasanlagen

⁷² Die Umsatzrenditen wurden aus der GUV verschiedener regional ansässiger Planungsbüros gebildet.

⁷³ Vgl. GWEC (2014).

Der Neubau von Biogasanlagen in Deutschland ist schon das zweite Jahr in Folge rückläufig und wird nach Meinung des Fachverbandes Biogas (FvB) auch 2014 weiter sinken. Dafür spricht vor allem der neueste Entwurf zur Reform des EEG, der aufgrund der sehr hohen Kosten dieser Technologie eine „ambitionierte Degression zu einem Zubau von ca. 100 MW_{el} pro Jahr (brutto)“ vorsieht.⁷⁴ Bei knapp der Hälfte der Neuanlagen handelt es sich zudem laut FvB um Gülle-Kleinanlagen mit einer maximalen Leistung von 75 kW_{el}.⁷⁵ Dieser Trend zeichnet sich auch in Schleswig-Holstein ab und wird sich aufgrund des geplanten Zubaudeckels und gestrichenen NawaRo-Bonusses voraussichtlich weiter fortsetzen. Laut Aussage der Landwirtschaftskammer wurden in 2013 überwiegend Kleinanlagen mit einer Leistung von 75 kW_{el} zugebaut.⁷⁶ Unter diesen neu gebauten Anlagen wird ein Großteil ausschließlich mit Rindergülle betrieben, welche entweder aus dem eigenen Viehbestand oder von umliegenden Landwirten bezogen wird. Der kleinere Anteil der Neuanlagen wird mit ca. 80% Rindergülle und 20% nachwachsenden Rohstoffen⁷⁷ betrieben. In unserer Studie wird daher die Wertschöpfung dieser zwei Typen von Biogas-Kleinanlagen als Referenz für ein Zubauszenario herangezogen. Diese Annahme scheint plausibel, denn auch Branchenhersteller sehen den Markt für die 75kW_{el}-Klasse – und vor allem güllebasierte landwirtschaftliche Hofanlagen – als den am wenigsten vom EEG 2.0 betroffenen an.⁷⁸

Die Daten für die Investitions- und Betriebskosten der zwei Referenzanlagen stammen aus Beispielkostenrechnungen der Interviewpartner A und J. Die Investitionskosten einer 100% Gülleanlage mit einer Leistung von 75kW_{el} belaufen sich auf insgesamt 546.713 € und somit 7.289 € pro kW installierter elektrischer Leistung. Die Anlage mit 20% nachwachsenden Rohstoffen kostet hingegen 722.074 € (9.628 €/kW_{el}). Der Kostenunterschied ergibt sich vor allem dadurch, dass die Gülleanlage einen kleineren Fermenter benötigt. Die Plausibilität dieser angenommenen Gesamtkosten wird durch den Vergleich mit Angaben aus anderen

⁷⁴ Vgl. Bundeswirtschaftsministerium (2014), S. 97

⁷⁵ Vgl. topagrarOnline (2013).

⁷⁶ Vgl. Interviewpartner A.

⁷⁷ Insbesondere mit Mais.

⁷⁸ Vgl. Brachthäuser (2014).

Quellen bestätigt.⁷⁹ Trotz des eingangs erwähnten Rückgangs der Nachfrage nach Biogasanlagen in den letzten Jahren sind die Kosten für Anlagenkomponenten nicht merklich gesunken.⁸⁰ Die Zusammensetzung der Investitionskosten beider Kleinanlagen sowie der angenommene Regionalanteil sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Investitionskosten und Regionalanteile von 75kW_{el} Biogas-Kleinanlagen in S-H. Quelle: Eigene Darstellung.

	100% Gülle Biogasanlage (75kW _{el})			80/20 Biogasanlage (75kW _{el})			Regionalanteil
	Kosten in €	Kosten in €/kW _{el}	Kosten in € S-H	Kosten in €	Kosten in €/kW _{el}	Kosten in € S-H	
Anlagekomponenten (inkl. Handel)	387.647	5.169	69.397	461.765	6.157	80.515	18%
Handel Anlagenkomponenten	58.147	775	58.147	69.265	924	69265	100%
Gebäude/Siloanlagen	37.500	500	11.250	37.500	500	11250	30%
Fermenter	126.000	1.680	–	189.000	2.520	–	0%
BHKW	91.000	1.213	–	91.000	1.213	–	0%
Maschinen	75.000	1.000	–	75.000	1.000	–	0%
Installation etc.	183.500	2.447	183.500	210.500	2.807	210.500	100%
Montage	105.500	1.407	105.500	132.500	1.767	132.500	100%
Planung	15.000	200	15.000	15.000	200	15.000	100%
EVU-Anschluss	35.000	467	35.000	35.000	467	35.000	100%
Baugenehmigung	8.000	107	8.000	8.000	107	8.000	100%

⁷⁹ Vgl. FNR (2013).

⁸⁰ Vgl. Interviewpartner A und J.

Erschließungs- und Ausgleichsmaßnahmen	20.000	267	20.000	20.000	267	20.000	100%
Summe	571.147	7.615	232.897	672.265	8.964	271.015	43% bzw.44%

Bei den grau unterlegten Kostenpositionen entsteht aufgrund des nicht vorhandenen Regionalanteils keine Wertschöpfung in Schleswig-Holstein. Die Investitionskosten teilen sich in etwa zu zwei Drittel auf die Anlagenkomponenten (inklusive ihres Handels) und zu einem Drittel auf die Installation der Anlage auf. Die Regionalanteile der einzelnen Kostenpositionen wurden im Rahmen der Interviews ermittelt. Insgesamt fällt knapp unter die Hälfte der Kosten für die Errichtung von Kleinbiogasanlagen in Schleswig-Holstein an (Regionalanteil von 43%). Die Interviews ergaben, dass Landwirte die Biogasanlagen zwar in der Regel von regionalen Händlern erwerben⁸¹, diese jedoch entweder die Komplettanlage oder Anlagenkomponenten von ihrem Firmensitz geliefert bekommen oder die regionalen Händler die Komponenten von externen Firmen einkaufen. Demnach werden die Komponenten selbst laut Aussage der Interviewpartner nicht in Schleswig-Holstein produziert. Lediglich für den Bau von Gebäuden und Silos wird ein Regionalanteil von 30% veranschlagt, da diese teilweise regional gefertigt werden.⁸² Unter Berücksichtigung des regionalen Handels und einer Handelsmarge von 15% fallen somit nur etwa 18% der Kosten der Anlagenproduktion in Schleswig-Holstein an (siehe erste Zeile Tabelle 4). Die Installation der Biogasanlage wird hingegen von einem regionalen Montageteam, welches entweder von dem Händler oder aber in Eigenregie des Landwirtes beauftragt wird, übernommen.

Die direkte Wertschöpfung während der Bauphase von Biogas-Kleinanlagen in Schleswig-Holstein ist in Tabelle 5 und 6 dargestellt.

⁸¹ Vgl. Norddeutsche Rundschau (2010).

⁸² Vgl. Interviewpartner A und J.

Tabelle 5: Direkte Wertschöpfung in der Bauphase von 100% Gülle Biogasanlagen (75kWel).
Quelle: Eigene Darstellung.

	U&V Einkommen nach Steuern in €	Steuern in €	Löhne/Gehälter nach Steuern in €	Gesamte Wertschöpfung S-H in €	Personenjahre
Anlagekomponenten (inkl. Handel)	14.262	5.902	15.948	36.111	0,74
Handel	13.886	5.680	14.996	34.561	0,71
Anlagenkomponenten					
Gebäude/Siloanlagen	376	222	952	1.550	0,04
Installation etc.	7.119	5.375	26.962	39.456	0,92
Montage	4.081	3.230	16.872	24.183	0,8
Planung	537	522	2.582	3.641	0,12
EVU-Anschluss	1.354	1.071	5.597	8.023	0,23
Baugenehmigung	1.146	552	1.910	3.609	0,07
Erschließungs- und Ausgleichsmaßnahmen	Eigenleistung Landwirt				
Summe	21.381	11.277	42.910	75.568	1,96

Tabelle 6: Direkte Wertschöpfung in der Bauphase von 80/20 Biogasanlagen (75kW_{el}). **Quelle: Eigene Darstellung.**

	U&V Einkommen nach Steuern in €	Steuern in €	Löhne/Gehälter (netto) in €	Gesamte Wertschöpfung S-H in €	Personenjahre
Anlagekomponenten (inkl. Handel)	16.917	6.988	18.815	42.720	0,88
Handel	16.540	6.766	17.863	41.170	0,84
Anlagenkomponenten					

Gebäude/Siloanlagen	376	222	952	1.550	0,04
Installation etc.	8.163	6.202	31.280	45.645	1,43
Montage	5.126	4,056	21.191	30.373	1,00
Planung	537	522	2.582	3.641	0,12
EVU-Anschluss	1.354	1.071	5.597	8.023	0,23
Baugenehmigung	1.146	552	1.910	3.609	0,07
Erschließungs- und Ausgleichsmaßnahmen	Eigenleistung Landwirt				
Summe	25.080	13.190	50.095	88.365	2,3

Der Bau einer Anlage, die ausschließlich mit Gülle betrieben wird, generiert einmalig U&V Einkommen von 21.381 €, Steuerzahlungen von 11.277 € und Nettolöhne in Höhe von 42.910 €. Somit ergibt sich eine direkte Wertschöpfung von insgesamt 75.568 € pro Gülleanlage. Diese stellt etwa 32% der anfänglichen regionalen Investitionskosten dar (232.897 € pro Anlage). Außerdem entsteht durch den Bau einer Gülleanlage Beschäftigung von 1,96 Personenjahren. Analog erzeugt der Bau einer 80/20 Anlage aufgrund der höheren Investitionskosten U&V Einkommen von 25.080 €, Steuerzahlungen von 13.190 € und Nettolöhne in Höhe von 50.095 € sowie eine Beschäftigung von 2,3 Personenjahren. Die höchste Beschäftigungswirkung wird durch die Montage der Anlagen erzielt, gefolgt von dem regionalen Handel mit Kompletanlagen und Komponenten.

Abschließend ist anzumerken, dass ebenfalls Wertschöpfung während der Bauphase von Biogasanlagen durch die Erweiterung von Bestandsanlagen generiert werden könnte. Darunter fällt vor allem eine mögliche Flexibilisierung der bestehenden Anlage mit dem Ziel Regelenergie vorzuhalten. Dabei wird in der Regel ein zusätzliches BHKW installiert,

die vorhandenen Gasspeicher erweitert, der Trafo vergrößert sowie eine Regel-SPS⁸³ installiert. Zwar befürwortet das MELUR die sukzessive Umrüstung auf flexible Biogasanlagen, doch aufgrund der Unwägbarkeiten bezüglich der Reform des EEG auf Bundesebene war zum Zeitpunkt der Interviews noch nicht klar abzusehen, ob noch Anreize für Biogasbetreiber bestehen, ihre Anlage zu erweitern.⁸⁴ Zudem konnten im Zuge der Interviews mangels Erfahrungswerten keine Kostenaufteilungen erfragt werden. Daher wird in dieser Studie von der Modellierung einer „Referenzerweiterung“ und ihrer Wertschöpfung vorerst abgesehen. Mögliche Erweiterungen würden ohnehin nur geringe Wertschöpfung während der Bauphase in Schleswig-Holstein generieren, da es sich wie oben beschrieben überwiegend um Komponentenzubau handelt und diese Komponenten nicht im Land produziert werden.

4.1.3 Photovoltaikanlagen

Im Jahr 2013 wurde in Deutschland rund 55% weniger Photovoltaik-Leistung installiert als in 2012. Dabei sind die verschiedenen Größenklassen in unterschiedlichem Maße betroffen: Zubau von Anlagen mit einer Leistung größer als $10\text{kW}_{\text{peak}}$ ging um 60% zurück, Großanlagen im Megawatt-Bereich um 64%. Lediglich der Markt für Kleinanlagen bis maximal $10\text{kW}_{\text{peak}}$ erwies sich als vergleichsweise stabil und meldete einen Rückgang von nur 12%.⁸⁵ Ein ähnlicher Rückgang fand auch in Schleswig-Holstein statt. Zubau von privaten Kleinanlagen bis $10\text{kW}_{\text{peak}}$ ging im vergangenen Jahr um 18% zurück und von größeren Dachanlagen zwischen $10\text{kW}_{\text{peak}}$ und $100\text{kW}_{\text{peak}}$ um 67%. Alle größeren Anlagen verzeichneten sogar einen Rückgang von 78%.⁸⁶

Auch die Kosten für PV-Anlagen und insbesondere der Module gingen in den letzten Jahren zurück. Dies hat jedoch nicht zu einer Erhöhung der Nachfrage geführt, da die Preise in jüngerer Zeit nicht in gleichem Maße wie die Vergütungen gesunken sind. In einer aktuellen Studie des *Fraunhofer-Instituts für solare Energiesysteme (ISE)* werden die

⁸³ Eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS).

⁸⁴ Vgl. MELUR (2014), S. 11.

⁸⁵ Vgl. Bundesverband Solarstrom (2014)

⁸⁶ Eigene Berechnungen anhand von gemeldeten PV-Anlagen in Schleswig-Holstein 2012-2013.

Investitionskosten von PV-Anlagen nach unterschiedlichen Größenklassen dargestellt. Diese liegen derzeit bei 1300 bis 1800 € je kW_{peak} für Dachanlagen bis 10kW_{peak} und bei 1000 bis 1700 € je kW_{peak} für Anlagen bis 1000kW_{peak}.⁸⁷ Aufgrund des eingangs beschriebenen Rückgangs des Zubaus von PV-Anlagen sowie Interviewaussagen wird in dieser Studie von zwei Referenzanlagen für ein Zubauszenario ausgegangen. Zum einen werden weiterhin private Dachanlagen zugebaut mit einer durchschnittlichen Leistung von etwa 6kW_{peak}. Zum anderen noch mittelgroße Dachanlagen auf landwirtschaftlichen oder kommunalen Gebäuden mit einer Leistung bis maximal 100kW_{peak}.⁸⁸ Es wird nicht von einem weiteren Zubau größerer Freiflächenanlagen ausgegangen, da diese zum einen aufgrund des hohen Flächenbedarfs mittlerweile als äußerst kritisch angesehen werden und zum anderen nicht mehr rentabel betrieben werden können.⁸⁹ Die Kostenbeispiele für Referenzanlagen dieser zwei Größenklassen stammen von einer privaten Dachanlage sowie einem Durchschnitt kommunaler Dachanlagen einer privaten Beteiligungsgemeinschaft und sind in Tabelle 7 nach Positionen aufgelistet.

Tabelle 7: Investitionskosten von PV-Anlagen in Schleswig-Holstein. Quelle: Eigene Darstellung.

	PV-Kleinanlage (6,27kW _{peak})			PV-Großanlage (80,65 kW _{peak})			Regional- anteile
	Kosten in €	Kosten in €/kW _{peak}	Kosten in € S-H	Kosten in €	Kosten in €/kW _{peak}	Kosten in € S-H	
Anlagekomponenten (inkl. Handel)	7.100	1.132	1.160	86.783	1.076	14.782	16%
Handel Anlagenkomponenten	1.065	170	1.065	13.017	161	13,017	100%
Module	4.767	760	95	88.244	1.094	1,765	2%
Wechselrichter	858	137	–	15.884	197	–	0%
Montagesystem	410	65	–	7.589	94	–	0%

⁸⁷ Vgl. Fraunhofer-Institut f. solare Energiewirtschaft (2013), S. 19.

⁸⁸ Im Folgenden „PV-Großanlage“ genannt.

⁸⁹ Vgl. Interviewpartner A und K.

Installation etc.	3.555	567	3.435	43.460	539	41.985	97%
Montage	2.014	321	2.014	24.624	305	24.624	100%
Elektromontage und Einspeisemanagement	911	145	911	11.136	138	11.136	100%
Fernüberwachung	258	41	258	3.154	39	3.154	100%
Handel Installationsmaterial	21	3	21	260	3	260	100%
Installationsmaterial	121	19	–	1.475	18	–	0%
Netzanschluss	230	37	230	2.811	35	2.811	100%
Planung und Projektierung	561	89	561	6.855	85	6.855	100%
Summe	11.216	1.789	5.156	137.098	1.700	63.622	46%

Die Investitionskosten einer kleinen PV-Dachanlage teilen sich in etwa zu zwei Drittel auf die Anlagenkomponenten inklusive deren Handel und zu einem Drittel auf die Installation der Anlage auf. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 11.216 €. Einen Hauptteil der insgesamt 7.100 € Komponentenkosten stellen die Solarmodule dar (4.767 €). Im Jahr 2005 betrug der Anteil der Solarmodule noch etwa 75% an den gesamten Systemkosten. Heute liegt dieser nur noch bei etwa 40 bis 50% und somit ist auch die „anteilige Wertschöpfung am Zielmarkt“ höher.⁹⁰ Der Großteil der Installationskosten von 3.555 € fällt auf die Montage auf dem Dach (2.014 €) und die Elektromontage (911 €). Planung und Projektierung der Anlage machen ca. 5% der gesamten Anlagenkosten aus. Eine analoge Kostenaufteilung ergibt sich ebenfalls für die größere Dachanlage mit 80,65kW_{peak}, die insgesamt 137.098 € kostet. Aufgrund von nur geringen Skaleneffekten betragen die Investitionskosten je installiertem elektrischen kW bei der Großanlage 1.700 € statt ca. 1.800 € bei der Kleinanlage. Insgesamt fallen nur 46% der gesamten Investitionskosten in

⁹⁰ Vgl. Fraunhofer-Institut für solare Energiewirtschaft (2013).

Schleswig-Holstein an, da die Anlagenkomponenten in der Regel aus dem Ausland kommen und nur der Vertrieb der Komplettanlagen regional stattfindet.⁹¹ Es gibt lediglich einen Modulhersteller in Schleswig-Holstein, weshalb ein sehr geringer Regionalanteil von 2% für diese Kostenposition veranschlagt wird.⁹² Es wird davon ausgegangen, dass die Installation der PV-Anlage von regionalen Handwerksunternehmen übernommen wird, die lediglich das Installationsmaterial von außerhalb des Landes einkaufen. Der Netzanschluss erfolgt durch die *Schleswig-Holstein Netz AG* oder die regionalen Stadtwerke und die Planung wird vom regionalen Händler mitübernommen.

Anhand dieser ermittelten Kosten ergeben sich für den Zubau von kleinen und mittelgroßen PV-Anlagen in Schleswig-Holstein die in Tabelle 8 und 9 dargestellten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte.

Tabelle 8: Direkte Wertschöpfung in der Bauphase von PV-Kleinanlagen (6,27kW_{peak}). Quelle: Eigene Darstellung.

	U&V Einkommen nach Steuern in €	Steuern in €	Löhne/Gehälter (netto) in €	Gesamte Wertschöpfung S-H in €	Personenjahre
Anlagenkomponenten (inkl. Handel)	258	106	283	646	0,0133
Handel Anlagenkomponenten	254	104	275	633	0,013
Module	3	2	8	13	0,0003
Installation etc.	135	219	1.457	368.457	0,0686
Montage (Dach und Elektronik)	123	211	1.414	1.748	0,0663
Handel Installationsmaterial	4	2	5	11	0,0002
Netzanschluss	8	6	34	48	0,002

⁹¹ Vor allem die Solarmodule kommen meist aus China.

⁹² Dabei handelt es sich um die Firma *solarnova Deutschland GmbH* mit Sitz in Wedel.

Planung und Projektierung	20	20	97	136	0,0045
Summe	413	344	1.832	2.589	0,086

Tabelle 9: Direkte Wertschöpfung in der Bauphase von PV-Großanlagen (80,65kW_{peak}). Quelle: Eigene Darstellung.

	U&V Einkommen nach Steuern in €	Steuern in €	Löhne/Gehälter (netto) in €	Gesamte Wertschöpfung S-H in €	Personenjahre
Anlagekomponenten (inkl. Handel)	4.527	1.862	4.975	11.364	0,23
Handel Anlagenkomponenten	4.468	1.828	4.825	11.121	0,23
Module	59	35	149	243	0,01
Installation etc.	1.693	2.694	17.800	22.187	0,84
Montage (Dach und Elektronik)	1.505	2.578	17.287	21.371	0,81
Handel Installationsmaterial	94	39	102	234	0,005
Netzanschluss	94	77	411	582	0,022
Planung und Projektierung	246	239	1.180	1.664	0,055
Summe	6.466	4.795	23.955	35.215	1,13

Durch den Bau einer kleinen, privaten Dachanlage entsteht eine Wertschöpfung in Schleswig-Holstein von 2.589 €, die sich aus 413 € U&V Einkommen, 344 € Steuereinnahmen und 1.832 € Lohn- und Gehaltszahlungen zusammensetzt. Von den insgesamt 5.156 € regionalen Investitionskosten verbleiben somit 50% an direkter Wertschöpfung im Land. Außerdem entsteht Beschäftigung von 0,086 Personenjahren. Dies bedeutet, dass der Zubau von etwa 12 Kleinanlagen Beschäftigung von einem Personenjahr

schaft. Dieser sehr geringe Beschäftigungseffekt resultiert vor allem daraus, dass mehr als die Hälfte der Kosten einer PV-Anlage außerhalb von Schleswig-Holstein anfällt. Genau wie bei den Biogasanlagen wird die Beschäftigung bei PV-Anlagen lediglich durch die Installation und den regionalen Handel erzeugt.

Aufgrund der nahezu identischen Kostenstruktur und geringer Skaleneffekte ergibt sich ein proportionales Ergebnis für die Wertschöpfung von mittelgroßen PV-Dachanlagen mit $80,65\text{kW}_{\text{peak}}$. Allein die höhere installierte Leistung führt zu einer absolut höheren Wertschöpfung von insgesamt 35.215 €. Dies bedeutet bei regionalen Investitionskosten von 63.622 €, dass 55% an direkter Wertschöpfung im Land verbleiben. Durch den Bau einer größeren Dachanlage entsteht Beschäftigung von 1,13 Personenjahren.

4.1.4 Netzausbau

Neben dem Zubau der drei hier betrachteten Technologien Windenergie, Biogas und Photovoltaik resultieren auch Wertschöpfungseffekte aus dem Ausbau des Stromnetzes in Schleswig-Holstein. Dieser Ausbau soll Hand in Hand gehen mit den ambitionierten Ausbauzielen für die Erneuerbaren Energien im Land. Denn ohne eine entsprechende Netzinfrastruktur, um die zahlreichen neuen Anlagen an das Netz anzubinden und bei Überangebot gegebenenfalls den Strom aus dem Land zu leiten, können die Ziele der Energiewende nicht verwirklicht werden. Beim Netzausbau ist zwischen drei verschiedenen Spannungsebenen zu unterscheiden: 1. dem Mittel- und Niederspannungsnetz (MN-Netz), 2. dem Hochspannungsnetz (HS-Netz) und 3. dem Höchstspannungsnetz (HöS-Netz). Dabei wird der erzeugte Strom aus Erneuerbaren Energien zu 84% in das MN-Netz eingespeist, zu 14% in das HS-Netz und zu 2% direkt in das HöS-Netz.⁹³ Der Aufbau des Stromnetzes lässt sich mit dem des Straßennetzes vergleichen: Für große Distanzen gibt es Autobahnen (HöS-Netz), für mittlere Distanzen Bundes- und Landstraßen (HS-Netz) und für kleine Distanzen Ortsstraßen (MN-Netz). Die Höchstspannungsleitungen haben eine Spannung von 220 bis 380kV und die Hochspannungsleitungen für die grobe Verteilung der Energie in der Region 110kV. Die Mittel- und Niederspannungsleitungen mit einer Spannung von 10 bis 30kV

⁹³ Prozentuale Anteile der angeschlossenen IST-EEG Leistung in 2012.

liefern dann die Energie überwiegend durch Erdkabel direkt in die Städte und Dörfer. Abbildung 1 (Anhang A) zeigt den Aufbau des Stromnetzes. Die Knotenpunkte der Netzebenen stellen die Umspannwerke dar, an denen die jeweiligen Leitungen zweier Spannungsebenen aufeinandertreffen und transformiert werden.⁹⁴

Der Ausbau des MN-Netzes wird von der *Schleswig-Holstein Netz AG* umgesetzt.⁹⁵ Zurzeit liegt die Verantwortung für den Ausbau des HS-Netzes noch bei der *E.ON Netz GmbH* in Bayreuth, wird jedoch ab dem 01.07.2014 ebenfalls an die *S-H Netz AG* in Quickborn übergeben. Der Ausbau der „Stromautobahn“ (380kV) wird von der *TenneT TSO GmbH* übernommen. Im Rahmen der Interviews wurden Informationen über die Investitionskosten für den geplanten Netzausbau gewonnen, auf deren Basis die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in den nächsten Jahren abgeschätzt werden sollen.⁹⁶ Eine konkrete Übersicht über die geplanten Ausbauprojekte wird in Kapitel 7 im Rahmen der Szenarioanalyse gegeben. Im Folgenden werden die Kosten und Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von Referenzanlagen dargestellt.

Mittel- und Niederspannungsnetz (S-H-Netz AG)

Der Ausbau des MN-Netzes umfasst im Wesentlichen den Neubau und die Erweiterung von Umspannwerken sowie die Neuverlegung von 20kV Erdkabelleitung inklusive des Abbaus der vorherigen Freileitung. Außerdem werden noch kleinere Investitionen für den Neubau und die Erweiterung von Ortsnetztrafostationen getätigt, die aufgrund der geringen Bedeutung für Wertschöpfung und Beschäftigung nicht berücksichtigt werden. Die Ausbaumaßnahmen sind hauptsächlich auf den rasanten Zubau der erneuerbaren Energien zurückzuführen.⁹⁷ Vor allem neue und erweiterte Umspannwerke dienen nicht wie früher zur Stromversorgung der Region, sondern zur Aufnahme neuer regenerativer Energie.⁹⁸ Die

⁹⁴ Vgl. TenneT TSO GmbH (2012), S. 4-5.

⁹⁵ Auch die Stadtwerke bauen einen Teil des MN-Netzes aus, welcher hier jedoch unberücksichtigt bleibt, da der Anteil bei weniger als 10% liegt.

⁹⁶ Vgl. Interviewpartner M.

⁹⁷ Vgl. Interviewpartner M.

⁹⁸ Vgl. S-H Netz AG (2013).

Kosten dieser Referenzanlagen sind in Tabelle 10 aufgeführt und nach Positionen gegliedert.

Tabelle 10: Kosten der Referenzanlagen für den Ausbau des MN-Netzes. Quelle: Eigene Darstellung.

	Umspannwerk neu (50- 60MVA)		Umspannwerk erweitert		Kabelleitung 20kV	
	Kosten in €	Regionalanteil S-H	Kosten in €	Regionalanteil S-H	Kosten in € je km	Regionalanteil S-H
Anlagenkomponenten	1.200.000	0.4%	900.000	0%	36.800	0%
Transformator	600.000	0%	–	0%	–	–
Schaltanlage	500.000	0%	–	0%	–	–
Steuertechnik	100.000	5%	–	0%	–	–
Bau und Montage (inkl. Erschließung)	430.000	90%	360.000	90%	35.200	100%
Planung	70.000	100%	40.000	100%	3.200	100%
Ausgleichsmaßnahmen	50.000	100%	–	100%	3.200	100%
Netzanschluss	300.000	100%	–	100%	–	100%
Genehmigungen und Sonstiges	250.000	100%	–	100%	1.600	100%
Summe	2.300.000	46%	1.300.000	28%	80.000	54%

Etwa die Hälfte der Investitionskosten von 2,3 Mio. € für ein neues Umspannwerk (ca. 50-60MVA) entfällt auf die Anlagenkomponenten, welche sich im Wesentlichen aus dem Transformator, der Schaltanlage und der Steuertechnik zusammensetzen. Bau- und Montagearbeiten betragen rund 20% der Gesamtkosten. Die restlichen 30% teilen sich auf in Planung, Ausgleichsmaßnahmen, Netzanschluss, Genehmigungen und Sonstiges. Bei der Erweiterung eines Umspannwerkes handelt es sich meistens entweder um den Austausch des Transformators oder der Schaltanlage. Rund 70% der Gesamtkosten für die Erweiterung

entfallen auf diese neue Komponente. Den Rest der Kosten von insgesamt 1,3 Mio. € machen größtenteils die Bau- und Montagearbeiten aus (360.000 €). Laut Interviewpartner M werden alle Komponenten für den Neubau und die Erweiterung von Umspannwerken außerhalb Schleswig-Holsteins eingekauft.⁹⁹ Lediglich für die Steuertechnik beim Neubau wird ein Regionalanteil von 5% beziffert. Der Rest der Kosten entfällt weitestgehend im Land an. Einige Montagearbeiten werden vom Anlagenhersteller mit übernommen, so dass für Bau und Montage ein Regionalanteil von 90% angenommen wird. Insgesamt entstehen somit 46% der Gesamtkosten eines neuen Umspannwerkes und 28% der Kosten im Falle einer Erweiterung direkt im Land. Eine ähnliche Kostenaufteilung ergibt sich für die Verlegung des 20kV Erdkabels, welche pro km 80.000 € kostet. Zwar sind einige Kabelhersteller in Schleswig-Holstein ansässig¹⁰⁰, laut Interviewpartner M wird das Kabel selbst aber nicht hier eingekauft. Bau- und Montagearbeiten, Planung, Ausgleichsmaßnahmen und Genehmigungen hingegen fallen im Land an, so dass sich insgesamt ein Regionalanteil von 54% für die Kabelverlegung ergibt.

Mittels dieser Kosten wird die direkte Wertschöpfungs- und Beschäftigungswirkung für Schleswig-Holstein durch den Ausbau des MN-Netzes bestimmt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 11 zusammengefasst.

Tabelle 11: Direkte Wertschöpfung durch den Neubau und die Erweiterung eines Umspannwerkes (MN-Netz) sowie Verlegung von Mittelspannungserdkabel je km (20kV). Quelle: Eigene Darstellung.

Neubau Umspannwerk (50-60MVA)					
	U&V Einkommen nach Steuern in €	Steuern in €	Löhne/Gehälter (netto) in €	Gesamte Wertschöpfung S-H in €	Personenjahre
Anlagekomponenten	167	99	423	689	0,02
Bau und Montage (inkl. Erschließung)	14.971	11.874	62.107	88.953	3,3

⁹⁹ Die großen Trafos kommen beispielsweise aus Österreich (vgl. Pressemitteilung *S-H Netz AG* vom 09.05.2012).

¹⁰⁰ *Friesland Kabel GmbH, Isotec Kabeltechnik GmbH, Berger Spezialkabel e.K. und Dankab GmbH.*

Planung	3.034	2.580	12.048	17.662	0,4
Ausgleichsmaßnahmen	4.549	2.800	12.425	19.774	0,5
Netzanschluss	11.606	9.184	47.979	68.768	2
Genehmigungen und sonstiges	35.820	11.336	59.696	106.852	2,3
Summe	70.147	37.872	194.677	302.696	8,5
Erweiterung Umspannwerk (50-60MVA)					
Bau und Montage	12.534	9.941	51.997	74.472	2,8
Planung	1.734	1.474	6.885	10.092	0,2
Summe	14.268	11.415	58.881	84.564	3
Mittelspannungserdkabel je km (20kV)					
Bau und Montage (inkl. Erschließung)	1.362	1.080	5.649	8.091	0,32
Planung	139	118	551	807	0,02
Ausgleichsmaßnahmen	291	179	795	1266	0,03
Genehmigungen und sonstiges	229	110	382	722	0,01
Summe	2.021	1.488	7.377	10.885	0,38

Der Neubau eines Umspannwerkes für das MN-Netz bringt 302.696 € regionale direkte Wertschöpfung. Diese teilt sich in 64% Löhne und Gehälter, 23% U&V Einkommen und 13% Steuereinnahmen auf. Zudem wird durch die Investition Beschäftigung von 8,5 Personenjahren geschaffen. Dieser hohe direkte Beschäftigungseffekt resultiert aus den hohen Kosten für Bauarbeiten, Netzanschluss und Genehmigungen bzw. Sonstiges. Die Beschäftigungswirkung fällt damit trotz ähnlicher regionaler Investitionskosten fast doppelt

so hoch aus wie bei dem Bau einer Windenergieanlage.¹⁰¹ Die Erweiterung eines Umspannwerkes führt zu direkter Wertschöpfung in Höhe von 84.564 € und Beschäftigung von 3 Personenjahren. Hinsichtlich des Leitungsneubaus werden auf MN-Ebene fast ausschließlich Erdkabel verlegt, da sie als weniger stör anfällig gelten und selbst extremen Witterungsverhältnissen standhalten.¹⁰² Daher wird beim Ausbau ausschließlich von der Verlegung von Erdkabeln ausgegangen, bei der in hohem Maße Bau- und Erschließungsarbeiten anfallen. Somit wird ca. 80% der direkten Wertschöpfung der Kabelverlegung durch Bauarbeiten erzeugt. Pro km neu verlegtes Kabel entstehen 10.885 € direkte Wertschöpfung und eine Beschäftigungswirkung von 0,38 Personenjahren.

Hochspannungsnetz (E.ON Netz GmbH)

Der Ausbau des HS-Netzes (110kV) dient vor allem dem Einsammeln des Onshore-Windstroms und der Weiterleitung zu 380kV Umspannwerken, von wo aus der Strom über sogenannte „Windsammel-Leitungen“ (meist 380kV) abtransportiert wird.¹⁰³ Da zurzeit die Aufgabenübertragung der HS-Ebene von der *E.ON Netz GmbH* zur *S-H Netz AG* stattfindet, war es nicht möglich, die Kostenaufteilungen konkreter Ausbauprojekte auf dieser Spannungsebene durch Interviews zu erfragen. Es kann allerdings davon ausgegangen werden, dass sich die Kosten entsprechend der Kosten auf der MN- und HöS-Ebene aufteilen. Somit werden Durchschnittswerte dieser beiden Ebenen auch auf die HS-Ebene angewandt. Zudem sind die konkreten Ausbauprojekte der *E.ON Netz GmbH* und deren Gesamtkosten bekannt und können entsprechend auf einzelne Kostenpositionen heruntergebrochen werden (siehe Anhang B, Tabelle 27). Insofern wird an dieser Stelle von der Aufstellung von Referenzanlagen für den Ausbau des 110kV-Netzes abgesehen. Es werden stattdessen die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der üblichen Kostenpositionen (Bau und Montage, Planung etc.) direkt für die konkreten Ausbauprojekte im Rahmen der Szenarioanalyse in Kapitel 7 berechnet. Es wird dabei nur der Neubau von Freileitungen und Erdkabeln berücksichtigt, da sich die Kostenaufteilungen

¹⁰¹ Die regionalen Investitionskosten der WEA betragen 1,3 Mio. €, die des Umspannwerkes 1,06 Mio. €.

¹⁰² Vgl. Pressemitteilung S-H Netz AG, 12.05.2014.

¹⁰³ Vgl. MELUR (2014), S. 26.

der weiteren Maßnahmen wie „Netzeinbindung“ und „Ertüchtigung auf Auslastungsmonitoring“ (siehe Anhang B, Tabelle 27) nicht abschätzen lassen konnten.

Höchstspannungsnetz (TenneT TSO GmbH)

Der Ausbau des Stromnetzes auf der Höchstspannungsebene in Schleswig-Holstein beinhaltet in erster Linie den Bau von Umspannwerken und neuen Stromtrassen. Die Trassen der *TenneT TSO GmbH* sammeln in der Regel den Strom von (Groß-)Kraftwerken und leiten ihn zu Umspannwerken weiter, die den Strom auf die nächstniedrigere Spannungsebene von 110kV transformieren. In Norddeutschland jedoch dienen die Trassen (und Umspannwerke) vor allem dem Abtransport des überschüssigen Stromes aus erneuerbaren Energien in den Süden. Dabei wird der Strom meist nicht direkt in die HöS-Ebene eingespeist, sondern über das MN-Netz und HS-Netz über ein Umspannwerk auf die HöS-Ebene geleitet und dann abtransportiert. Die Kosten von 50 Mio. € für ein solches Umspannwerk fallen aufgrund der viel höheren Leistung damit deutlich höher aus als auf der MN-Ebene. Die Freileitungstrassen werden auf Strommasten aufgehängt, die 50 bis 60m hoch sind. Nach Möglichkeit beträgt der Abstand zwischen den Masten um die 400 Meter, sodass man 2,5 Masten je km benötigt. Die Kosten für einen Kilometer HöS-Trasse belaufen sich auf 1,4 Mio. € je km inklusive der Masten. Wird auch die Mitnahme von 110kV Leitungen des HS-Netzes berücksichtigt - wie es z.B. beim Projekt „Westküstenleitung“ der Fall ist -, so betragen die Kosten 1,7 Mio. € je km.¹⁰⁴ Gemäß dieser Informationen wird die Wertschöpfung für drei Referenzanlagen auf HöS-Ebene berechnet: den Bau eines neuen Umspannwerkes und den Ausbau der Stromtrasse mit sowie ohne Mitnahme der 110kV Leitung. Die Kosten und deren Aufteilungen sind in Tabelle 12 zusammengefasst.

Tabelle 12: Kosten des Ausbaus auf Höchstspannungsebene. Quelle: Eigene Darstellung.

	Umspannwerk neu (330MVA)		Stromtrasse (380kV- Freileitung mit	Stromtrasse (380kV- Freileitung)	
--	-----------------------------	--	----------------------------------------------	----------------------------------------	--

¹⁰⁴ Vgl. Interviewpartner M.

			<u>Mitnahme</u> 110kV)		
	Kosten in Mio. €	Regionalanteil S-H	Kosten in Mio. € je km	Kosten in Mio. € je km	Regionalanteil S-H
Anlagenkomponenten	36	0%	1,1	0,95	0%
Transformator	17,5	0%	–	–	–
Schaltanlage	14	0%	–	–	–
Steuertechnik	4,5	0%	–	–	–
Bau und Montage (inkl. Erschließung)	3	15%	0,35	0,2	25%
Planung und Genehmigungen	4	50%	0,2	0,2	50%
Ausgleichsmaßnahmen	1	100%	0,05	0,05	100%
Netzanschluss	6	0%	–	–	–
Summe	50	7%	1,7	1,4	14%

Die Investitionskosten eines neuen Umspannwerkes teilen sich zu etwa 70% auf die Anlagenkomponenten, 12% auf den Netzanschluss, 8% auf Planung, 6% auf Bauarbeiten und 2% auf Ausgleichsmaßnahmen auf. Von den 50 Mio. € Investitionskosten verbleiben allerdings nur 3,5 Mio. € in Schleswig-Holstein. Vor allem der Regionalanteil für die Bau- und Montagearbeiten ist dabei deutlich niedriger als beim Ausbau des MN-Netzes, da es sich um sehr spezialisierte Bauarbeiten handelt und diese meistens von überregionalen Unternehmen ausgeführt werden.¹⁰⁵ Die Position *Planung* umfasst zum einen die Netzplanung der *TenneT TSO GmbH* selbst und zum anderen die umweltschutzrechtliche Planung und Erstellung von Gutachten, welche durch regionale Planungsbüros durchgeführt werden. Da die Netzplanung überwiegend in der Zentrale der *TenneT* in Bayreuth stattfindet, wird ein Regionalanteil von insgesamt 50% angesetzt. Der

¹⁰⁵ Vgl. Interviewpartner M.

Netzanschluss wird von überregionalen Techniker-Teams übernommen.¹⁰⁶ Beim Bau der Stromtrassen ergeben sich ähnliche Kostenaufteilungen. Der Regionalanteil fällt mit 14% doppelt so hoch aus als beim Neubau eines Umspannwerkes, ist jedoch immer noch vergleichsweise gering.

Basierend auf den ermittelten Kosten und unter Berücksichtigung der Regionalanteile ergeben sich für die drei Referenzanlagen auf der HöS-Ebene die in Tabelle 13 zusammengefassten direkten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte.

Tabelle 13: Wertschöpfungseffekte durch den Ausbau des Höchstspannungsnetzes. Quelle: Eigene Darstellung.

Neubau Umspannwerk Höchstspannungsebene (330 MVA)					
	U&V Einkommen nach Steuern in €	Steuern in €	Löhne/Gehälter (netto) in €	Gesamte Wertschöpfung S-H in €	Personenjahre
Bau und Montage (inkl. Erschließung)	17.409	13.807	72.218	103.433	3,9
Planung und Genehmigungen	129.893	86.333	350.670	566.895	12
Ausgleichsmaßnahmen	90.983	55.994	248.500	395.477	11
Summe	238.284	156.134	671.388	1.065.805	26,9
Stromtrasse (380kV-Freileitung)					
Bau und Montage	1.886	1.496	7.824	11.205	0,4
Planung und Genehmigungen	6.495	4.317	17.533	28.345	0,6
Ausgleichsmaßnahmen	4.549	2.800	12.425	19.774	0,6
Summe	12.930	8.612	31.175	59.324	1,6
Stromtrasse (380kV-Freileitung mit Mitnahme 110kV)					

¹⁰⁶ Vgl. Interviewpartner M.

Bau und Montage (inkl. Erschließung)	3.337	2.646	13.842	19.825	0,8
Planung und Genehmigungen	6.495	4.317	17.533	28.345	0,6
Ausgleichsmaßnahmen	4.549	2.800	12.425	19.774	0,6
Summe	14.380	9.763	43.800	67.943	1,9

Die gesamte direkte Wertschöpfung durch den Neubau eines Umspannwerkes der *TenneT TSO GmbH* beträgt etwa 1.065.805 €. Diese teilt sich zu 63% auf Lohnneinkommen, 22% auf U&V Einkommen und 15% auf Steuereinnahmen auf. Das Verhältnis von direkter Wertschöpfung zu regionalen Investitionskosten ist 30%. Die Beschäftigungswirkung beträgt 26,9 Personenjahre. Vor allem die hohen Kosten für die Planung und Genehmigungen erzeugen Beschäftigung. Dabei erstellen lokale Umwelt- und Naturschutzplaner in größerem Umfang Gutachten für die Netzbetreiber.¹⁰⁷ Die restliche Wertschöpfung und Beschäftigung entsteht überwiegend durch Baumaßnahmen: Zum einen direkt durch den Bau des Umspannwerkes, zum anderen durch Ausgleichsmaßnahmen. Letztere bestehen entweder aus dem Kauf von Punkten von einem Ökokonto oder aber aus direkten Baumaßnahmen wie die Schaffung von Ausgleichsflächen. Durch den Ausbau eines Kilometers Stromtrasse (380 kV) entsteht 59.324 € direkte Wertschöpfung sowie ein Beschäftigungseffekt von 1,6 Personenjahren. Unter Berücksichtigung der Mitnahme der Hochspannungsleitung ergeben sich proportional zu den höheren Kosten für den Bau und die Montage etwas höhere Effekte.

4.2 Indirekte Effekte

Die indirekten Wertschöpfungseffekte resultieren aus dem Einkauf von Vorleistungen in Schleswig-Holstein. Die Unternehmen, die die im vorigen Abschnitt 4.1 ermittelte direkte Wertschöpfung erzeugen, kaufen von regionalen Unternehmen Vorleistungen ein, die ebenso Wertschöpfung erzeugen. Diese Vorleistungseffekte wurden mithilfe einer regionalen Input-

¹⁰⁷ Vgl. Interviewpartner M.

Output Rechnung berücksichtigt. Die Vorleistungsnachfrage ergibt sich dabei aus dem Produktionswert abzüglich der in Kapitel 4.1 bestimmten direkten Wertschöpfung und der Abschreibungen und wird für jede Kostenposition der Referenzanlagen ermittelt. Würde beispielsweise die „Planung“ einer Windenergieanlage 50 € kosten und eine direkte Wertschöpfung von 10 € und Abschreibungen von 5€ ermittelt, so ergäbe sich eine Vorleistungsnachfrage von 35 €. Anschließend wird von diesen 35 € dann mittels eines Handelskoeffizienten der Anteil bestimmt, der in Schleswig-Holstein und nicht außerhalb des Landes eingekauft wird. Dieser Anteil ergibt dann die schleswig-holsteinische Vorleistungsnachfrage, auf deren Basis die indirekte Wertschöpfung mit einer I-O Rechnung bestimmt wird.

Für die verschiedenen Referenzanlagen ergeben sich sehr unterschiedliche indirekte Effekte. Dies liegt vor allem daran, dass die verschiedenen Technologien in unterschiedlichen Sektoren der I-O Tabelle Vorleistungen einkaufen und diese Sektoren wiederum unterschiedliche Wertschöpfung und Beschäftigung erzeugen. Des Weiteren hängt die Höhe der indirekten Effekte von der Höhe der zuvor ermittelten direkten Wertschöpfung ab. Ist der Anteil der direkten Wertschöpfung an den Gesamtkosten einer Anlage gering, so werden viele Vorleistungen eingekauft und die indirekten Effekte fallen höher aus.

Für den Bau einer Windenergieanlage entsteht insgesamt eine indirekte Wertschöpfung von 254.489 € je Anlage sowie indirekte Beschäftigung von 5,6 Personenjahren. Damit fällt die Beschäftigungswirkung in den vorleistenden Industrien sogar knapp höher aus als bei den direkt mit dem Bau beauftragten Unternehmen. Dies ist bei allen anderen Referenzanlagen nicht der Fall und liegt insbesondere daran, dass die direkten Beschäftigungseffekte beim Bau einer Windenergieanlage gemessen an den regionalen Investitionskosten geringer ausfallen als bei den anderen Referenzanlagen.¹⁰⁸ Für die Biogasanlage ergeben sich indirekte Wertschöpfungseffekte von etwa 29.488 € sowie 0,70 Personenjahren. Das Verhältnis von direkten zu indirekten Effekten ist demnach deutlich geringer als bei der WEA. Gleiches gilt auch für die PV-Klein- und Großanlage, für die sich indirekte Effekte

¹⁰⁸ Die WEA hat 1,3 Mio. € Investitionskosten und bringt 5,3 Personenjahre. Der Neubau eines Umspannwerkes (50-60MVA) kostet 1 Mio. € und bringt hingegen 8,5 Personenjahre. Die Biogasanlage hat 233.000€ regionale Investitionskosten und erzeugt Beschäftigung von 1,96 Personenjahren.

von 567 € (klein) und 6.461 € (groß) sowie Beschäftigung von 0,014 und 0,16 Personenjahren ergeben. Ähnlich wie der Ausbau der Windenergie generiert auch der Ausbau des Stromnetzes relevante indirekte Wertschöpfungseffekte in Schleswig-Holstein. Der Neubau eines Umspannwerkes für das MN-Netz bringt zusätzliche 181.219 € sowie 3,9 Personenjahre. Aufgrund der hohen Vorleistungsnachfrage des Bausektors wird bei der Verlegung des 20kV Erdkabels fast genauso viel indirekte wie direkte Wertschöpfung geschaffen. Gleiches gilt für den Neubau der Stromtrassen durch die *TenneT TSO GmbH* auf der HS-Ebene. Der Neubau eines großen Umspannwerkes auf dieser Ebene erzeugt 667.918 € indirekte Wertschöpfung und zusätzliche Beschäftigung von 15 Personenjahren. Die Ergebnisse für alle Referenzanlagen sind in Tabelle 14 zusammengefasst, in der auch die direkten Effekte zum Vergleich erneut mit aufgeführt sind.¹⁰⁹

Tabelle 14: Direkte und indirekte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der Bauphase

	Windenergieanlage (3,1 MW _{el})		
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in €	82.671	109.777	192.447
Löhne und Gehälter (netto) in €	137.801	101.894	239.694
Steuern in €	39.721	42.819	82.540
Gesamt	260.192	254.489	514.681
Personenjahre	5,3	5,6	10,9
	Biogasanlage (100% Gülle, 75kW _{el})		
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in €	21.381	12.005	33.385
Löhne und Gehälter (netto) in €	42.910	12.616	55.526
Steuern in €	11.277	4.868	16.145
Gesamt	75.568	29.488	105.056
Personenjahre	1,96	0,70	2,67
	PV-Kleinanlage (6,27kW _{el})		
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in €	413	238	651
Löhne und Gehälter (netto) in €	1.832	234	2.066
Steuern in €	344	95	439
Gesamt	2.589	567	3.156
Personenjahre	0,086	0,014	0,10

¹⁰⁹ In der Tabelle sind exemplarisch nur die 100% Gülle Biogasanlage sowie die Trasse (380kV) ohne Mitnahme 110kV aufgeführt. Leicht erhöhte, aber im Verhältnis analoge Ergebnisse ergeben sich für die 80/20 Biogasanlage und für die Trasse mit Mitnahme.

	PV-Großanlage (80,65kW _{el})		
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in €	6.466	2.643	9.109
Löhne und Gehälter (netto) in €	23.955	2.750	26.704
Steuern in €	4.795	1.068	5.863
Gesamt	35.215	6.461	41.676
Personenjahre	1,13	0,16	1,28
	<i>S-H Netz: Neubau Umspannwerk (50–60MVA)</i>		
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in €	70.147	76.731	146.879
Löhne und Gehälter (netto) in €	194.677	74.184	268.862
Steuern in €	37.872	30.303	70.720
Gesamt	302.696	181.219	483.915
Personenjahre	8,5	3,9	12,4
	<i>S-H Netz: Erweiterung Umspannwerk (50–60MVA)</i>		
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in €	14.268	25.059	39.326
Löhne und Gehälter (netto) in €	58.881	24.634	83.515
Steuern in €	11.415	10.779	22.194
Gesamt	84.564	60.471	145.036
Personenjahre	3,0	1,4	4,4
	<i>S-H Netz: Mittelspannungserdkabel je km (20kV)</i>		
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in €	2.021	3.361	5.381
Löhne und Gehälter (netto) in €	7.377	3.025	10.402
Steuern in €	1.488	1.299	2.787
Gesamt	10.885	7.685	18.570
Personenjahre	0,4	0,2	0,6
	<i>TenneT: Neubau Umspannwerk (330MVA)</i>		
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in €	238.284	296.882	535.166
Löhne und Gehälter (netto) in €	671.388	257.513	928.900
Steuern in €	156.134	113.523	269.656
Gesamt	1.065.805	667.918	1.733.723
Personenjahre	27	15	42
	<i>TenneT: Stromtrasse (380kV-Freileitung)</i>		
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in €	12.930	17.566	30.496
Löhne und Gehälter (netto) in €	37.782	14.980	52.763
Steuern in €	8.612	6.685	15.297
Gesamt	59.324	39.231	98.555
Personenjahre	1,6	0,9	2,5

5 Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der Nutzungsphase

Im Folgenden werden die direkten und indirekten Effekte für die Nutzungsphase berechnet. Die Referenzanlagen sind analog zur Bauphase. Hauptunterschied ist jedoch, dass zusätzlich zur Wertschöpfung und Beschäftigung auf den einzelnen Kostenpositionen noch die Einkommen durch den Betrieb der Anlagen berechnet werden. Des Weiteren werden keine Effekte für den Betrieb des Stromnetzes berechnet, da dieses ohnehin betrieben werden muss und nur schwer abzuschätzen ist, welche zusätzliche Beschäftigung für den Betrieb aufgrund des Ausbaus der EE benötigt wird.

5.1 Direkte Effekte

Die Methodik zur Ermittlung der direkten Wertschöpfung anhand der wertschöpfenden Kostenpositionen in der Betriebsphase ist mit der Vorgehensweise in der Bauphase identisch. Einzige Ausnahmen stellen die Ermittlung der Betreiberinkommen und Zinseinkommen dar. Erstere wurden unter Annahme aktueller, durchschnittlicher EEG-Einspeisevergütungen abzüglich der in diesem Kapitel ermittelten Betriebskosten berechnet. Das Vorgehen zur Berechnung der Zinseinkommen wurde in Abschnitt 2.2 erläutert. Für die Berechnungen in der Nutzungsphase wird von einer Anlagenlaufzeit von 20 Jahren für jede Technologie ausgegangen.

5.1.1 Windenergieanlage

Eine WEA zu betreiben kostet jährlich etwa 550.000 €. Fast zwei Drittel der Kosten entfallen dabei auf die jährlichen Abschreibungen der Investitionskosten, die Fremdkapitalkosten und die Rücklagen für den Rückbau der Anlage. Somit machen die reinen Betriebskosten nur etwa 200.000 € aus. Von den Gesamtkosten verbleiben 84% in Schleswig-Holstein, also deutlich mehr als in der Bauphase. Die jährlichen spezifischen Betriebskosten und deren Regionalanteile während der Nutzungsphase einer WEA sind in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Jährliche Betriebskosten während der Nutzungsphase einer WEA in Schleswig-Holstein

Kostenpositionen	Kosten in € p.a.	Kosten in €/kW _{el} p.a.	Regionalanteil	Kosten S-H in € p.a.
Wartung und Instandhaltung	109.629	35,2	100%	109.629
Versicherung, Beiträge	8.856	2,8	5%	443
Strombezug	5.202	1,7	100%	5.202
Pacht	44.763	14,4	100%	44.763
Geschäftsführung	24.555	7,9	95%	23.325
Fremdkapitalzinsen	95.297	30,6	(50%)	19.035
Sonstige Kosten	15.260	4,9	100%	15.260
Abschreibungen	243.624	78,1	100%	243.624
Rücklagen Rückbau	6.934	2,2	100%	6.934
Betreibergesellschaft	–	–	100%	–
Gesamt	554.120	177,7	84%	468.169

Die Kostenposition *Wartung und Instandhaltung* erfasst alle Arbeiten, die nach Inbetriebnahme der Anlage anfallen. Diese beinhalten auch Reparaturmaßnahmen und gegebenenfalls Komponentenaustausch. Es wird davon ausgegangen, dass die Referenzanlage einem sogenannten Vollwartungskonzept unterliegt, bei dem der Hersteller eine Gewährleistung über die technische Verfügbarkeit der Anlage gibt, welche über den üblichen Garantiezeitraum von zwei Jahren hinaus gilt. Die Laufzeit des Vollwartungskonzeptes beträgt zwischen 10 und 15 Jahren. Danach findet ein aufwandsbezogener Service statt, der entweder weiterhin vom Hersteller oder durch ein unabhängiges Wartungsunternehmen ausgeführt wird.¹¹⁰ Aus den Interviews geht hervor, dass alle Hersteller regionale Wartungs- und Service-Teams besitzen, sodass hier ein Regionalanteil von 100% angenommen werden kann.

Die Versicherungskosten beziehen sich im Wesentlichen auf die Haftpflicht- und Umwelthaftungsversicherung sowie die Maschinenbetriebsunterbrechungsversicherung.¹¹¹ Weitere Risiken werden durch den bereits beschriebenen Vollwartungsvertrag und somit

¹¹⁰ Vgl. Rehfeldt et al. (2013), S.31.

¹¹¹ Vgl. Schleswig-Holsteinischer Buchführungsverband Heide (2013).

durch den Hersteller abgedeckt. Zudem werden auf dieser Kostenposition noch die Mitgliedsbeiträge für Verbände und Institutionen mitberücksichtigt. Da es keine Anhaltspunkte für ein besonders regionales Aufkommen von Windenergieversicherungen gibt und die Gewinne in Versicherungskonzernen anfallen, die ihren Sitz nicht im Land haben, wird hier ein Regionalanteil von 5% angenommen.

Die Kosten des Strombezugs der Anlage sind vollständig dem Netzbetreiber zuzurechnen. Für diese Position ein Regionalanteil von 100% angenommen.

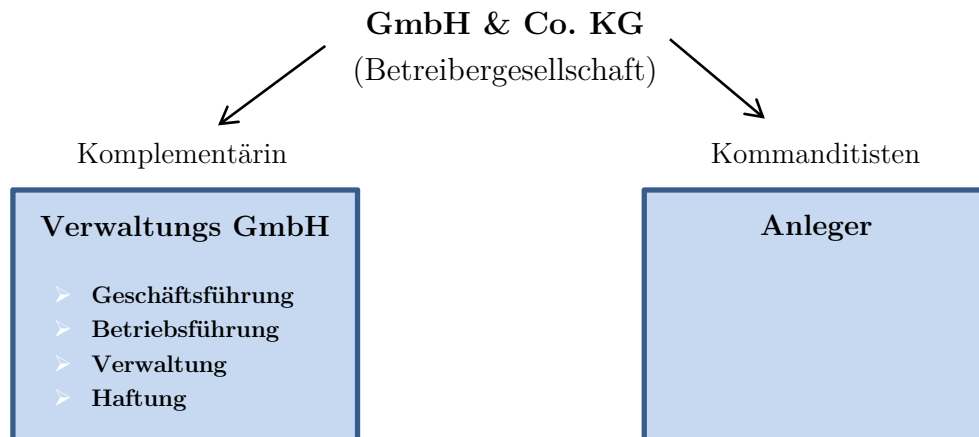
Die ermittelte Höhe der Pachtzahlungen von 44.763 € ergibt sich aus dem Durchschnitt der Verkaufsprospekte für diese Position.¹¹² Es wird von einem sogenannten Flächenpachtvertrag ausgegangen, bei dem ein Pachtvertrag für die gesamte durch die Windkraftanlage beeinträchtigte Fläche geschlossen wird. Dabei wird zunächst der komplette Flächenbedarf ermittelt, der für den Betrieb einer Anlage benötigt wird. Je nach Verhandlung werden anteilig ca. 70% des Pachterlöses unter den Landeigentümern, deren Land in dem benötigten Gebiet liegt, verteilt. Die übrigen 30% werden zusätzlich dem Eigentümer der Standortfläche sowie dem Eigentümer der Weg- und Kabelfläche gezahlt.¹¹³ Es wird davon ausgegangen, dass die Landeigentümer in Schleswig-Holstein ansässig sind und daher keine Pachteinahmen außerhalb des Landes realisiert werden. Bei der Gesellschaft, die die WEA betreibt, wird davon ausgegangen, dass es sich um eine Personengesellschaft in Form einer GmbH & Co. KG handelt. Abbildung 5 zeigt den grundsätzlichen Aufbau einer Windenergiebetreibergesellschaft. Die Geschäftsführung ist meist Teil einer übergeordneten GmbH (hier Verwaltungs-GmbH), von der aus eine Delegationsbeziehung zu allen anderen Organen der GmbH & Co. KG ausgeht. Sie haftet als Komplementärin der Kommanditgesellschaft mit ihrem vollen Gesellschaftsvermögen und verfügt in der Regel über keine Anteile an der Betreibergesellschaft. Es wird angenommen, dass die Geschäftsführung für die kaufmännische und technische Betriebsführung verantwortlich ist. Daher fließen diese beiden Bestandteile in die Kostenposition Geschäftsführung mit ein. Im Rahmen des Vollwartungskonzeptes sind die

¹¹² Es sei darauf hingewiesen, dass oft auch deutlich höhere Pachten gezahlt werden, hier aber von den konservativeren Annahmen in den Verkaufsprospekten ausgegangen wird.

¹¹³ Vgl. Eggert et al. (2013).

Hersteller mit der technischen Betriebsführung durch die Geschäftsführung beauftragt. Die kaufmännische Betriebsführung wird in der Regel von der der Geschäftsführung

Abbildung 5: Aufbau einer Windenergiebetreibergesellschaft. Quelle: Eigene Darstellung.



zugehörigen Gesellschaft übernommen. Da angenommen wird, dass der zukünftige Anlagenzubau in Schleswig-Holstein überwiegend aus Windenergieanlagen mit Bürgerbeteiligung bestehen wird, befindet sich der Sitz der Gesellschaft in unmittelbarer Nähe des Anlagenstandortes. Daher wird auf dieser Position ein Regionalanteil von 100% angenommen. Zur Erläuterung des Aufbaus eines „Bürgerwindparks“ befindet sich ein Exkurs in Anhang C.

Fremdkapitalzinsen stellen die Kosten des durch Banken finanzierten Anteils der Investition dar. Da sich die eigentliche Wertschöpfung, bestehend aus Zinsen und Bankleistungen, über den Finanzierungszeitraum verteilt, werden die direkten Effekte aus der Finanzierung ausschließlich in der Nutzungsphase betrachtet. Aus den Interviews geht hervor, dass der Anteil der Fremdfinanzierung je nach Projektstandort zwischen 80 und 90% des Gesamtinvestitionsvolumens liegt. Als Finanzierungsmittel werden kurz- und langfristige Bankdarlehen verwendet. Bei der Laufzeit der Darlehen wird von einem Zeitraum von durchschnittlich 15 Jahren ausgegangen. Dieser Wert kann jedoch nur als ein Richtwert verstanden werden, da die Finanzierung stets projektspezifisch aufgestellt wird und der Finanzierungszeitraum je nach Liquiditätsanforderungen variieren kann. Da der Kreditzins einer Bandbreite unterliegt, wurden anstelle einer Zinsannahme die durchschnittlichen

Fremdkapitalkosten aus den Verkaufsprospekten ermittelt. Bei größeren Investitionskosten bilden regionale Banken mit weiteren regionalen und überregionalen Banken Konsortien, um das nachgefragte Kreditvolumen aufbringen zu können.¹¹⁴ Da zu den Konsortialpartnern auch nicht in Schleswig-Holstein ansässige Banken gehören und darüber hinaus auch Banken außerhalb des Landes Windenergieprojekte finanzieren, wird auf dieser Kostenposition ein Regionalanteil von 50% angenommen. Dabei ist zu beachten, dass sich dieser Regionalanteil nur auf die in den Fremdkapitalzinsen enthaltenen Bankleistungen bezieht (FISIM). Der Rest der insgesamt 95.297 € Fremdkapitalkosten, der nicht FISIM darstellt, fließt als Zinseinkommen der Wertschöpfungskomponente U&V Einkommen zu.

Wie bereits in der Bauphase finden sich in der Kostenposition *Sonstiges* Aufwendungen und Kosten wieder, deren jeweilige Anteile an der Gesamtwertschöpfung zu gering wären, um sie in separaten Positionen aufzuführen. Dazu gehört unter anderem die Haftungsvergütung der Geschäftsführung der Komplementärin. Diese beläuft sich in vielen Fällen auf zehn Prozent der Stammeinlage der GmbH. Außerdem finden sich auf dieser Position die Kosten für den Jahresabschluss, die Büroausstattung sowie Avalentgelte zur Absicherung von Rückbaubürgschaften wieder.

Der Gesetzgeber verpflichtet den Bauherren im Rahmen der Erteilung einer Anlagenbaugenehmigung nach § 35 Abs. 1 Nr. 2 bis 6 BauGB Rücklagen für den Anlagenrückbau zu bilden. Der Nachweis dieser Rücklagen ist vor Baubeginn zu erbringen und wird daher zunächst durch eine Bankbürgschaft besichert. Daraufhin werden jährliche Rückstellungen während der Anlagenbetriebsphase gebildet. Die Höhe der Rückstellungen beträgt grundsätzlich 4% der Anlagenherstellungskosten oder 10% der Rohbaukosten, wobei die genaue Höhe jedoch vom MELUR festgelegt wird.¹¹⁵

Die Position *Abschreibungen* fließt nicht mit in die Ermittlung der Wertschöpfung ein, sondern stellt ausschließlich Aufwand dar, der in der Betriebsphase von der jährlichen Gewinnermittlung abzuziehen ist. Die Aufwendungen für Abschreibungen werden ausschließlich zur Bedienung des Kapitaldienstes (Darlehenstilgung) verwendet. Nach der amtlichen Abschreibungstabelle des Bundesministeriums für Finanzen beträgt die lineare

¹¹⁴ Vgl. Interviewpartner G.

¹¹⁵ Vgl. MELUR (2014).

Abschreibungsdauer für Windenergieanlagen 16 Jahre. Sonderabschreibungsmöglichkeiten werden nicht berücksichtigt.

Die aus den Daten ermittelten Kosten der einzelnen Positionen sind mit den Ergebnissen von Rehfeldt et al. (2013) konsistent. Nach Rehfeldt et al. (2013) ist seit 14 Jahren ein leichter Rückgang der Anlagenbetriebskosten zu beobachten. Besonders auffällig ist dabei der Rückgang bei den Kosten für Versicherungen und Sonstiges. Dies ist einerseits auf die Lernkurveneffekte im Planungsprozess sowie andererseits auf die Erfahrungswerte über Verschleiß und Schadensrisiken während des Anlagenbetriebs zurückzuführen. Eine gegenläufige Entwicklung ist hingegen bei den Kosten für Wartung und Instandhaltung zu beobachten. Demnach treten hier trotz steigender Anlagengröße keine Skaleneffekte auf. Begründet wird dies durch den mit steigender Anlagengröße höheren Personal- und Materialaufwand.¹¹⁶

Anhand der oben aufgeführten Kosten und ihrer Regionalanteile werden analog zur Bauphase die direkten Wertschöpfungseffekte berechnet. Bei der Ermittlung der U&V Einkommen müssen nun zusätzlich auch die Betreibereinkommen berücksichtigt werden, die einen wesentlichen Anteil der Wertschöpfung während der Nutzungsphase ausmachen. Insgesamt beläuft sich die direkte Wertschöpfung auf jährlich 314.019 € je Anlage. Diese besteht zu etwa 74% aus U&V Einkommen nach Steuern, 18% aus Steuereinnahmen und 8% aus Löhnen und Gehältern. Schließlich werden durch den Betrieb einer WEA 0,84 Personen beschäftigt. Die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der Nutzungsphase sind in Tabelle 16 zusammengefasst.

Tabelle 16: Direkte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte während des Betriebs einer WEA in Schleswig-Holstein (3,1 MW_{el})

Kostenpositionen	U&V Einkommen nach Steuern in € p.a.	Steuern in € p.a.	Löhne/Gehälter nach Steuern in € p.a.	Gesamte Wertschöpfung in € p.a.	Personen
Wartung und Instandhaltung	3.345	3.060	16.556	22.961	0,56
Versicherung, Beiträge	27	9	11	47	0,00

¹¹⁶ Vgl. Interviewpartner E.

Strombezug	230	74	95	399	0,00
Pacht	36.169	4.941	–	41.110	–
Geschäftsführung	596	617	3.849	5.062	0,09
Fremdkapitalzinsen (davon FISIM)	50.139 (1.365)	9.191 (739)	– (2.832)	62.162	0,07
Sonstiges	945	592	2.680	4.217	0,11
Abschreibungen	–	–	–	–	–
Rücklagen Rückbau	–	–	–	–	–
Betreibergesellschaft	140.775	37.286	–	178.061	–
Gesamt	232.226	55.770	26.024	314.019	0,84

In der Betriebsphase muss zwischen mehreren Arten von U&V Einkommen unterschieden werden. Erstens Gewinne, die seitens der Unternehmen durch Dienstleistungen wie Wartung und Service oder Versicherungen nach Abzug der bei ihnen anfallenden Kosten entstehen. Zweitens Einkommen, die sich für die Betreibergesellschaft nach Abzug der Betriebskosten aus dem Anlagenbetrieb ergeben. Drittens Einkommen der Landeigentümer in Form von Pachteinahmen. Den Einkommen aus Pachten steht kein realer Aufwand gegenüber. Damit entstehen nur Opportunitätskosten einer alternativen Verwendung des Bodens, weshalb auf dieser Position eine Umsatzrendite von 100% angenommen wird. Viertens Zinseinkommen, das im Inland entsteht und sich nach Abzug des FISIM-Anteils von den gesamten Fremdkapitalkosten ergibt. Durch den Betrieb einer Anlage entstehen jährliche U&V Einkommen nach Steuern von 232.226 €. Mit gut 60% wird der größte Teil dieser U&V Einkommen durch Betreibereinkommen erzielt. Der Rest der Einkommen entsteht vor allem durch Fremdkapitalzinsen (inklusive FISIM) und Pachteinahmen.

Bei der Betreibergesellschaft wird angenommen, dass es sich um eine Personengesellschaft in Form einer GmbH & Co. KG handelt, die ihre Gewinne an ihre Gesellschafter ausschüttet. Dabei wird zunächst durch Multiplikation der eingespeisten Kilowattstunden mit dem zugrundeliegenden Einspeisetarif abzüglich der jährlichen Betriebskosten das U&V Einkommen vor Steuern ermittelt. Nach Abzug der Einkommensteuer ergibt sich schließlich

das Betreibereinkommen nach Steuern. Die Wertschöpfung durch Betreibereinkommen in der Betriebsphase der Anlagen hängt in erster Linie von der Anlagenlaufzeit, den jährlich eingespeisten Kilowattstunden sowie den Einspeisevergütungen je kWh p.a. ab. Es wird dabei eine aus den Interviews hervorgehende Anlagennutzungsdauer von 20 Jahren zugrunde gelegt. Die an den Referenzstandorten angenommenen Kilowattstunden der Referenzanlage belaufen sich auf einen durchschnittlichen Ertrag von 10,7 Mio. kWh p.a. für einen sehr guten, 9,07 Mio. kWh p.a. für einen guten und 7,8 Mio. kWh p.a. für einen mittelmäßigen Standort.¹¹⁷

Um einen Einspeisetarif zu wählen, der möglichst realitätsnah die tatsächliche Einspeisevergütung abbildet und damit die erhöhte Anfangsvergütung sowie Zusatzvergütungen wie Systemdienstleistungsbonus und Repoweringbonus¹¹⁸ anteilig berücksichtigt, wurde ein durchschnittlicher Einspeisetarif von 8,9 Cent¹¹⁹ für Anlagen auf mittelmäßigen Standorten angenommen. Da die erhöhte Anfangsvergütung aufgrund des höheren Ertrags auf sehr guten und guten Standorten nur über einen kürzeren Zeitraum gewährt wird, wurden für diese Standorte durchschnittliche Einspeisetarife von 7,4 bzw. 8,3 Cent je Kilowattstunde angenommen. Um den durchschnittlichen Jahresertrag der Referenzanlage zu bestimmen, ist ein aus drei typischen schleswig-holsteinischen Windstandorten gewichteter Jahresertrag ermittelt worden, wodurch die unterschiedliche Qualität von Windstandorten berücksichtigt wird. Die Gewichtung dieser drei Standorte erfolgt dabei im Verhältnis zu den neuen Windeignungsflächen, die mit der Teilfortschreibung des Regionalplans 2012 ausgewiesen worden sind.¹²⁰ Der sich aus den drei Standorten ergebende gewichtete Ertrag der Referenzanlage beträgt somit 8.670.810 kWh pro Jahr und wird mit durchschnittlich 8,46 Cent pro kWh vergütet.

¹¹⁷ Die Erträge des sehr guten und guten Standortes beruhen auf Berechnungen von Interviewpartner A.

¹¹⁸ Die erhöhte Anfangsvergütung in Höhe von 8,93 Cent pro Kilowattstunde wird nach § 29 EEG 2012 in den ersten fünf Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage gezahlt. In Abhängigkeit des tatsächlichen Ertrags der ersten fünf Jahre verlängert sich die erhöhte Anfangsvergütung bis maximal zum Ende der Nutzungsdauer nach 20 Jahren. Für Windenergieanlagen die im Rahmen eines Repowering-Verfahrens leistungsschwache Anlagen ersetzen erhöht sich nach §30 EEG 2012 die zusätzliche Anfangsvergütung um 0,5 Cent. Der so genannte Systemdienstleistungsbonus vergütet die technische Möglichkeit der Einspeisesteuerung durch den Netzbetreiber. Sie dient zur Überwachung der Ist-Einspeisung und somit der Netzstabilität.

¹¹⁹ Dieser Wert entspricht dem durchschnittlichen Einspeisetarif aus den ausgewerteten Verkaufsprospekten auf Basis des EEG 2012.

¹²⁰ Vgl. Staatskanzlei Schleswig-Holstein, Landesplanungsamt (2012).

Auf dieser Grundlage wird ein Betreibereinkommen von 140.775 € ermittelt. Die Pachteinahmen betragen 36.169 € je Anlage. Die Lohn- und Gehaltseinkommen der restlichen Positionen folgen der gleichen Verteilung, die auch schon bei den U&V Einkommen zu beobachten war. Außerdem entstehen Steuereinnahmen in Höhe von 55.770 € im Jahr, die vor allem aus den Gewerbe- und Einkommensteuerzahlungen der Betreiber resultieren.

Die aus dem Anlagenbetrieb entstehende Beschäftigung beträgt 0,84 Personen. Dabei wurde auf jeder wertschöpfenden Kostenposition die Zahl der Personen berechnet, die durchschnittlich für den Betrieb einer Anlage benötigt werden. Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass der überwiegende Teil der Beschäftigung aus der Kostenposition *Wartung und Instandhaltung* hervorgeht. Mit 0,56 Beschäftigten je Anlage kommt also etwa ein Beschäftigter auf zwei WEA der Referenzanlagenklasse. Dieser Wert wurde im Interview mit Partner E bestätigt. Da die Kostenposition *Geschäftsführung* sowohl die kaufmännische als auch die technische Betriebsführung umfasst, ergibt sich auf dieser Position eine Beschäftigungswirkung von einem Geschäftsführer auf 11 Anlagen. Auf der Position *Fremdkapitalzinsen* (also Banken) entsteht ausschließlich durch den FISIM Anteil Beschäftigung. Dieser kann insbesondere Dienstleistungen der Abteilung „Marktfolge“, die mit dem Risiko- und Liquiditätsmonitoring während des Finanzierungszeitraumes beschäftigt ist, umfassen. Die Bankmitarbeiter, die im Vorfeld mit der Kreditvergabe betraut sind, finden sich wie in Abschnitt 4.1.1 erwähnt in der Kostenposition *Sonstiges* der Bauphase wieder. Durch die Banken entsteht während der Nutzungsphase Beschäftigung von 0,07 Personen, sodass durch 14 Anlagen im Jahresdurchschnitt ein Mitarbeiter beschäftigt ist.

5.1.2 Biogasanlagen

Die direkten Wertschöpfungseffekte während der Betriebsphase von Biogasanlagen beinhalten neben den Unternehmensgewinnen, Löhnen und Gehältern nach Steuern und Steuerzahlungen je Kostenposition vor allem die Betreibereinkommen des Landwirtes. Diese hängen wiederum unmittelbar von den jährlichen Betriebskosten der zwei Referenzanlagen

ab, welche sich im Wesentlichen in den Substratkosten unterscheiden. Die Betriebskosten beider Anlagentypen sind in Tabelle 17 zusammengefasst.

Tabelle 17: Betriebskosten und Regionalanteile der 75kW_{el} Biogas-Referenzanlagen

	100% Gülle Biogasanlage (75kW _{el})		80/20 Biogasanlage (75kW _{el})		Regionalanteil S-H
	Kosten in € p.a.	Kosten in €/kW _{el} p.a.	Kosten in € p.a.	Kosten in €/kW _{el} p.a.	
Substratverbrauch	14.412	192	25.296	337	–
Wartung/Reparaturen	19.866	265	22.080	294	50%
Lohn- und Arbeitskosten	10.778	144	10.778	144	100%
Versicherung	4.000	53	4.000	53	5%
Betriebsstoffe (Eigenstrombedarf, Zündöl)	14.063	188	14.465	193	100%
Fremdkapitalzinsen	8.067	108	10.655	142	(50%)
Abschreibungen	47.856	638	56.328	751	–
Summe	119.042	1.587	143.602	1.915	72%

Insgesamt belaufen sich die Betriebskosten für die Güllekleinanlage auf 119.042 € (1.587 €/kW_{el}) und die mit 20% nachwachsenden Rohstoffen betriebene Anlage auf 143.602 € (1.915 €/kW_{el}) im Jahr. Den größten Teil der jährlichen Kosten stellen die Abschreibungen¹²¹ und Substratbereitstellung dar, gefolgt von den Wartung- und Reparaturarbeiten, Betriebsstoffen und Lohn- und Arbeitskosten. Die Hauptkostenunterschiede zwischen den zwei Anlagen bestehen in der Substratbereitstellung und den Abschreibungen, letztere infolge der unterschiedlichen Investitionskosten.

¹²¹ Es wird eine lineare Abschreibung der Anlage angenommen.

Die Substratkosten für die Gülleanlage werden mit durchschnittlichen 2 € je Tonne Gülle angesetzt¹²², da oft auch Gülle von Nachbarhöfen verwendet wird, sollte der eigene Viehbestand nicht ausreichen, um die benötigten 11.324 Tonnen im Jahr für den Betrieb bereitzustellen.¹²³ Bei der 80/20-Anlage hingegen wird neben 5.309 Tonnen Gülle und 300 Tonnen Rindermist aus dem eigenen Viehbetrieb von einem zusätzlichen Maissilagebedarf von 744 Tonnen im Jahr ausgegangen.¹²⁴ Für den Mais wird ein Preis von 34 € je Tonne angesetzt. Hierbei muss beachtet werden, dass der Maispreis eine hohe Varianz aufweist und über die letzten Jahre stetig gestiegen ist.¹²⁵ Ab einem Preis von ca. 35 € je Tonne wird es nach unseren modellhaften Berechnungen grundsätzlich schwer, eine Biogasanlage rentabel zu betreiben.¹²⁶ Landwirte können also „[...] nur sehr bedingt hohe Maispreise bezahlen, ohne an die Substanz zu gehen“.¹²⁷

Es wird davon ausgegangen, dass durch die Bereitstellung der Substrate keine zusätzliche Wertschöpfung geschaffen wird, sondern nur eine Substitution einer anderen landwirtschaftlichen Nutzung (Anbau Getreide) stattfindet. Dabei wirken sich die Substratkosten auf die Betreibereinkommen und somit indirekt auf die Wertschöpfung während der Betriebsphase aus. Für die Wartung der Anlagen wird lediglich von einem Regionalanteil von 50% ausgegangen, da laut Interviewaussagen viele Reparaturmaßnahmen auch vom Landwirt selbst übernommen werden.¹²⁸ Durch diese Eigenleistung entsteht keine zusätzliche Wertschöpfung, da der Landwirt andernfalls seine Zeit für andere landwirtschaftliche Tätigkeiten aufwenden würde.¹²⁹ Für gewöhnlich übernimmt eine landwirtschaftliche Hilfskraft noch kleinere Tätigkeiten für den reibungslosen Betrieb der Kleinanlage, wodurch Lohnkosten entstehen.¹³⁰

¹²² Vgl. Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein (2011), S. 28

¹²³ Es wird hier davon ausgegangen, dass ca. 7000 der 11.000t Gülle fremdbezogen werden.

¹²⁴ Vgl. Interviewpartner J.

¹²⁵ Vgl. Interviewpartner A und I.

¹²⁶ Eigene Berechnungen.

¹²⁷ Vgl. Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein (2011), S. 31.

¹²⁸ Vgl. Interviewpartner I.

¹²⁹ Es handelt sich also nicht explizit um einen Regionalanteil.

¹³⁰ Der Arbeitsaufwand beträgt in etwa 1-2 Stunden am Tag bei einem Lohn zwischen 15-20€/Stunde.

Basierend auf den oben ermittelten Betriebskosten entstehen während der Betriebsphase von Biogaskleinanlagen die in Tabelle 18 und 19 dargestellten Wertschöpfungseffekte.

Tabelle 18: Direkte Wertschöpfung während der Betriebsphase einer Biogas-Güleanlage (75 kW_{el})

	U&V Einkommen nach Steuern in € p.a.	Steuern in € p.a.	Löhne/Gehälter nach Steuern in € p.a.	Gesamte Wertschöpfung S-H in € p.a.	Personen
Wartung/Reparaturen	296	279	1.580	2.155	0,1
Lohn- und Arbeitskosten	–	746	5.952	6.698	0,48
Versicherung	12	4	5	21	0,00
Betriebsstoffe (Eigenstrombedarf, Zündöl)	468	161	262	891	0,05
Fremdkapitalzinsen (davon FISIM)	3.103 (163)	606 (96)	346	4.055	0,01
Betreiber (Landwirt)	30.744	3.964	–	34.708	–
Summe	34.623	5.760	8.144	48.528	0,63

Tabelle 19: Direkte Wertschöpfung während der Betriebsphase einer 80/20 Biogaskleinanlage (75kW_{el})

	U&V Einkommen nach Steuern in € p.a.	Steuern in € p.a.	Löhne/Gehälter nach Steuern in € p.a.	Gesamte Wertschöpfung S-H in € p.a.	Personen
Wartung/Reparaturen	329	310	1756	2.395	0,11
Lohn- und Arbeitskosten	–	746	5.952	6.698	0,48

Versicherung	12	4	5	21	0,00
Betriebsstoffe (Eigenstrombedarf, Zündöl)	482	166	270	918	0,05
Fremdkapitalzinsen (davon FISIM)	4.640 (191)	884 (113)	407	5.931	0,01
Betreiber (Landwirt)	6.292	781	–	7.073	–
Summe	11.755	2.891	8.389	23.036	0,65

Insgesamt entsteht durch den Betrieb einer Güllekleinanlage 48.528 € im Jahr an Wertschöpfung in Schleswig-Holstein. Der Großteil davon entfällt auf die Betreibereinkommen des Landwirtes nach Steuern (30.744 €/Jahr), die wie schon bei der WEA den U&V Einkommen nach Steuern zugerechnet werden. Die jährliche Einspeisevergütung wurde mit durchschnittlichen Volllaststunden von 8.200 pro Jahr und einer Vergütung von 24,5 Cent/kWh bei einer Inbetriebnahme der Anlage in 2013 berechnet.¹³¹ Beide Referenzanlagen erzielen eine gleich hohe EEG-Vergütung, da sie unter eine spezielle Vergütung für Anlagen bis 75kW_{el} mit einem Substratinput von mindestens 80 Massenprozent Gülle fallen. Die Steuereinnahmen von 5.760 € im Jahr stellen vor allem Einkommensteuerzahlungen auf die Einnahmen des Landwirtes dar (3.964 €/Jahr). Die Gewerbesteuerzahlungen für die Kommune belaufen sich lediglich auf 362 €. ¹³² Löhne und Gehälter (8.144 €/Jahr) werden überwiegend an Beschäftigte im Bereich Wartung sowie an landwirtschaftliche Hilfskräfte gezahlt (zusammen 7.532 €/Jahr). Durch den Betrieb einer 75kW_{el} Gülleanlage entsteht Beschäftigung von 0,63 Personen.

Für die Nutzungsphase einer mit 20% NawaRo betriebenen 75 kW_{el} Biogasanlage ergeben sich deutlich geringere Wertschöpfungseffekte. Grund sind die höheren Substratkosten, Abschreibungen und Wartungskosten. Aus den höheren Anfangsinvestitionskosten der 80/20 Anlage folgen höhere Kapital- und Instandhaltungskosten, welche trotz gleicher

¹³¹ Mithilfe des Vergütungsrechners des *Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) 2011*.

¹³² Unter Berücksichtigung des Steuerfreibetrages von 24.500€.

EEG-Vergütung die jährlichen Betreibereinkommen schmälern.¹³³ Die Wertschöpfung liegt mit 23.036 € im Jahr bei somit etwas weniger als die Hälfte der Wertschöpfung einer Gülleanlage. Grund sind vor allem die deutlich geringeren Betreibereinkommen des Landwirtes von nur 6.292 €/Jahr nach Steuern. Dementsprechend fallen auch die Steuerzahlungen geringer aus als bei der Gülleanlage, wohingegen die Löhne und Gehälter und damit auch die Beschäftigungswirkung in etwa gleich hoch sind, da die Anlage mit ähnlichem Aufwand betrieben werden muss.

Die errechneten Betreibereinkommen beider Anlagen von 30.744 €/Jahr und 6.292 €/Jahr können nach einem Vergleich mit Wirtschaftlichkeitsanalysen äquivalenter Beispielanlagen als realistisch erachtet werden. Mit NawaRo betriebene Anlagen könnten jedoch aufgrund des schwankenden Maissilagepreises durchaus auch Verluste einbringen.¹³⁴

5.1.3 Photovoltaikanlagen

Die jährlichen Betriebskosten in € je installiertem kW fallen bei PV-Anlagen - genau wie bei der Windenergie - im Vergleich zu Biogasanlagen deutlich geringer aus. Diese belaufen sich inklusive Finanzierungskosten bei Kleinanlagen auf etwa 215 € je kW_{el} und 223 € je kW_{el} bei Großanlagen. Eine genaue Kostenaufteilung zeigt Tabelle 20.

Tabelle 20: Jährliche Betriebskosten von PV-Klein- und Großanlagen

	PV-Kleinanlage (6,27kW _{peak})		PV-Großanlage (80,65 kW _{peak})		Regionalanteil S-H
	Kosten in € p.a.	Kosten in €/kW _{peak} p.a.	Kosten in € p.a.	Kosten in €/kW _{peak} p.a.	
Wartung und Instandhaltung	168	27	1.613	20	100%
Versicherung	34	6	323	4	5%
Geschäftsführung/Betrie bspersonal	–	–	645	8	100%

¹³³ Vgl. Arndt (2012), S. 10

¹³⁴ Vgl. Matthias (2011), S. 6.

Pachtzahlungen	–	–	484	6	100%
Zählermiete	35	6	65	1	100%
Steuerberatung	38	6	403	5	100%
Gebühren (Strombezug, Nachrüstungs Vorschriften)	100	16	500	6	100%
Finanzierung	413	66	7.062	88	(50%)
Abschreibungen	561	89	6.855	85	100%
Summe	1.350	215	17.949	223	84% (klein) bzw. 78% (groß)

Der Großteil der reinen Betriebskosten¹³⁵ entfällt auf die Wartung und Instandhaltung sowie Gebühren. Oft wird ein Wartungsvertrag mit dem Hersteller abgeschlossen, der Leistungen von Fernmonitoring, Sichtkontrolle der Module, Kontrolle des Wechselrichters bis hin zu Reinigungsarbeiten auf dem Dach umfasst. In den Instandhaltungskosten sind auch kleinere Reparaturmaßnahmen enthalten, die über die Zeit anfallen. Die Gebühren der Netzbetreiber und Stadtwerke sind in den letzten Jahren stark gestiegen.¹³⁶ Eine Versicherung wird in der Regel abgeschlossen, um die PV-Anlagen gegen Hagel, Blitzschlag und möglichen Ertragsausfall abzusichern.¹³⁷ Im Gegensatz zur Kleinanlage fallen bei der Großanlage noch zusätzliche Kosten für die Geschäftsführung und Pacht an. Die Pacht wurde mit durchschnittlich 2 € je m² angesetzt¹³⁸ und mittels Daten des Interviewpartners K auf Kosten je installiertem kW_{el} umgerechnet.¹³⁹

¹³⁵ Ohne Finanzierungskosten und Abschreibungen.

¹³⁶ Vgl. Interviewpartner A.

¹³⁷ Vgl. Hoppenbrock und Albrecht (2010), S. 54.

¹³⁸ Vgl. Interviewpartner A.

¹³⁹ Die ermittelten 6€ je kW decken sich in etwa mit anderen Kostenbeispielen.

Neben diesen reinen Betriebskosten stellen die Finanzierungskosten und Abschreibungen den Hauptteil der jährlichen Gesamtkosten dar. Daher hat die Finanzierung erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Anlage.¹⁴⁰ Für die Berechnung der Finanzierungskosten der PV-Anlagen wird von einem Annuitätendarlehen über 20 Jahre mit einem Zinssatz von 4% p. a. ausgegangen. Außerdem wird ein Fremdkapitalanteil von 50% an den Gesamtinvestitionskosten einer Kleinanlage angenommen.¹⁴¹ Für die Großanlage wird dieser Anteil auf 70% festgelegt.¹⁴²

Die Betriebskosten fallen ausschließlich in Schleswig-Holstein an. Lediglich für die Versicherung wird eine „Handelsmarge“ von 5% angesetzt, da zwar Verträge regional abgeschlossen werden, der Firmensitz der Finanz- und Versicherungsdienstleister aber hauptsächlich außerhalb des Landes liegt.¹⁴³ Für die Wertschöpfung der Fremdkapitalkosten wird zunächst die Wertschöpfung des FISIM-Anteils dieser Kosten berechnet und anschließend der Rest - also die reinen Zinseinnahmen – als U&V Einkommen verbucht (siehe Methodik in Abschnitt 2.2). Insgesamt fallen 84% der Betriebskosten für Kleinanlagen bzw. 78% für Großanlagen in Schleswig-Holstein an.

Auf Grundlage der ermittelten Kosten ergeben sich während der Betriebsphase von PV-Anlagen die in Tabelle 21 und 22 zusammengefassten Wertschöpfungseffekte.

Tabelle 21: Direkte Wertschöpfung während der Betriebsphase einer PV-Kleinanlage (6,27kW_{peak})

	U&V Einkommen nach Steuern in € p.a.	Steuern in € p.a.	Löhne/Gehälter nach Steuern in € p.a.	Gesamte Wertschöpfung S-H in € p.a.	Personen
Wartung und Instandhaltung	9	17	246	272	0,00626
Versicherung	0,1	0,03	0,1	0,23	0

¹⁴⁰ Vgl. Hoppenbrock und Albrecht (2010), S. 51.

¹⁴¹ Vgl. Hirschl et al. (2010), S. 62.

¹⁴² Vgl. Interviewpartner A und K.

¹⁴³ Es handelt sich also genau genommen um einen indirekten Regionalanteil.

Zählermiete	25	6,8	–	31,8	–
Steuerberatung	2,3	1,8	17,6	21,7	0,0003
Gebühren (Strombezug, Nachrüstungsvorschriften)	72	19,6	–	91,6	–
Finanzierung (Davon FISIM)	259 (4)	46,6 (2,4)	19,8	281	0,00025
Betreiber	-391	–	–	-391	–
Summe	-24	91,8	283	351	0,0069

Tabelle 22: Direkte Wertschöpfung während der Betriebsphase einer PV-Großanlage (80,65kW_{peak})

	U&V Einkommen nach Steuern in € p.a.	Steuern in € p.a.	Löhne/Gehälter nach Steuern in € p.a.	Gesamte Wertschöpfung S-H in € p.a.	Personen
Wartung und Instandhaltung	86	163	2.358	2.607	0,06
Versicherung	1	0,3	0,9	2,2	0
Geschäftsführung/Betriebs personal	–	45	717	762	0,015
Pachtzahlungen	484	53	–	537	–
Zählermiete	46	13	–	59	–
Steuerberatung	25	18	184	227	0,0035
Gebühren (Strombezug, Nachrüstungsvorschriften)	358	98	–	456	–
Finanzierung (davon FISIM)	4.434 (68)	797 (41)	338	5569	0,0043

Betreiber	-7.513	-	-	-7.513	-
Summe	-2.080	1.188	3.599	2.707	0,083

Ein Hauptgrund für den drastischen Rückgang des Zubaus von PV-Anlagen sind die in den letzten Jahren sinkenden Einspeisevergütungen gemäß der Degression in § 20b Abs. 1 und 2 des EEG 2012.¹⁴⁴ Heute neu gebaute Anlagen können meist nicht mehr rentabel betrieben werden und ein Neubau würde sich nur in Verbindung mit einer ohnehin anstehenden Dachrenovierung lohnen.¹⁴⁵ Zu der Nichtrentabilität der Anlagen führen auch unsere Berechnungen. Wir nehmen eine Inbetriebnahme im Laufe des Jahres 2013 und somit eine durchschnittliche Einspeisevergütung von 15,29 Cent/kWh (Kleinanlage) bzw. 12,94 Cent/kWh (Großanlage) an.¹⁴⁶ Mit den ermittelten jährlichen Kosten von 1.350 € und 17.949 € schreibt dann sowohl die Kleinanlage als auch die größere Dachanlage rote Zahlen (s. Tabelle 21 und 22). Wie bereits erwähnt ist ein bedeutender Kostenfaktor die Finanzierung der Anlagen. Bei nur 2,6% statt 50% Fremdkapitalanteil würde die Kleinanlage an der Gewinnschwelle laufen. Die Großanlage hingegen würde selbst bei 100% Eigenkapitalfinanzierung Verluste in Höhe von 451 € im Jahr schreiben. Insgesamt ergeben sich somit unter Berücksichtigung des Verlustes für Kleinanlagen eine Wertschöpfung von nur 351 € im Jahr. Diese beinhaltet Verluste von -24 € im Bereich U&V Einkommen aufgrund der negativen Betreiberereinkommen, Steuereinnahmen von 91,8 € und Löhne und Gehälter von 283 €. Aufgrund der sehr niedrigen Betriebskosten ist der Beschäftigungseffekt zu vernachlässigen: Der Betrieb von 149 Kleinanlagen beschäftigt eine Person. Für die Großanlagen entstehen aufgrund der geringeren Einspeisevergütung höhere Verluste, aber dennoch eine Wertschöpfung von 2.707 €. Den positiven Steuereinnahmen und Löhnen und Gehältern von 1.188 € und 3.599 € stehen die negativen U&V

¹⁴⁴ Vgl. EEG (2012), S. 14.

¹⁴⁵ Vgl. Interviewpartner K.

¹⁴⁶ Unsere Szenariohochrechnung beginnt im Jahr 2013. Die ermittelte Vergütung ist ein Durchschnitt des Jahres 2013, in dem jeweils zu Monatsbeginn degressiert wurde.

Einkommen von -2.080 € durch die Verluste der privaten Betreiber gegenüber. Für den Betrieb von 12 mittelgroßen Dachanlagen wird eine Person beschäftigt.

Trotz dieser Ergebnisse kann es dennoch sinnvoll sein, PV-Anlagen zuzubauen. Denn werden die Anlagen mit dem Ziel der Eigenversorgung anstatt der Einspeisung in das Netz betrieben, kann sich eine Investition lohnen.¹⁴⁷ Dies gilt vor allem für die privaten Kleinanlagen, aber auch kommunale Dachanlagen können beispielsweise der Eigenversorgung einer Schule dienen. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass etwaige Abgaben anfallen können, sollte die Schule nicht gleichzeitig auch der rechtliche Eigentümer der Anlage sein. Diese Abgaben müssen wiederum bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Eigenversorgung berücksichtigt werden. Insbesondere in der Landwirtschaft und im Handwerk ist es immer häufiger der Fall, dass der Strom der Eigenversorgung dient und der Nutzer somit auch wirklich der Eigentümer der Anlage ist.¹⁴⁸ Würde man also die Verluste nicht der anderweitigen Wertschöpfung gegenrechnen, so generiert der Betrieb von PV-Anlagen durchaus höhere Wertschöpfung. Die Möglichkeit der Eigenversorgung ist auch ein Grund, in unserer Szenarioberechnung weiterhin von einem Zubau auszugehen.

5.2 Indirekte Effekte

Analog zur Bauphase werden auch während der Nutzungsphase die indirekten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte mittels einer regionalen Input-Output Analyse bestimmt. Da die Betreiberinkommen einen Großteil der Wertschöpfung während der Betriebsphase ausmachen und durch diese keine Vorleistungsnachfrage entsteht, fallen die indirekten Effekte deutlich geringer aus. Während des Betriebes einer WEA entsteht jährlich 22.823 € zusätzliche Wertschöpfung durch Vorleistungen. Außerdem kommt Beschäftigung von 0,6 Personen hinzu. Bei PV-Anlagen sind die indirekten Effekte verschwindend gering, da schon die direkten Effekte sehr niedrig sind und daher kaum Vorleistungsnachfrage entsteht. Bis auf die Effekte beim Betrieb einer WEA können die

¹⁴⁷ Vgl. Interviewpartner K.

¹⁴⁸ Sollte z.B. eine Bürgergemeinschaft der Eigentümer sein, handelt es sich rechtlich nicht mehr um Eigenstrom.

indirekten Beschäftigungswirkungen vernachlässigt werden. Tabelle 23 fasst die Ergebnisse zusammen.

Tabelle 23: Direkte und indirekte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in der Betriebsphase

	Windenergieanlage (3,1 MW _{el})		
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in € p.a.	232.226	8.856	241.082
Löhne und Gehälter (nach Steuern) in € p.a.	26.024	10.256	36.279
Steuern in € p.a.	55.770	3.711	59.481
Gesamt	314.019	22.823	336.842
Personen	0,84	0,6	1,43
Biogasanlage (100% Gülle, 75kW _{el})			
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in € p.a.	34.623	1.194	35.817
Löhne und Gehälter (nach Steuern) in € p.a.	8.144	1.348	9.492
Steuern in € p.a.	5.760	496	6.256
Gesamt	48.527	3.037	51.564
Personen	0,63	0,068	0,70
PV-Kleinanlage (6,27kW _{el})			
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in € p.a.	-24	9	-15
Löhne und Gehälter (nach Steuern) in € p.a.	283	9	293
Steuern in € p.a.	92	4	95
Gesamt	351	22	373
Personen	0,007	0,0005	0,01
PV-Großanlage (80,65kW _{el})			
	Direkte Effekte	Indirekte Effekte	Gesamt
U&V Einkommen (nach Steuern) in € p.a.	-2.080	117	-1.962
Löhne und Gehälter (nach Steuern) in € p.a.	3.599	117	3.717
Steuern in € p.a.	1.188	47	1.235
Gesamt	2.707	282	2.989
Personen	0,083	0,006	0,090

6 Gesamtwirtschaftliche Rückwirkungen

Bevor die Ergebnisse aus Kapitel 4 und 5 gemäß dem Ausbauziel der Landesregierung für das Jahr 2020 hochgerechnet werden, soll in diesem Kapitel auf Effekte eingegangen werden, die bei der Interpretation der Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte berücksichtigt werden sollten. Beispielsweise werden durch den Ausbau der EE herkömmliche Energiearten verdrängt, die ebenso Beschäftigung und Einkommen erzeugen. Es handelt sich in dieser Studie also um Bruttoergebnisse.

6.1 Rückwirkungen auf den Faktormärkten

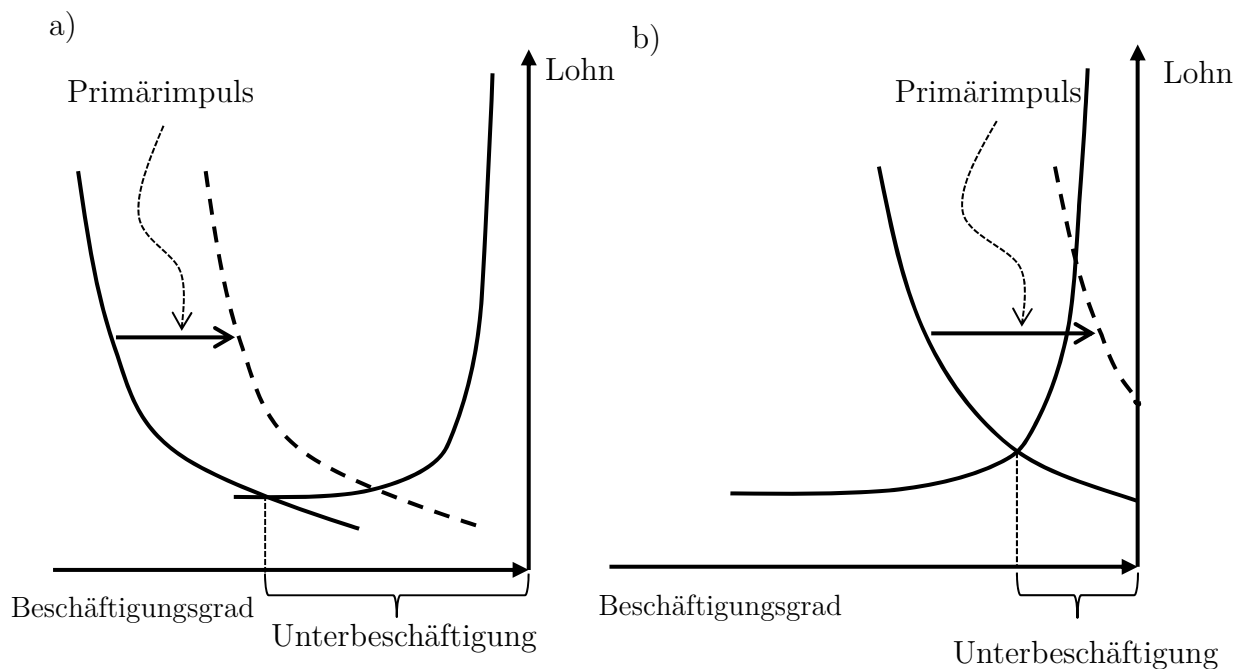
Die soweit vorgenommenen Berechnungen beschreiben nur unter einer sehr einschränkenden Bedingung die tatsächlich zu erwartenden Wirkungen des Ausbaus der EE, nämlich unter der Bedingung, dass das Faktorangebot in Schleswig-Holstein unbeschränkt ist, d.h. dass zu gegebenen Faktorpreisen, also gegebenen Löhnen und Zinsen, im für die Expansion erforderlichen Maße Kapital und Arbeit jeder erforderlichen Qualifikation entweder in der eigenen Region mobilisiert oder von außen attrahiert werden kann. Da dies nicht realistisch ist, handelt es sich insoweit daher um hypothetische Ergebnisse, die sagen, wie es wäre, wenn Angebotsbeschränkungen keine Rolle spielten.

Wie verändern sich die Ergebnisse, wenn man realistischerweise Angebotsbeschränkungen berücksichtigt? Beginnen wir mit den Beschäftigungswirkungen. Den Produktionsfaktor Land können wir hier vernachlässigen. Er stellt keinen limitierenden Faktor dar, weil die Flächen, die für die EE-Anlagen eingesetzt werden, anderen Verwendungen nicht entzogen werden. Nehmen wir zur Vereinfachung an, Kapital sei großräumig vollkommen mobil, sodass es ohne Beschränkung von außen attrahiert werden kann. Dann bleibt der Faktor Arbeit als limitierender Faktor. Tatsächlich ist nicht von einem einzigen, homogenen Faktor auszugehen, sondern von Segmenten verschiedener Qualifikation. Betrachten wir, auch hier zum Zwecke der Vereinfachung, aber nur einen Faktor Arbeit.

Die möglichen Wirkungen des Ausbaus der EE auf dem Arbeitsmarkt sind in den Abbildungen 6.a und 6.b dargestellt. Auf der Abszisse ist die Beschäftigung abgetragen.

Am rechten Ende herrscht Vollbeschäftigung. Auf der Ordinate steht der Lohnsatz. Die nach rechts fallenden Kurven zeigen die Arbeitsnachfrage; je höher der Lohn, desto weniger Arbeit wird nachgefragt, weil Firmen weniger arbeitsintensive Techniken einsetzen, abwandern oder Marktanteil verlieren, wenn der Lohn steigt.

Abbildung 6: Mögliche Auswirkungen des Ausbaus der EE auf den Arbeitsmarkt. Quelle: Eigene Darstellung.



Die ansteigende Kurve ist die sogenannte Lohnkurve. Sie zeigt, dass man zusätzliche Arbeitskräfte nur mobilisieren kann, wenn man höhere Löhne zahlt. Je höher der Beschäftigungsgrad – d.h. je kleiner die Unterbeschäftigung¹⁴⁹ – desto höher ist der Lohnanstieg, der erforderlich ist, um die Beschäftigung noch weiter zu erhöhen. Bei hoher Unterbeschäftigung wirkt das Arbeitsangebot nur schwach limitierend; ein Zuwachs der Beschäftigung wirkt sich kaum auf den Lohn aus. Nahe der Vollbeschäftigung dagegen lässt sich die Beschäftigung kaum noch erhöhen. In diesem Fall wirkt sich eine steigende Arbeitsnachfrage praktisch nur noch auf die Löhne aus, und zwar lohnsteigernd. Die

¹⁴⁹ Wir reden hier von Unterbeschäftigung, nicht von Arbeitslosigkeit. Zur Unterbeschäftigung gehört auch die sogenannte stille Reserve, d.h. die Reserve an Erwerbspersonen, die im Prinzip erwerbstätig werden möchten, wenn eine geeignete Beschäftigung zu akzeptablem Lohn angeboten wird, die aber nicht als Arbeitslose registriert sind.

Lohnkurve lässt sich mit verschiedenen Arbeitsmarkttheorien erklären, was hier nicht weiter zu diskutieren ist. Sie erweist sich als empirisch stabil.¹⁵⁰

Der Ausbau der EE schlägt sich in einer Rechtsverschiebung der Arbeitsnachfragekurve nieder, wie durch den Übergang von den durchgezogenen zu den gestrichelten Kurven in den beiden Abbildungen angedeutet. Unsere bisherigen Berechnungen geben an, wie weit sich die Arbeitsnachfrage nach rechts verschiebt. Das wäre zugleich der tatsächliche Anstieg der Beschäftigung, wenn die Lohnkurve horizontal verlief, wenn also ohne Lohnanstieg die zusätzlichen Arbeitskräfte auf dem Arbeitsmarkt zur Verfügung stünden. Wir nennen das den "Primärimpuls". Abbildung 6a zeigt beispielhaft den Beschäftigungseffekt bei hoher Unterbeschäftigung. Ein Anstieg der Arbeitsnachfrage lässt die Löhne nur wenig steigen, und die Beschäftigung steigt nahezu in demselben Maße an, wie sich die Arbeitsnachfragekurve nach rechts verschiebt, also um den Primärimpuls. In dieser Situation würden unsere bisherigen Berechnungen, höchstens mit einem geringfügigen Abschlag, gültig bleiben. Ganz anders ist die Lage bei einem hohen Beschäftigungsgrad, wie beispielhaft in Abbildung 6b gezeigt. Hier steigt die Beschäftigung bei demselben Primärimpuls wie vorher kaum noch. Die erhöhte Nachfrage schlägt sich hauptsächlich in einer Lohnerhöhung nieder. Da keine zusätzlichen Personen auf dem regionalen Arbeitsmarkt eingestellt werden, kommt es zu einem *Verdrängungseffekt*. Wegen der attraktiven Entlohnung bei der Errichtung oder dem Betrieb von EE-Anlagen wechseln Beschäftigte in diese Branche. In anderen Branchen wird die Beschäftigung reduziert, indem Firmen dort zu weniger arbeitsintensive Techniken übergehen, abwandern oder wegen gestiegener Kosten Marktanteile verlieren.

Legt man typische ökonometrische Schätzungen der Arbeitsnachfrage und der Lohnkurve zugrunde, dann reduziert sich bei 3%, 9% oder 15% Unterbeschäftigung der tatsächliche Beschäftigungseffekt auf 34%, 62%, oder 75% des Primäreffektes. Setzt man für die Unterbeschäftigungsquote die derzeitige Arbeitslosenquote in Schleswig-Holstein von 6,7%,

¹⁵⁰ Vgl. Blanchflower und Oswald (1990).

ist der tatsächliche Effekt 54% des Primäreffektes.¹⁵¹ Rechnet man die stille Reserve hinzu, wäre der Effekt größer. Man muss aber bedenken, dass teils höher qualifizierte Arbeitskräfte benötigt werden. Sind in den höheren Qualifikationssegmenten die Arbeitskräfte knapper, wovon auszugehen ist, reduziert sich der Effekt. Er reduziert sich ferner, wenn die Arbeitsnachfrage elastischer reagiert als hier angenommen. Mit einer Elastizität von 1,5 statt der hier unterstellten Elastizität von -0,6, ist der Effekt bei 6,7% Unterbeschäftigungsquote nur noch rund ein Drittel des Primäreffektes. 54% des Primäreffektes ist demnach als absolute Obergrenze anzusehen.

Bei der Wertschöpfung sind die Verhältnisse etwas komplizierter. Der Anstieg des Kapitaleinkommens fällt stärker aus als der Primärimpuls, wenn die Substitution von Arbeit durch Kapital stark genug ist. Er bleibt hinter dem Primärimpuls zurück, wenn der Outputrückgang durch Abwanderung oder Verlust von Marktanteilen als Folge der Lohnerhöhung stark genug ist. Genaue Abschätzungen vorzunehmen, würde den Rahmen dieser Untersuchung sprengen. Ohnehin wäre diese Abschätzung für Schleswig-Holstein aber wirtschaftlich nicht sehr interessant, weil das zusätzliche Kapital vermutlich von außen attrahiert würde und die zusätzlichen Kapitaleinkommen nicht nach Schleswig-Holstein fließen. Zu den Lohn- und Gehaltseinkommen lassen sich aber Aussagen machen, wenn man die Angaben verwendet, die wir soeben für die Abschätzung der Beschäftigung zugrunde gelegt haben. Rechnen wir wieder mit einer Unterbeschäftigungsquote von 6,7% und einer Elastizität der Arbeitsnachfrage von 0,6, dann *übersteigt* der tatsächliche generierte Zuwachs der Lohn- und Gehaltssumme den Primärimpuls um circa 30%.¹⁵² Der Grund ist, dass die Beschäftigung wie dargelegt zwar um weniger als um den Primärimpuls zunimmt, aber dafür der Lohnsatz steigt. Das hängt allerdings in starkem Maße von der Lohnelastizität der Arbeitsnachfrage ab, deren Schätzungen sehr unsicher sind. Nähme man

¹⁵¹ Sei w der Lohnsatz, B die Beschäftigung, U die Unterbeschäftigung (Arbeitslose plus stille Reserve) und π der relative Primärimpuls, dann folgt aus der Bilanzgleichung des Arbeitsmarktes $B(\pi + \varepsilon dw/w) + U(dw/w)/\theta = 0$. Darin ist ε die Lohnelastizität der Arbeitsnachfrage und θ die Elastizität der Lohnkurve (Lohn in Bezug auf Unterbeschäftigungsquote). Teilt man durch B , folgt $\pi + \varepsilon dw/w + (u/(1-u))(dw/w)/\theta = 0$, worin u die Unterbeschäftigungsquote bezeichnet. Löst man nach dw/w und setzt in $dB/B = \pi + \varepsilon dw/w$ ein, folgt das Resultat. Wir rechnen mit $\theta = -0,1$ und $\varepsilon = -0,6$.

¹⁵² Die relative Änderung der Lohn- und Gehaltssumme ist $dV/V = dB/B + dw/w = \pi + (1 + \varepsilon)dw/w$.

wieder einen höheren Wert von -1,5 an, dann wäre auch hier der tatsächliche Effekt kleiner als der Primärimpuls. Er betrüge nur noch gut drei Viertel des Primärimpulses.

6.2 Verdrängung konventioneller Energieträger

Für eine vollständige Erfassung der Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte des Ausbaus Erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein muss man auch die Wirkungen in Betracht ziehen, die von der Reduktion der konventionellen Energieproduktion ausgehen. Das ist allerdings nicht das eigentliche Thema dieses Berichtes und soll nur grob gestreift werden. Mindestens wird mittelfristig die Kernkraft stillgelegt, sodass die gut eintausend Beschäftigten für den Betrieb wegfallen.¹⁵³ Zusätzliche Beschäftigung entsteht durch den vorzeitigen Abbau der Kernkraftwerke. Die Kosten werden mit 1 Mrd. Euro pro Kraftwerk veranschlagt.¹⁵⁴ Grob gerechnet könnte das einen Beschäftigungseffekt von 2.500 bis 5.000 Personenjahren je Meiler in Schleswig-Holstein generieren. Dieser würde allerdings auch ohne den Ausbau der EE eintreten, jedoch erst später. Auch andere konventionelle Energieträger würden verdrängt, soweit die Anlagen nicht weiter vorgehalten werden müssen, um Flauten- und Wolkentage zu überbrücken. Genaue Prognosen können im Rahmen dieser Arbeit nicht gemacht werden. Jedoch zeigen die genannten Größenordnungen, dass sich die Nettoeffekte des Ausbaus erheblich reduzieren, selbst wenn eine zusätzliche Kapazität aufgebaut wird, die die verschwindende Kernkraftkapazität in Schleswig-Holstein von derzeit noch gut 1,5 Gigawatt elektrische Nettoleistung weit übersteigt.

6.3 Externe Effekte des Ausbaus der EE in Schleswig-Holstein

Häufig wird argumentiert, dass der Ausbau der EE in der Region positive Wirkungen hat, die an den Marktergebnissen zu Beschäftigung und Wertschöpfung nicht abzulesen sind. Z.B. erzeuge der Ausbau einen vermehrten Anreiz, Innovationen zu entwickeln, die sich

¹⁵³ Das AKW Brokdorf hat 388 Beschäftigte (Vgl. E.ON Kernkraft GmbH (2014)). Für die beiden stillgelegten AKW Krümmel und Brunsbüttel wurden eigene Berechnungen anhand durchschnittlicher Beschäftigung je MW installierter Leistung vorgenommen.

¹⁵⁴ Vgl. Meyer (2012).

längerfristig in erhöhter Wertschöpfung oder geringeren Preisen im Energiesektor, aber auch in anderen Sektoren auswirken könnten. Es ist in der Tat anzunehmen, dass die Energiewende insgesamt nicht nur Produktions-, sondern auch Innovationsressourcen in die Entwicklung und Nutzen EE lenken wird. Das allerdings geschieht unabhängig davon, ob speziell Schleswig-Holstein in starkem oder geringem Maße in den Ausbau der Anlagen investiert. Der Bau und Betrieb der Anlagen ist das am wenigsten innovationsträchtige Segment der Entwicklung EE. Allein die Planung entwickelt sich in Schleswig-Holstein zu einem Wirtschaftszweig, in welchem hohe Qualifikation gefordert ist und wo der heimische Ausbau die Chance bietet, Erfahrungen zu sammeln und Wettbewerbsvorteile zu erzielen, die erlauben, Dienstleistungen rund um EE auch in andere Regionen der Welt zu exportieren. Insgesamt ist hinsichtlich zu erwartender positiver Innovationseffekte des Ausbaus allerdings Zurückhaltung geboten.

6.4 Erhöhte Strompreise

Bislang haben wir die Effekte des Ausbaus so behandelt, als sei dieser kostenlos. Tatsächlich wird er über erhöhte Strompreise sowie Netzentgelte finanziert, die auch schleswig-holsteinische Unternehmen, soweit nicht befreit, und Haushalte zu tragen haben. Der Nutzengewinn liegt in der Klimafreundlichkeit der erneuerbaren Energieformen, gegen den aber die höheren Kosten der Stromproduktion gegenzurechnen sind. Die Vorstellung, trotz höherer Kosten der EE könne man sozusagen eine doppelte Dividende ziehen, die außer dem ökologischen auch noch einen wirtschaftlichen Vorteil generiert, lässt sich ökonomisch nicht begründen. Allenfalls könnte man mit einer positiven Innovationsexternalität argumentieren. Aus Sicht der Region Schleswig-Holstein wurde das eben bereits problematisiert, aber auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist dies eher Wunschdenken. Auch die Entwicklung konventioneller Energien kann erheblich Innovationen auslösen, und es ist in keiner Weise klar, weswegen dies bei erneuerbaren eher als bei konventionellen Energieträgern der Fall sein sollte.

7 Zubauszenario gemäß dem Ziel der Landesregierung für 2020

Im vorletzten Kapitel dieser Studie sollen die für die Referenzanlagen ermittelten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Rahmen eines Zubauszenarios hochgerechnet werden. Grundlage für das Szenario ist das von der Landesregierung im Jahr 2012 erstmals formulierte Ziel, die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 auf 300 bis 400% des Stromverbrauchs zu erhöhen.¹⁵⁵ Dafür werden zunächst Annahmen zu den Anteilen der jeweiligen Technologien bezüglich dieses Ausbauzieles getroffen. Die Pläne für den Ausbau des Stromnetzes sind zwischen dem *MELUR* und den Netzbetreibern vor dem Hintergrund dieses Ausbauziels abgestimmt.¹⁵⁶ Aufgrund dessen können die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte für die konkreten Ausbaupläne der Netzbetreiber, die in den Interviews ermittelt wurden, hochgerechnet werden. Abschließend werden die Ergebnisse im Zeitverlauf dargestellt.

7.1 Annahmen

Ausgangslage für die Szenariorechnung sind die aktuellen Ausbauerwartungen der Landesregierung für die Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein für das Jahr 2020. Nach Aussagen der Landesregierung gibt es kein explizites quantitatives Ziel, sondern die Regierung unterstützt lediglich „Ausbauziele in der Größenordnung eines Anteils der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von ca. 300 – 400% am Brutto- bzw. Nettostromverbrauch“.¹⁵⁷ Die Ausbauerwartungen sind in Tabelle 24 dargestellt. Die Regierung hat in erster Linie Erwartungen über die installierte Nennleistung ausgesprochen (siehe Spalte 3, Tabelle 24). Somit wird mittels durchschnittlicher jährlicher Volllaststunden für den Norden und der erwarteten zugebauten installierten Leistung die zusätzliche Stromproduktion in GWh p.a. bis 2020 berechnet. Die Summe der ermittelten Stromproduktion aufgrund des Zubaus und der bekannten Stromproduktion in 2012 ergibt

¹⁵⁵ Vgl. Schleswig-Holsteinischer Landtag (2013a), S. 11.

¹⁵⁶ Vgl. Interviewpartner M.

¹⁵⁷ Vgl. Schleswig-Holsteinischer Landtag (2013b), S. 3.

folglich eine Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien, die 291% des Bruttostromverbrauches deckt (siehe letzte Spalten, Tabelle 24). Der Stromverbrauch beträgt im Jahr 2020 12.900 GWh p.a. und unterstellt einen Rückgang von 10% verglichen zum Jahr 2012.¹⁵⁸

Tabelle 24: Ausbauerwartungen der Landesregierung für EE und die sich daraus ergebende Stromproduktion in 2020. Quelle: Eigene Darstellung.

Erneuerbare Energien	Installierte elektr. Leistung in GW in 2012	<u>Erwartete</u> install. elektr. Leistung in GW in 2020	Ø Volllaststunden	Stromproduktion in GWh p.a. in 2012 ¹⁵⁹	Stromproduktion in GWh p.a. in 2020	Stromverbrauch in GWh p.a. in 2020
Wind onshore	3,4	9	2.780	6.612	22.180	–
Photovoltaik	1,3	2	800	1.044	1.604	–
Biomasse ¹⁶⁰	0,34	0,4	5.604	2.137	2.473	–
Wind offshore	–	2,13	4.450	–	9.479	–
Wasserkraft	–	–	–	–	–	–
Sonstige	0,3	0,3	5.577	168	1.841	–
Summe	5,34	13,83		9.961	37.576	12.900
					291%	

Auf Basis der ermittelten Stromproduktion¹⁶¹ von 37.576 GWh p.a. in 2020 kann nun die Anzahl der Referenzanlagen errechnet werden, die für die Erreichung dieses Ziels gebaut werden müssten. Dabei ist zu beachten, dass im Rahmen des Szenarios nur die ersten drei Technologien (Wind onshore, PV und Biomasse) berücksichtigt werden. Außerdem wird von einem jährlich konstanten Zubau über acht Jahre von 2013 bis einschließlich 2020 ausgegangen. Infolgedessen müssten bis 2020 insgesamt 1.795 WEA, 547 Biogaskleinanlagen, 66.986 PV-Kleinanlagen und 1.736 mittelgroße PV-Dachanlagen gebaut werden.¹⁶² Es wird deutlich, dass im Gegensatz zur Anzahl der WEA der benötigte Zubau von Biogas- und PV-Anlagen sehr hoch ist. Bei der Photovoltaik könnte demnach ein Zuwachs der installierten elektrischen Leistung von 0,7 GW_{el} bis 2020 nur unter Berücksichtigung des gleichzeitigen Zubaus von größeren PV-Anlagen erreicht werden. Dies

¹⁵⁸ Vgl. MELUR (2013), S. 3.

¹⁵⁹ Vgl. Statistikamt Nord (2013).

¹⁶⁰ Überwiegend Biogas.

¹⁶¹ Oder aber der erwarteten zugebauten installierten Leistung.

¹⁶² Unter Annahme 70:30 beim Zubau der beiden PV-Referenzanlagen.

scheint gemäß den Interviewaussagen als nicht sehr wahrscheinlich.¹⁶³ Allerdings ist anhand der Daten für den Zubau des vergangenen Jahres ersichtlich, dass durchaus auch noch andere Anlagengrößen zugebaut wurden (vgl. Abschnitt 3.3). Da nur sehr wenige Skaleneffekte bei den Kosten für PV-Anlagen zu beobachten sind, wird also in dem Szenario angenommen, dass sich proportional ähnliche Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte bei dem Bau und Betrieb von größeren PV-Anlagen ergeben würden. Somit wird mit der hohen Zubauzahl an PV-Referenzanlagen gerechnet, mit dem Wissen, dass sich unter Berücksichtigung anderer Anlagengrößen die Anzahl an zugebauten Anlagen reduzieren würde, aber ähnliche Wertschöpfungseffekte entstünden. Gleiches gilt auch für den Zubau von Biogasanlagen.¹⁶⁴

Hinsichtlich des Netzausbaus aller drei Spannungsebenen werden die Ausbaupläne der jeweiligen Netzbetreiber gemäß Aussagen der Interviewpartner M betrachtet. Auf MN-Ebene ist bis einschließlich 2016 ein Zubau von etwa 360 km Kabelleitung geplant. Außerdem werden 12 neue Umspannwerke gebaut und 71 erweitert. Der Netzausbau ab 2017 ist noch nicht abschätzbar, wird aber voraussichtlich deutlich abnehmen.¹⁶⁵ Daher wird für die letzten Jahre des Betrachtungszeitraumes von einem um 50% reduzierten jährlichen Investitionsvolumen ausgegangen. Auf HS-Ebene sind in den nächsten Jahren die im Anhang B, Tabelle 27 aufgeführten Ausbaumaßnahmen geplant. Diese werden nicht wie bei den beiden anderen Netzebenen anhand von Referenzanlagen hochgerechnet, sondern direkt über die Einzelkosten der Projekte. Dabei wird nur der Neubau von Freileitungen und Erdkabeln berücksichtigt (siehe Kapitel 4.1.4). Auf HöS-Ebene wird in dieser Szenarioberechnung von einem Zubau von 415 km Stromtrasse und 15 neuen Umspannwerken ausgegangen. Dieser umfasst die Projekte „Westküstenleitung“, „Ostküstenleitung“ und die „Mittelachse“ sowie ein neues Umspannwerk in Wilster im Rahmen der „NordLink“ und „SüdLink“ Projekte. Für die letzten beiden Projekte konnten darüber hinaus im Rahmen der Interviews noch keine Relevanz für die Wertschöpfung in Schleswig-Holstein abgeschätzt werden. Der Trassenausbau bei der „Westküstenleitung“

¹⁶³ Vgl. Interviewpartner A und K.

¹⁶⁴ So könnten beispielsweise auch reine Gülleanlagen mit 250kW_{el} Leistung zugebaut werden, die voraussichtlich proportional ähnliche Wertschöpfungseffekte generieren würden.

¹⁶⁵ Vgl. Interviewpartner M.

erfolgt unter Mitnahme von 110kV-Freileitung. In der nachfolgenden Tabelle sind die in diesem Szenario betrachteten Ausbaupläne für die drei Technologien und das Netz zusammengefasst.

Tabelle 25: Ausbautzahlen für erneuerbare Energien und das Stromnetz in der Szenarioanalyse bis 2020. Quelle: Eigene Darstellung.

Maßnahmen bis 2020	Windenergie onshore	Biogas	Photovoltaik	Mittel- und Niederspannung	Hochspannung	Höchstspannung
Neubau Anlagen	1.795	547	68.722	–	–	–
Netzausbau in km	–	–	–	540	Siehe Projekte in Anhang B, Tabelle 28	415
Neubau Umspannwerke	–	–	–	18		15
Erweiterung Umspannwerke	–	–	–	106		–

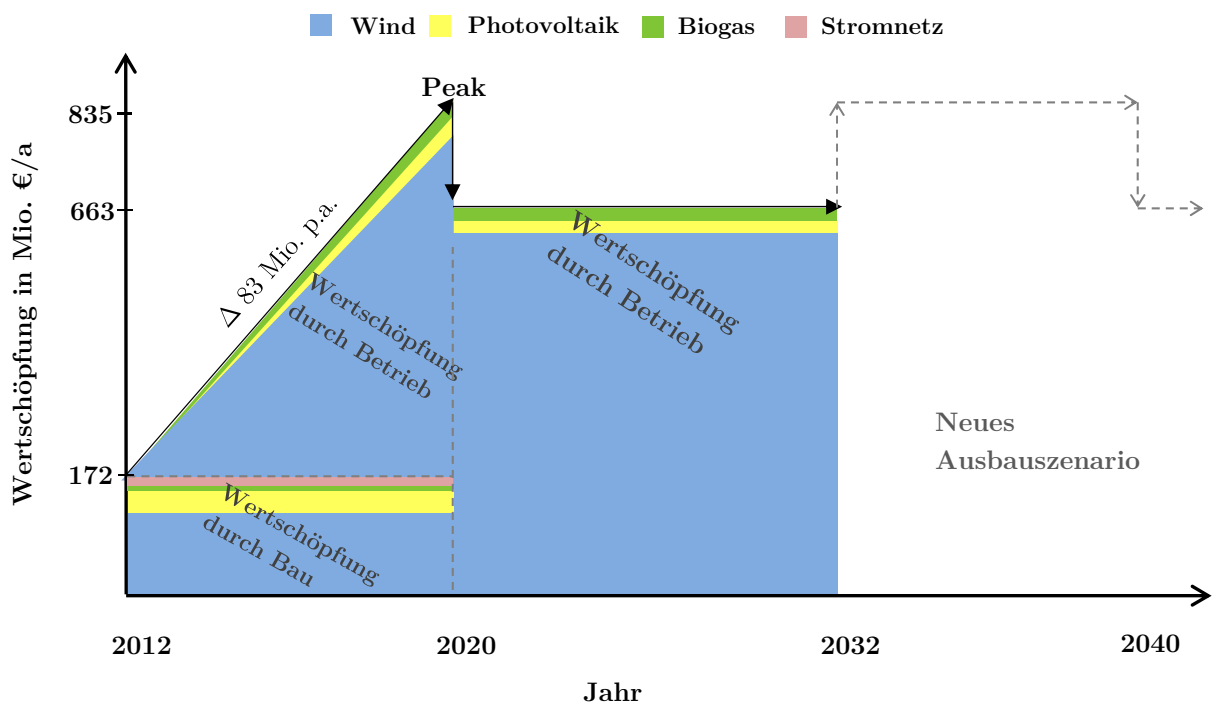
7.2 Ergebnisse

Anhand der ermittelten Zubaudaten im vorigen Abschnitt können nun die Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Referenzanlagen bis zum Jahr 2020 hochgerechnet werden. Insgesamt ergibt sich durch den Zubau der erneuerbaren Energien sowie den damit verbundenen Netzausbau eine Wertschöpfung von 835 Mio. €/a im Jahr 2020 (Peak). Diese beinhaltet direkte und indirekte Wertschöpfung. Die Gesamtwertschöpfung verteilt sich durch die Unterscheidung zwischen Bau- und Nutzungsphase unterschiedlich über die Zeit. Die Wertschöpfungseffekte im Zeitablauf sind in Abbildung 8 dargestellt. Die Wertschöpfung in der Betriebsphase der Anlagen wächst durch den jährlich konstanten Zubau um 83 Mio. €/a, bis alle Anlagen in 2020 gebaut sind und eine Wertschöpfung durch den Betrieb von 663 Mio. €/a im Peak herrscht. Die Wertschöpfung in der Bauphase beträgt 172 Mio. €/a bei konstantem Zubau. Die Summe aus Bau- und Betriebsphase ergibt somit 835 Mio. €/a im Peak in 2020. Der gesamte regionale Nachfrageimpuls durch die Investitionen in den Zubau aller Anlagen beträgt 439 Mio. €/a. Mit den ermittelten

Wertschöpfungseffekten von 172 Mio. €/a für die Bauphase ergibt sich somit ein Anteil der Wertschöpfung an der jährlichen regionalen Investition von etwa 39%.

Ab dem Jahr 2020 fällt die Wertschöpfung aufgrund des nicht mehr vorhandenen Zubaus von 835 Mio. €/a auf 663 Mio. €/a ab und es findet nur noch Wertschöpfung durch den Betrieb der Anlagen statt. Bei einer unterstellten Anlagennutzungsdauer von 20 Jahren endet der Betrachtungszeitraum unseres Ausbauszenarios im Jahr 2032. Erfolgt in 2032 kein Ersatz, so würde die Wertschöpfung sukzessive absinken.¹⁶⁶

Abbildung 7: Wertschöpfung der einzelnen Technologien in der Bau- und Betriebsphase im Zeitverlauf. Quelle: Eigene Darstellung.



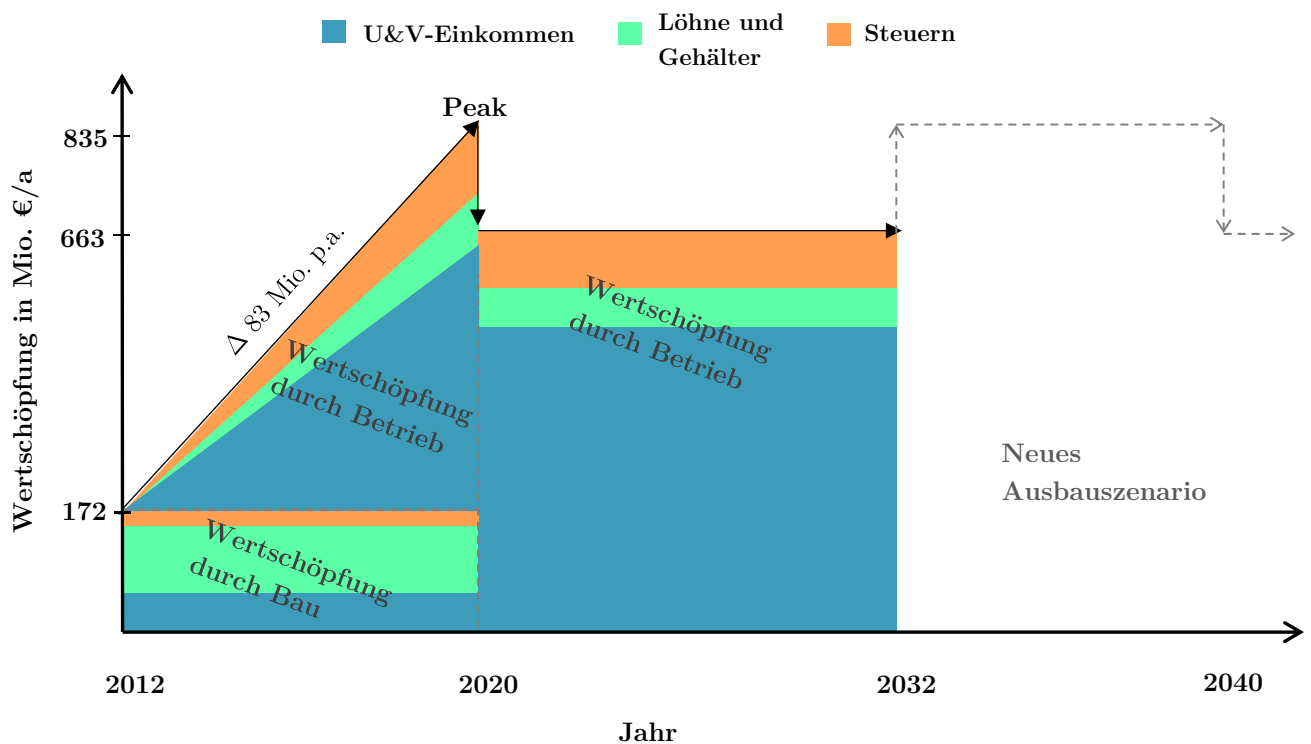
Unter der Annahme eines neuen Ausbauszenarios könnte sich jedoch ein neuer Wertschöpfungsimpuls ergeben. Im Falle eines neuen Szenarios mit gleicher Anlagenzahl würden dann wiederum 172 Mio. €/a an Wertschöpfung durch den Bau hinzukommen. Für eine Anlage, die in 2032 neu gebaut wird, fällt jetzt aber eine alte Anlage aus dem ersten Ausbauszenario weg. Daher heben sich die Wertschöpfungseffekte in der Betriebsphase ab

¹⁶⁶ Ebenfalls um 83 Mio. €/a.

2032 in der Abbildung auf und es verbleibt eine Spitze von 835 Mio. €/a bis zum Jahr 2040.¹⁶⁷

Hinsichtlich der Zusammensetzung der Wertschöpfung ergibt sich die in Abbildung 8 dargestellte Aufteilung. Die Wertschöpfung in der Bauphase teilt sich zu 88 Mio. €/a auf Löhne und Gehälter, 57 Mio. €/a auf U&V Einkommen und 27 Mio. €/a auf Steuereinnahmen auf. In der Betriebsphase von 2020 bis 2032 besteht die Wertschöpfung aus 96 Mio. €/a Löhnen und Gehältern, 448 Mio. €/a U&V Einkommen und 119 Mio. €/a Steuereinnahmen. Die Ergebnisse für die Wertschöpfungseffekte, unterschieden zwischen Bau- und Betriebsphase sowie aufgeteilt in Technologien und Wertschöpfungskomponenten, sind in Tabelle 29, Anhang B zusammengefasst.

Abbildung 8: Zusammensetzung der Wertschöpfung in der Bau- und Betriebsphase im Zeitverlauf. Quelle: Eigene Darstellung.

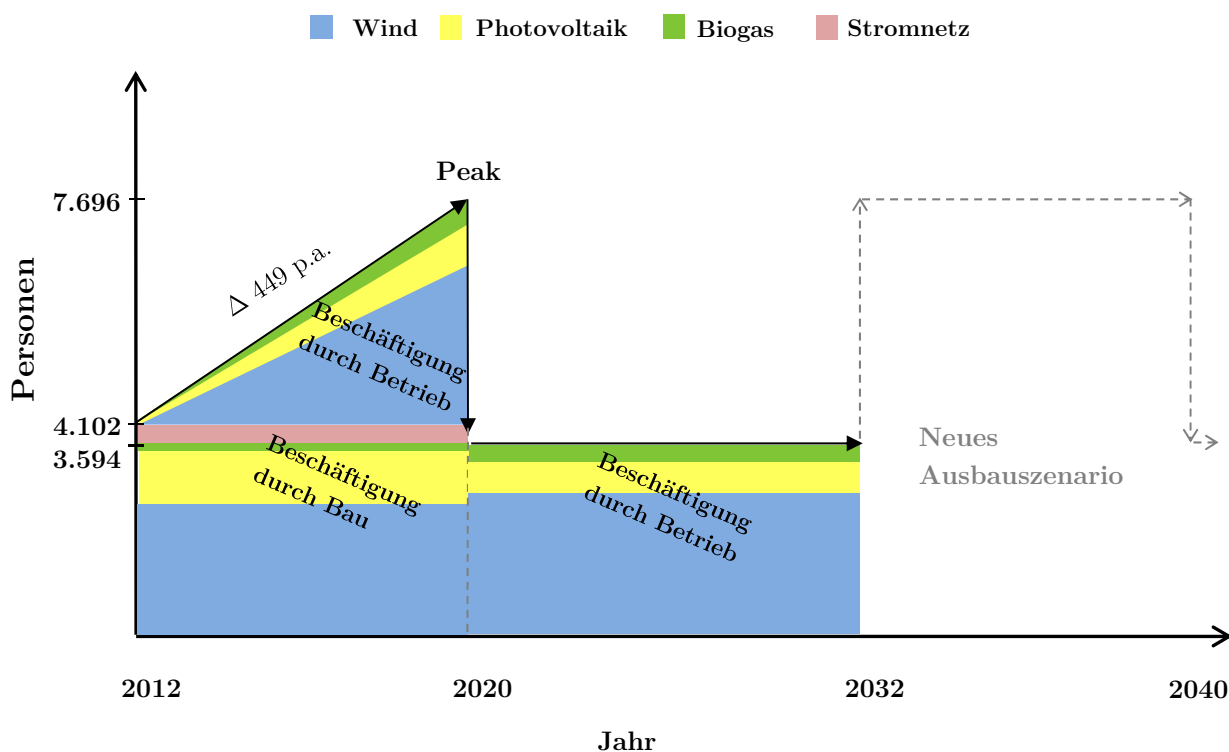


In der Spitze im Jahr 2020 entsteht eine Beschäftigung von 7.696 Personen. Dabei sind in 2020 4.102 Personen durch den Bau und 3.594 durch den Betrieb beschäftigt. Auch die Beschäftigungswirkung ist unterschiedlich im Zeitverlauf und in Abbildung 10 dargestellt. Unter Annahme konstanter jährlicher Zubauzahlen verteilen sich die 4.102 Personen durch

¹⁶⁷ Sofern man erneut ein Ausbauszenario mit einer Dauer von 8 Jahren unterstellt.

den Bau gleichmäßig über die Jahre bis 2020 auf. Durch den Anlagenbetrieb kommen jährlich ca. 449 Personen hinzu, bis alle Anlagen in 2020 gebaut sind. In 2020 ergibt sich somit in der Spitze eine Beschäftigung von 7.696 Personen. Durch den Stopp des Zubaus fallen dann die Personen des Anlagenbaus weg und es verbleiben 3.594 Personen im Anlagenbetrieb bis 2032. Für den Fall eines neuen Ausbauszenarios mit gleicher Anlagenzahl kommen dann wiederum 4.102 Personen hinzu. Für eine Anlage die neu gebaut wird, fällt jetzt aber eine alte Anlage aus dem ersten Ausbauszenario weg. Daher hebt sich die Beschäftigungswirkung in der Betriebsphase ab 2032 in der Abbildung auf und es verbleibt eine Spitze von 7.696 Personen in Beschäftigung. Die Beschäftigungsergebnisse für die einzelnen Technologien sind in Tabelle 30, Anhang B zusammengefasst.

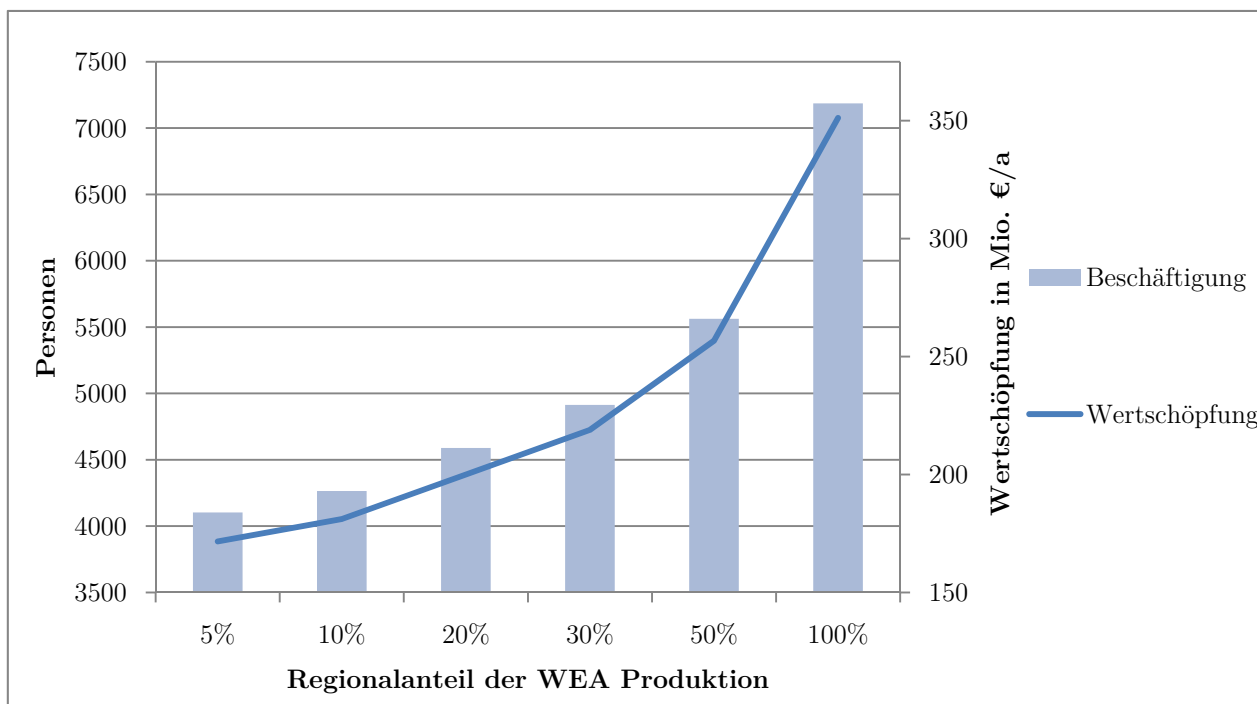
Abbildung 9: Beschäftigungseffekte durch den Bau und Betrieb im Zeitverlauf. Quelle: Eigene Darstellung.



7.3 Ergebnisse unter Annahme erhöhter Anlagenproduktion in Schleswig-Holstein

Ein mögliches Ziel der Landesregierung könnte es sein, den Produktionsstandort Schleswig-Holstein attraktiver für Hersteller von erneuerbarer Energieanlagen zu machen. Bei den hier dargestellten Berechnungen wird entweder nur von einem sehr geringen oder aber gar keinem Regionalanteil für die Produktion ausgegangen, da sich kaum Anlagenhersteller im Land befinden. Die Produktionskosten machen jedoch einen erheblichen Anteil an den Gesamtkosten der hier betrachteten Anlagen aus, so dass unter Annahme höherer Regionalanteile für die Produktion auch die Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte deutlich höher ausfallen würden. Tabelle 26 zeigt daher exemplarisch die Ergebnisse für die Hochrechnung aus Abschnitt 7.2 für die Bauphase unter der Annahme erhöhter Regionalanteile für die Produktion von Windenergieanlagen.¹⁶⁸ Das Ausgangsszenario für die Hochrechnungen ging von einem Regionalanteil von 5% für die Produktion von WEA aus.

Tabelle 26: Wertschöpfung und Beschäftigung in der Bauphase bei erhöhtem Regionalanteil der Windenergieanlagenproduktion. Quelle: Eigene Darstellung.



¹⁶⁸ Da es sich lediglich um eine hypothetische Rechnung handelt, wurde auf eine Erhöhung der Regionalanteile für die Produktion von PV- und Biogasanlagen der Einfachheit halber verzichtet.

8 Fazit

Ausgangspunkt dieser Studie war die Frage, in welchem Ausmaß die Ausbaupläne für EE bis zum Jahr 2020 Wertschöpfung und Beschäftigung in Schleswig-Holstein erzeugen. Durch eine Unterscheidung zwischen Bau- und Nutzungsphase können die während dieser Phasen auftretenden Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte klar voneinander getrennt und im Zeitverlauf dargestellt werden. Die Kopplung von zwei Methoden ermöglicht darüber hinaus nicht nur die direkten, sondern auch die indirekten Effekte zu berücksichtigen. In der Spitze entsteht somit in Schleswig-Holstein im Jahr 2020 - ausgelöst durch die ambitionierten Ausbaupläne der Landesregierung - Wertschöpfung von 835 Mio. € pro Jahr und eine Beschäftigung von 7.696 Personen. Die meiste Wertschöpfung entsteht mit 663 Mio. € pro Jahr während des Betriebes der EE-Anlagen. Hinsichtlich der Beschäftigung entstehen hingegen während der Bau- und Betriebsphase ähnliche Effekte: der Bau bringt 4.102, der Betrieb 3.594 Personen in der Spitze. Die Windenergie spielt für Wertschöpfung und Beschäftigung die größte Rolle, da diese zum einen am stärksten ausgebaut wird, und zum anderen während der Betriebsphase höhere Betreibereinkommen und damit verbundene Steuereinnahmen entstehen als bei den anderen Technologien. Da die Landesregierung bis 2020 noch von einem relativ starken Zubau von PV-Anlagen ausgeht, werden auch bei dieser Technologie vor allem während der Bauphase Beschäftigungseffekte erzielt. Wertschöpfungseffekte gehen jedoch von PV-Anlagen kaum aus, da diese unter momentanen Bedingungen außer für den Eigenverbrauch nicht mehr rentabel betrieben werden können. Der Netzausbau und Biogasanlagen spielen eine eher untergeordnete Rolle bei Wertschöpfung und Beschäftigung für das Land.

Die Beschäftigungswirkung von 7.696 Personen in der Spitze würde bei heutigem Stand von etwa 1,3 Mio. Erwerbstätigen einen Anteil von etwa 0,6% an der Gesamtbeschäftigung in Schleswig-Holstein ausmachen. Gemessen an der Zahl der Arbeitslosen von ca. 99.000 macht der Beschäftigungseffekt des Ausbaus der EE einen Anteil von 7,8% aus. Nehmen wir als eine sehr grobe Vergleichsgröße die Beschäftigungswirkung der Förderung Schleswig-

Holsteins durch den Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE).¹⁶⁹ Die Fördersumme für den Zeitraum von sieben Jahren (2007-2013) betrug 374 Mio. €. Durch die Förderung sollen etwa 1 Mrd. € Investitionen ausgelöst und 4.890 Arbeitsplätze geschaffen worden sein (Stand Ende 2012).¹⁷⁰ Rechnet man diese Zahlen grob auf acht Jahre hoch¹⁷¹, so ergeben sich 1,17 Mrd. € ausgelöste Investitionen und 5.700 Beschäftigte. In unserem Szenario ergibt sich durch den Ausbau ein regionales Investitionsvolumen von 3,5 Mrd. € über die gesamte Bauphase. Die Beschäftigungswirkung des EFRE würde man dann am ehesten mit den knapp 3.600 Personen in der Betriebsphase der EE vergleichen, die einen ungefähren Durchschnitt der Beschäftigten über 20 Jahre bilden.

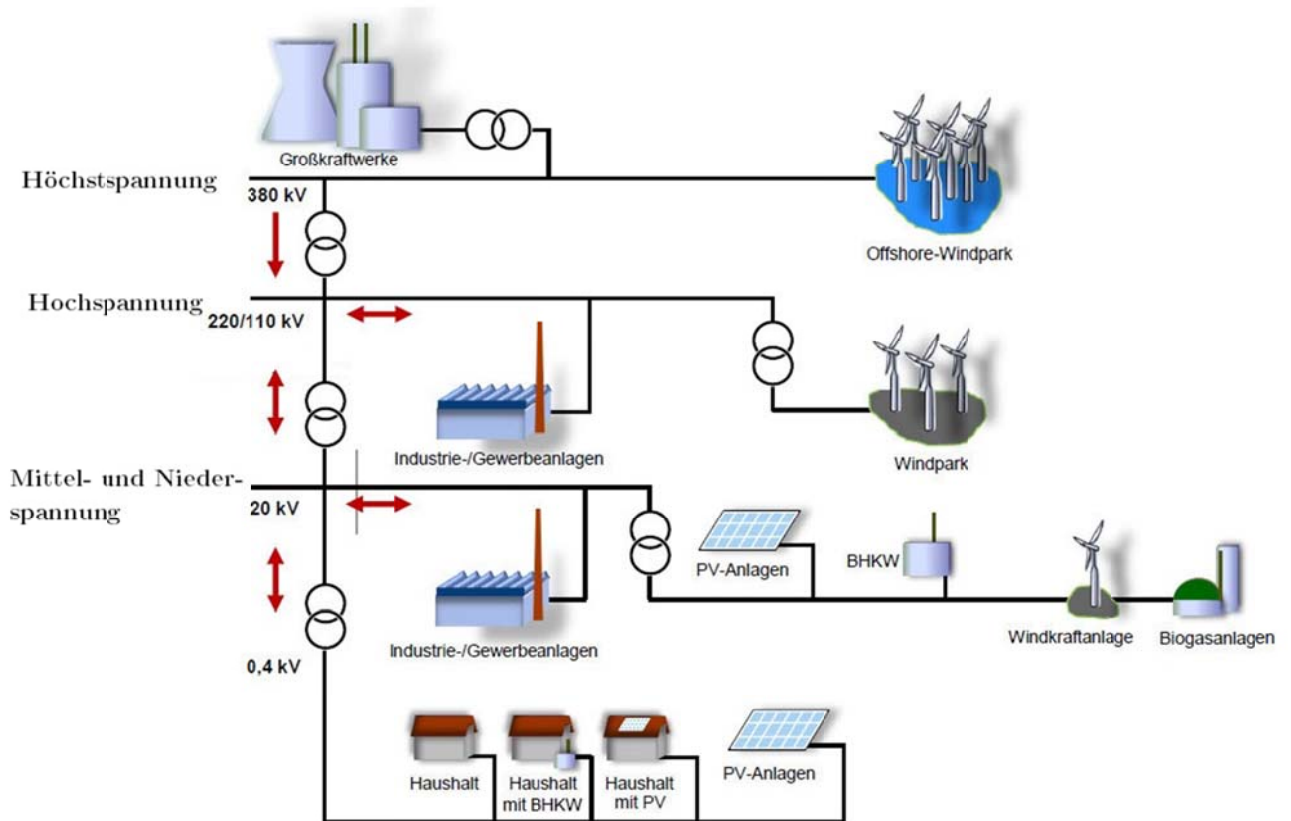
¹⁶⁹ Ziel dieser Strukturförderung ist es, Wachstum, Wettbewerbsfähigkeit, Attraktivität und Beschäftigung im Land zu fördern.

¹⁷⁰ Vgl. Ministerium für Wirtschaft (2013).

¹⁷¹ Die gleiche Betrachtungsdauer wie in unserem Szenario.

Anhang A: Abbildungen

Abbildung 1: Der Aufbau des Stromnetzes. Quelle: Eigene Darstellung nach Vorlage EWE NETZ GmbH.



Anhang B: Tabellen

Tabelle 27: Übersicht der Interviewpartner und verwendetes Kürzel in der Studie. Quelle: Eigene Darstellung.

Firma/Institution	Kürzel Interviewpartner
Interessenverband 1	A
Interessenverband 2	
Windparkentwickler 1	B
Windparkentwickler 2	
Windenergieanlagenhersteller	C
Ingenieurbüro	D
Serviceanbieter Windenergie	E
Bauunternehmen	F
Genossenschaftsbank	G
Kreditinstitut	H
Biogasanlagenbetreiber	I
Unternehmensberatung (Erneuerbare Energien)	J
PV-Anlagenbetreiber (Bürgergemeinschaft)	K
Energieversorgungsunternehmen	L
Netzbetreiber 1	M
Netzbetreiber 2	

Tabelle 28: Wesentliche Ausbaumaßnahmen auf Hochspannungsebene mit Beginn bis 2016 (*E.ON Netz GmbH*). Quelle: Eigene Darstellung basierend auf MELUR (2014), S. 26

Maßnahmen	Kosten in Mio. €
Neubau Freileitung und Erdkabel	Mio. €
Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung Breklum – Husum für neues Ausspeise-UW Husum 2 (im Zusammenhang mit Westküstenleitung weitestgehend ausgeführt als Mischgestänge)	13
Ersatzneubau der 110-kV-Leitung Heide 2 – Reinbüttel – Strübbel zum neuen Ausspeise-UW Heide 2	14
Ersatzneubau der 110-kV-Leitung Heide 2 – Heide zum neuen Ausspeise-UW Heide 2	3
Ersatzneubau der 110-kV-Freileitung von Ostermoor/West bis Heide 2 für neue Ausspeise-UW Süderdomm und Heide 2 (im Zusammenhang mit Westküstenleitung weitestgehend ausgeführt als Mischgestänge)	10

Ersatzneubau der 110-kV-Leitung Marne/West – bis zum Ausspeise-UW Süderdonn	6
Ersatzneubau der 110-kV-Leitung Flensburg – Weding zum UW Flensburg oder neuen Ausspeise-UW Handewitt	5
Weitere Maßnahmen	
Neubau 110kV-Netzeinbindung UW Weesby mit Kabel am neuen Ausspeise-UW Jarde Lund der TenneT	13
Einbindung der neu zu errichtenden 380/110-kV-Ausspeise-UW an der Westküstenleitung in das bestehende 110-kV-Netz	11
Ertüchtigung der derzeitigen 60-kV-Leitung von Niebüll – Lübke-Koog mit Umstellung auf 110 kV und Anwendung des Freileitungsmonitoring	3
Ertüchtigung Netzbereich Dithmarschen auf Auslastungsmonitoring	2
Ertüchtigung Netzbereich Ostholstein auf Auslastungsmonitoring	1
Netzeinbindung zusätzlicher UW und Erweiterung bestehender UW für die Aufnahme von EE-Leistungen	6

Tabelle 29: Wertschöpfungseffekte in der Bau- und Betriebsphase nach Technologien und Zusammensetzung. Quelle: Eigene Darstellung.

		Wertschöpfung in 2020 (in Mio. € p.a.)		Wertschöpfung in 2020 (in Mio. € p.a.)
Bauphase	U&V Einkommen	57	Wind	116
	Löhne und Gehälter	88	PV	35
	Steuern	27	Biogas	7
	Gesamt	172	Netz	13
			Gesamt	172
Betriebsphase	U&V Einkommen	448	Wind	605
	Löhne und Gehälter	96	PV	30
	Steuern	119	Biogas	28
	Gesamt	663	Gesamt	663

Tabelle 30: Beschäftigungseffekte in der Bau- und Betriebsphase nach Technologien. Quelle: Eigene Darstellung.

		Beschäftigung in 2020 (in Personen)
Bauphase	Wind	2.452
	PV	1.115
	Biogas	182
	Netz	352
	Gesamt	4.102
Betriebsphase	Wind	2.562
	PV	648
	Biogas	384
	Gesamt	3.594

Anhang C: Exemplarischer Interviewleitfaden

Einführung:

- Der Bearbeiter beschreibt den Inhalt und das Ziel des Projektes sowie die methodische Vorgehensweise, mit der Beschäftigung und Einkommen durch den Ausbau erneuerbarer Energien auf S-H hochgerechnet werden sollen.

Bauphase:

- Welcher Typ von WEA wird in Zukunft gebaut und können Sie allgemeine Kennzahlen dieser Anlagen abschätzen (Lebensdauer, Leistung, Volllaststunden Küste/Binnenland, Ersatzinvestitionen)?
- Wie hoch sind die Kosten der Errichtung einer WEA („schlüsselfertig“) und wie setzen sich die Investitionskosten zusammen? Wie ist Ihre Abschätzung über den S.-H. Anteil der einzelnen Kostenstellen?

Wie groß sind die Kostenunterschiede zwischen Küsten- und Binnenstandorten?
- Welche in S.-H. tätigen Vorleistungsunternehmen (Kran, Fundament, Tiefbau, Umweltgutachter, kennen Sie?
- Welches sind die Hauptkostenstellen bei der Planung und deren Anteil an den Gesamtplanungskosten?
- Wie hoch ist die Umsatzrendite eines Planers?
- Wie hoch sind Ihre Personalkosten oder wie viel Prozent des Umsatzes sind Personalaufwendungen?
- Wie hoch ist das Bruttogehalt eines in der Planung von WEA angestellten Ingenieurs?

Nutzungsphase:

- Wie hoch sind die jährlichen Betriebskosten einer WEA und wie setzen sich diese zusammen? Haben Sie Informationen über die Personalkostenanteile in der Betriebsphase? Wie schätzen Sie die Regionalanteile der Beteiligten Unternehmen in der Betriebsphase ab?
- Haben sie Informationen über die durchschnittlichen Betreibergewinne, die in der Betriebsphase generiert werden? Mit welchem durchschnittlichen Einspeisetarif kalkulieren Sie?

- Haben Sie Informationen über die Umsatzrenditen, die von dem in der Betriebsphase beteiligten Unternehmen generiert werden?
- Wie hoch sind in etwa die Pachteinahmen (Binnen- und Küstenstandort), wenn die Anlage extern betrieben wird?
- Wie schätzen Sie die Eigentumsverhältnisse von WEA-Parks in S.-H. entlang der nachfolgenden Gruppen prozentual ein.
 - Große Investoren, Energieversorgungsunternehmen (Stadtwerke), Fonds
 - Bürgerwindparks
 - Privat
- Wie wird die WEA oder ein „Bürgerwindpark“ in der Regel finanziert (Eigenkapital zu Fremdkapital)?
- Wie schätzen Sie die lokale Ansässigkeit von Investoren sowie Banken ab?
- Haben Sie Informationen über die steuerlichen Auswirkungen des Betriebes einer WEA (kommunale Gewerbe- bzw. Einkommensteuerzahlungen)

Anhang D: Exkurs

„Bürgerwindpark“

In diesem Exkurs sollen die Funktionsweise und der Aufbau des in Schleswig-Holstein häufig anzutreffenden Beteiligungsmodells „Bürgerwindpark“ beschrieben werden. Die ausführliche Widmung der Thematik in diesem Kapitel ist dem breiten institutionenübergreifenden Konsens geschuldet, wonach mindestens 80% des zukünftigen Zubaus von Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein von ortsansässigen Bürgern betrieben werden sollen.¹⁷² Ziel dieses Modelles ist es, durch die Möglichkeit einer Beteiligung an Windenergieprojekten die lokale Akzeptanz für den Anlagenbau zu erhöhen und somit zusätzliche Wertschöpfung in der Region zu schaffen (Deutscher Städte- und Gemeindebund 2012). Zudem können so die negativen Externalitäten¹⁷³ aus dem Anlagenbetrieb durch die Beteiligungsmöglichkeit zum Teil internalisiert werden.

Nach einer kurzen Einführung werden das grundsätzliche Verfahren, der Aufbau der Betreibergesellschaft sowie die Finanzierung eines Bürgerwindparks dargestellt.

Einführung

Die ersten Betreibergesellschaften mit dem Zweck des Betriebes von Windkraftanlagen zur kommerziellen Stromerzeugung in Schleswig-Holstein, in denen Bürger der umliegenden Gemeinden als Gesellschafter auftreten, wurden Mitte der neunziger Jahre in Nordfriesland gegründet (Reußenköge 2003). Die Betreibergesellschaften entstanden dabei meist aus dem Zusammenschluss von Einzelanlagenbetreibern im Zuge eines Anlagenzubaus oder Repoweringvorhabens in der betreffenden Gemeinde.

Grundvoraussetzung für die Entstehung eines Bürgerwindparks heute ist zunächst die Ausweisung einer Windvorrangfläche durch den Regionalplan, der vom Landesplanungsamt erstellt wird. Dabei weist der Regionalplan ein mögliches Gebiet für die Errichtung von Windenergieanlagen unabhängig von Gemeindegrenzen aus. Somit muss sich für die Realisierung eines Bürgerwindparks eine oder ein Teil der ausgewiesenen

¹⁷² Vgl. Interviewpartner A.

¹⁷³ Am häufigsten treten negative Externalitäten in Form von Schallemissionen und Schattenwurf bei Windenergieanlagen auf.

Windvorrangfläche auf dem Gemeindegebiet befinden. Im Rahmen der Teilfortschreibung des Regionalplans 2012 wurden 13.222 Hektar¹⁷⁴ neue Windeignungsflächen in Schleswig-Holstein ausgewiesen (Land Schleswig-Holstein 2012).

Für den Fall einer vorliegenden Windeignungsfläche auf dem Gebiet einer Gemeinde obliegt es ihr durch eine Änderung ihres Flächennutzungsplans den Bau von Windenergieanlagen auf der ausgewiesenen Fläche zu steuern. Die explizite ex ante Festsetzung eines ausschließlich von Bürgern der Gemeinde betriebenen Bürgerwindparks als Auflage im Flächennutzungsplan ist allerdings unzulässig (OVG Schleswig 2013).

Um den Bau eines Windparks mit Bürgerbeteiligung zu sichern, sollte die Gemeinde vor der Änderung des Flächennutzungsplans mit den Landeigentümern in Verhandlung treten und die im Regionalplan ausgewiesenen Flächen durch Pachtverträge mit diesen sichern (Deutscher Städte- und Gemeindebund 2012, S. 69.) Vorschriften, die der Gemeinde in Verbindung mit der angestrebten Nutzung eines Bürgerwindparks ein ausschließliches Recht auf Nutzung einräumen, liegen allerdings nicht vor.

Jedoch kann die Gemeinde mit den Mitteln der Bauleitplanung (die sie aus der Festsetzung des Flächennutzungs- bzw. Bebauungsplans erhält) Druck auf Landeigentümer und Investoren bei der Ausgestaltung der Planung der Anlagen ausüben. Bei der Erstellung des Flächennutzungsplans hat sie beispielsweise die Möglichkeit, durch sogenannte „weiche Tabuzonen“ die Größe der tatsächlichen Vorrangfläche zu beeinflussen, wodurch sich möglicherweise die theoretische Gesamtanzahl auf der Windeignungsfläche verringert (Deutscher Städte- und Gemeindebund 2012, S.63). In den Bestimmungen eines Bebauungsplans kann im Gegensatz zum Flächennutzungsplan direkt Einfluss auf den Standort der einzelnen Anlage genommen werden, so dass unter Umständen Landeigentümer, die sich nicht kooperativ gegenüber den Zielen der Gemeinde Verhalten, durch die Ausgestaltung des Bebauungsplans ein eigenes Bauvorhaben nicht realisieren können. (Deutscher Städte und Gemeindebund 2012, S. 67). Der zwingend erste Schritt für die erfolgreiche Realisierung eines Bürgerwindparks ist somit das im Vorhinein vertragliche

¹⁷⁴ Dies entspricht nahezu einer Verdopplung der Windvorrangflächen 13669 ha. aus dem Jahre 1998.

Fixieren der Interessen der partizipierenden Akteure, worauf aufbauend dann ein Flächennutzungs- oder Bebauungsplan von der Gemeinde aufgestellt oder geändert wird.

Gesellschaftsgründung

Hat die Gemeinde eine Windvorrangfläche zur Errichtung eines Bürgerwindparks durch Pachtverträge mit den Landeigentümern gesichert, ist der maßgebliche Schritt zur Ingangsetzung eines Bürgerwindparkplanungsverfahrens getan. Um die darauf folgenden Schritte zu koordinieren, wird in der Regel eine Bürgerwindpark Gründungsgesellschaft in Form einer GmbH oder GmbH & Co. KG gegründet, die mit Abschluss der Vorplanungen in die Betreibergesellschaft übergeht (windcomm Schleswig-Holstein 2012). Bei den Einlagen der Gesellschafter der Gründungsgesellschaft handelt es sich um Einlagen, die zur Finanzierung der in der Gründungsphase anfallenden Kosten dienen und im Fall eines Scheiterns des Projektes unwiderruflich verloren gehen.

Aufgabe dieser Gründungsgesellschaft ist in erster Linie die Beauftragung von Windstragsgutachten, die Anfertigung eines Verkaufsprospektes für Kommanditanteile sowie die Organisation von Bürgerversammlungen, die über den Ablauf und die Beteiligungsmöglichkeiten am Bürgerwindpark informieren.

Um sich an dem Bürgerwindpark beteiligen zu können, müssen die jeweiligen Bürger bestimmte Kriterien beispielsweise zum Wohnsitz oder zu bereits bestehenden Bürgerwindparkbeteiligungen erfüllen. Diese werden allerdings für jeden Bürgerwindpark individuell festgelegt. Grundsätzlich muss die Person volljährig sein und sollte ab einem bestimmten Stichtag den Hauptwohnsitz in der jeweiligen Gemeinde haben (windcomm Schleswig-Holstein 2012).

Finden sich durch Vorsondierungen genügend Bürger, die bereit sind durch ihre Kapitaleinlage den geforderten Eigenkapitalanteil zur Finanzierung des Bürgerwindparks aufzubringen, wird die Gründungsgesellschaft mit der Gründung einer Bürgerwindpark GmbH & Co. KG. beauftragt, in der die Bürger zu Kommanditisten der KG werden.

Als Verfahren zur Verteilung der Kommanditanteile wird das sogenannte Rundenverfahren verwendet (windcomm Schleswig-Holstein, 2012). Dabei wird zunächst der Wert eines Anteils festgelegt. Der Wert einer Beteiligung hängt dabei von der abgeschätzten Anzahl

von Bürgern und deren individueller Nachfrage nach Beteiligungen ab. Je höher die Anzahl der Bürger ist, desto niedriger wird der Wert der einzelnen Beteiligungen angesetzt, wodurch eine möglichst breite Beteiligungsmöglichkeit entsteht. Die Verteilung der Anteile erfolgt dann in Runden, in denen jeder berechtigte Bürger einen Anteil erwerben kann. Diese Prozedere wird so lange wiederholt, bis alle Anteile veräußert worden sind. Durch das Rundenverfahren wird gewährleistet, dass in den einzelnen Runden einkommensschwache und -starke Bürger gleichermaßen zum Zuge kommen können. Je mehr Runden es die Zahlungsbereitschaft eines Bürgers erlaubt sich zu beteiligen, desto mehr Anteile erhält er am Ende des Verfahrens. Grundsätzlich spielt das verfügbare Einkommen eines Bürgers zur Beteiligung jedoch nur eine untergeordnete Rolle, da regionale Banken positiv gegenüber der Finanzierung solcher Anteile eingestellt sind und diese gegebenenfalls kreditfinanzieren.¹⁷⁵

Die durch den Erwerb von Anteilen entstehenden Mitbestimmungsrechte der Kommanditisten werden im Gesellschaftsvertrag geregelt. Diesem wird mit Erwerb eines Gesellschaftsanteils automatisch zugestimmt. Ein Anteil an der Gesellschaft hat dabei das Gewicht einer Stimme bei zustimmungspflichtigen Beschlüssen der Gesellschaft. Regelungen zum Austritt sowie der Übertragung der Anteile sind ebenfalls im Gesellschaftsvertrag geregelt. Die nachträgliche Aufnahme von Gesellschaftern nach Gründung der Bürgerwindpark-Gesellschaft kann durch den Gesellschaftsvertrag ausgeschlossen sein. (Schleswig-Holsteinischer Buchführungsverband Heide 2013) Dies geschieht dabei meist vor dem Hintergrund, Trittbrettfahrer, die sich im Vorfeld nicht an den Projektrisiken beteiligen wollen, von der Gesellschaft auszuschließen.

Renditen und Risiken

Der folgende Abschnitt soll einen kurzen Überblick über die Zahlungsströme und Erträge eines fiktiven Bürgerwindparks in Schleswig-Holstein liefern. Detaillierte Ergebnisse sind windcomm Schleswig-Holstein (2012) zu entnehmen.

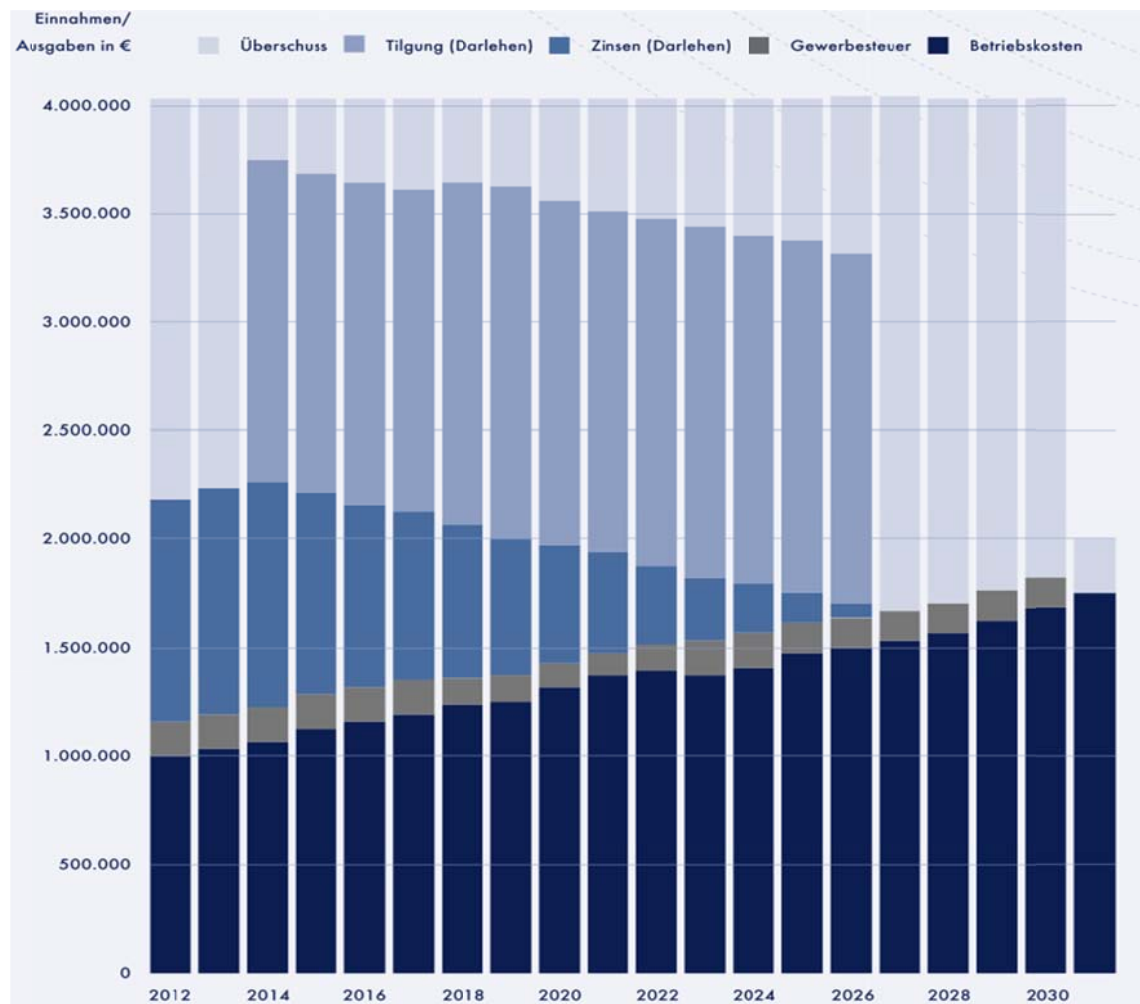
Aus den Interviews ging übereinstimmend hervor, dass sich die Finanzierungsstruktur bei Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein nach den Einspeiseentgelten des Erneuerbare-

¹⁷⁵ Vgl. Interviewpartner G.

Energien-Gesetzes 2012 auf ein durchschnittliches Verhältnis von Eigenkapital zu Fremdkapital von 20:80 beläuft.¹⁷⁶ Mit steigender Qualität bzw. steigenden Ertragsaussichten eines Standortes nimmt der Eigenkapitalanteil an der Investition allerdings ab.¹⁷⁷

Je nach Liquiditätszielen der Gesellschaft variiert die Laufzeit der Kredittilgung. Grundsätzlich kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich der Kapitaldienst über die Jahre streckt, sodass es auch in ertragsschwachen Jahren zu Ausschüttungen an die Gesellschafter kommen kann.

Abbildung 10: Einnahmen und Ausgaben eines fiktiven Windparks mit 8 Anlagen je 2,5 MW. Quelle: windcomm Schleswig-Holstein (2012), S. 38.



¹⁷⁶ Vgl. windcomm Schleswig-Holstein (2012) und Interviewpartner A, B, E, G und H.

¹⁷⁷ Vgl. Interviewpartner G.

Abbildung 6 verdeutlicht die grundsätzliche Struktur über die Verteilung der Liquidität eines Bürgerwindparks. Dabei werden beispielsweise in den ersten Jahren Liquiditätsrücklagen gebildet, um ertragsschwache Jahre während des Zeitraums der vollen Zins- und Tilgungsaufwendungen auszugleichen. Die jährlichen Tilgungsraten als solches sind dabei über die Jahre nahezu konstant, während die Zinsbelastung mit steigender Betriebsdauer abnimmt. Die zum Ende der 20-jährigen Nutzungsdauer steigende Liquidität ist einerseits zusätzlichen Rücklagen für Reparaturen und Ersatzteile, andererseits der nachträglichen Erfüllung von ausgebliebenen Ausschüttungen geschuldet. Die Gewerbesteuerzahlungen verteilen sich gleichmäßig, wodurch die Gemeinde mit konstanten jährlichen Steuerreinerträgen rechnen kann.¹⁷⁸

Die Auswertungen der Verkaufsprospekte für Kommanditanteile haben ergeben, dass eine Eigenkapitalrendite von durchschnittlich gut 200% über die Betriebszeit der Anlage erzielt werden soll. Für die in dieser Arbeit modellierte Referenzanlage ergibt sich eine Eigenkapitalrendite von kumuliert knapp 300%¹⁷⁹ über die Betriebszeit von 20 Jahren. windcomm Schleswig-Holstein (2012) gibt eine Eigenkapitalrendite von 263% über 20 Jahre an.

Wie bei jeder unternehmerischen Beteiligung besteht auch bei einer Beteiligung an einem Bürgerwindpark das Risiko von Mindererträgen bis hin zum völligen Verlust der Kaptaleinlage durch Insolvenz der Betreibergesellschaft. Ein zusätzliches Risiko besteht in der durch den Gesellschaftsvertrag geregelten sehr eingeschränkten Handelbarkeit der Kommanditanteile, wonach meist nur Bürger die bereits an der Gesellschaft beteiligt sind, Anteile von austretenden Gesellschaftern erwerben dürfen. Darüber hinaus besteht eine Mindestlaufzeit für das Halten eines Anteils, wodurch eine Veräußerung erst nach Ablauf der festgesetzten Mindestlaufzeit möglich ist.

Da es sich bei den Anteilseignern gleichzeitig um Stimmberechtigte auf der Gesellschafterversammlung handelt, kann es möglicherweise zu Mehrheitsentscheidungen

¹⁷⁸ Für die Berechnungen in dieser Arbeit wurden aus Vereinfachungsgründen konstante jährliche Werte für die Einnahmen und Ausgaben in Abbildung 6 angenommen.

¹⁷⁹ Unter der konservativen Annahme, dass die jährliche zufließende Liquidität in Form von Betreibereinkommen und Abschreibungen zinslos angelegt werden.

kommen, die beispielsweise in punkto Ausschüttungen oder Anlagenrepowering entgegen individueller Präferenzen verlaufen, allerdings aufgrund der Gebundenheit an die Gesellschaft hingenommen werden müssen (Schleswig-Holsteinischer Buchführungsverband Heide 2013).

Ende des Exkurses

Literaturverzeichnis

- Arndt, M. (2012). *Wirtschaftlichkeit von 75 kW-Biogasanlagen*. Neumarkt i.d. Oberpfalz.
- B. S. (9. Januar 2014). Solarstrom-Zubau 2013 mehr als halbiert. *Pressemitteilung*.
- Blanchflower, D., & Oswald, A. (1990). *The Wage Curve*. NBER Working Paper No. 3181.
- Brachthäuser, B. (2014). *Novellierung des EEG: 75 kW-Klasse bleibt erhalten*.
<http://4biogas.de/novellierung-des-eeg-75-kw-klasse-bleibt-erhalten/>.
- Bröcker, J. (2012). *Estimating Trade in a Regional SAM*. Unveröffentlichte Notiz.
- Bundesamt, S. (2014). *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen - Sektorkonten*. Wiesbaden.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2014). *Deutschland ist Vorreiter beim Klimaschutz*. Pressemitteilung vom 14.4.2014.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2014). *Entwurf zur grundlegenden Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts*. Referentenentwurf.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. (2014). *Energie-Info Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken*.
- Bundesverband Solarstrom. (9. Januar 2014). Solarstrom-Zubau 2013 mehr als halbiert. *Pressemitteilung*.
- Deutsche Bundesbank. (Dezember 2013). *Hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen von 2006 bis 2012*. Abgerufen am 5. März 2014 von http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Veroeffentlichungen/Statistische_Sonderveroeffentlichungen/Statso_5/statistische_sonderveroeffentlichungen_5.html
- Deutsche Bundesbank. (2014). *Monatsbericht September*. Frankfurt am Main.
- Deutsches Biomasse Forschungszentrum. (2011). *Vergütungsrechner EEG 2012*, 1.6. Von <http://www.dbfz.de/web/aktuelles/details/article/verguetungsrechner-eeg-2012-verfuegbar.html> abgerufen
- Dietel, M. (08. November 2012). *Landwirtschaftliche Kleinbiogasanlagen - Eine sinnvolle Einkommenskombination für viehhaltende Betriebe?* Eventhalle Dörnthal.
- E.ON Kernkraft GmbH. (2014). *Kernkraftwerk Brokdorf*.
http://www.eon.com/content/dam/eon-content-pool/eon/company-asset-finder/asset-profiles/brokdorf-power-plant/Info_Standort_KBR.pdf.
- Eggert, F. B.-J. (2013). *BWE Marktübersicht, Jahrbuch Service, Technik und Märkte*. Berlin: Bundesverband Windenergie.

- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). (2010). *Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung*. Abschlussbericht des Projektes „Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung“ gefördert durch das Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Gülzow.
- Flensburger Tageblatt. (2010). *Eggebek setzt auf den Solar-Rekord*. Artikel vom 1. Mai.
- Franken, M. (2013). *BWE Branchenreport Windindustrie in Deutschland*. Report, Bundesverband WindEnergie e.V., Berlin, Berlin.
- Fraunhofer-Institut f. solare Energiewirtschaft . (November 2013). *Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien*.
- Global Wind Energy Council (GWEC). (2014). *Global Wind Report*. Annual Market Update 2013.
- Hirschl, B. A. (2010). *Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien*. Schriftenreihe des IÖW 196/10, Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung.
- Hoppenbrock, C., & Albrecht, A.-K. (2010). *Erfassung regionaler Wertschöpfung in 100%-EE-Regionen. Grundlagen und Anwendung am Beispiel der Photovoltaik*. . Kassel: In: deENet (Hrsg.): Arbeitsmaterialien 100EE Nr.2. .
- Kost, C. M. (2013). *Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien*. Studie, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.
- Landwirtschaftskammer Schleswig-Holstein. (2011). *Evaluierung und Bewertung bestehender Anlagen zur energetischen Biomassenutzung in Schleswig-Holstein 2008/09*. Abschlussbericht .
- Matthias, D. J. (01. Dezember 2011). Biogaskleinanlagen bis 75 kW: Neue Rahmenbedingungen verändern Wirtschaftlichkeit. Landwirtschaftszentrum Haus Düsse: Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen.
- Meyer, B. (2012). *Rückstellungen für Stilllegung/Rückbau und Entsorgung im Atombereich*. Studie im Auftrag von Greenpeace .
- Ministerium für Energiewende, L. U. (März 2014). *Netzausbaustrategie Schleswig-Holstein*. Entwurf.
- Ministerium für Wirtschaft, A. V.-H. (2013). *EU Regional- und Sozialfonds in Schleswig-Holstein*. Factsheet.
- Norddeutsche Rundschau. (2010). *Schenefeld - guter Standort für den Verkauf von Biogasanlagen*. <http://www.shz.de/lokales/norddeutsche-rundschau/schenefeld-guter-standort-fuer-den-verkauf-von-biogasanlagen-id2332996.html>.
- PersonalMarkt Services GmbH. (2013). *Gehaltsvergleich.com*. Abgerufen am 7. März 2014 von <http://www.gehaltsvergleich.com>

- Plachta, R. (2008). *Schuldenfalle Finanzausgleich: Theoretische und empirische Analyse der deutschen Finanzverfassung*. Dissertation Uni Köln.
- Rehfeldt, K., Wallasch, A.-K., & Lüers, S. (2013). *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland*. Studie, Deutsche WindGuard, Varel.
- Rohing, K. (2014). *Windenergie Report Deutschland 2013*. Fraunhofer IWES. Kassel: Fraunhofer Verlag .
- Schleswig-Holstein Netz AG. (2013). *Die SH NETZ AG investierte 2012 rund 24 Mio. € in den Ausbau und Instandhaltung der Energienetze in Nordfriesland*. Pressemitteilung vom 08.02.2013.
- Schleswig-Holsteinischer Buchführungsverband Heide. (25. September 2013). *Verkaufsprospekt zum Erwerb von Kommanditanteilen an der Bürgerwindpark Eider GmbH & Co.KG*. Abgerufen am 2. Dezember 2013 von www.buergerwindpark-eider.de/dasprojekt/das_projekt.php
- Schleswig-Holsteinischer Zeitungsverlag GmbH & Co. KG. (2014). *Biogasanlagen in SH: Jetzt droht die Pleitewelle*. Artikel vom 14.4.2014.
- Staatskanzlei Schleswig-Holstein, Landesplanung. (2012). *Windenergienutzung in Schleswig-Holstein*. Abgerufen am 7. April 2014 von www.schleswig-holstein.de/STK/DEStartseite/PDF/Windenergieflaechen_blob=publicationFile.jpg
- Statistik der Bundesagentur für Arbeit. (2012). *Arbeitsmarkt in Zahlen, Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte nach Wirtschaftszweigen (WZ2008)*. Nürnberg.
- Statistikamt Nord. (2012). *Verdienststruktur der Arbeitnehmer und Arbeitnehmerinnen in Schleswig-Holstein Ergebnisse der Verdienststrukturerhebung 2010*. Statistik, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Kiel. Von <http://www.statistik-nord.de> abgerufen
- Statistikamt Nord. (2013). *Realsteuervergleich in Schleswig-Holstein 2012*. Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hamburg.
- Statistikamt Nord und MELUR. (2014). *Erneuerbare Energien in Schleswig-Holstein in den Jahren 2006-2012 - Versorgungsbeitrag, Treibhausgasminde­rung und wirtschaftliche Effekte*.
- Statistisches Bundesamt. (27. Januar 2012). *Finanzen und Steuern*. http://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/FinanzenSteuern/Steuern/LohnEinkommensteuer/LohnEinkommensteuer2140710079004.pdf?__blob=publicationFile.

- Statistisches Bundesamt. (2014). *Begriffserläuterungen für den Bereich Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen*.
<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/VGR/Begriffserlaeuterungen/Nettowertschoepfung.html>.
- Statistisches Bundesamt. (2014). *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen - Sektorkonten*. Wiesbaden.
- Statistisches Bundesamt. (2014). *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen: Input-Output-Rechnung*.
- TenneT TSO GmbH. (September 2012). *Umspannwerke - Die Knotenpunkte der Energieverteilung*.
- topAgrar online. (2013). *Zubau von Biogasanlagen in Deutschland weiter gesunken*.
<http://www.topagrar.com/news/Energie-Energienews-Zubau-von-Biogasanlagen-in-Deutschland-weiter-gesunken-1289657.html>.
- United Nations. (1999). *Handbook of Input-Output Table* . New York.
- windcomm Schleswig-Holstein. (2012). *Leitfaden Bürgerwindpark MehrWertschöpfung für die Region*. Husum.
- Wirtschaftswoche. (12. März 2012). Gute Aussichten. *Wirtschaftswoche*(11), S. 108-111.
- Zerle, P. (2010). *Regionale Wertschöpfung durch Bioenergie*. Vortrag im Rahmen des "Bioenergie-Regionen" Förderprojektes des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft, Wissenschaftszentrum Straubing.