



## **Geschäftsmodell für regionale Direktvermarktung von Strom in einer Modellregion am Beispiel von Greenpeace Energy**

Schmidt, Johann Christoph

*Publication date:*  
2015

*Document Version*  
Verlags-PDF (auch: Version of Record)

[Link to publication](#)

*Citation for published version (APA):*

Schmidt, J. C. (2015). *Geschäftsmodell für regionale Direktvermarktung von Strom in einer Modellregion am Beispiel von Greenpeace Energy*. Centre for Sustainability Management.

### **General rights**

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal ?

### **Take down policy**

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

# Geschäftsmodell für regionale Direktvermark- tung von Strom in einer Modellregion am Beispiel von Greenpeace Energy



Johann Christoph Schmidt

April 2015

© Johann Christoph Schmidt, 2015. All rights reserved. No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means: electronic, electrostatic magnetic tapes, photocopying, recording or otherwise, without the permission in writing from the copyright holders.

Centre for Sustainability Management (CSM)  
Leuphana University of Lueneburg  
Scharnhorststr. 1  
D-21335 Lueneburg

Centrum für Nachhaltigkeitsmanagement (CNM)  
Leuphana Universität Lüneburg  
Scharnhorststr. 1  
D-21335 Lüneburg

Tel. +49-4131-677-2181  
Fax. +49-4131-677-2186  
E-Mail: [csm@uni.leuphana.de](mailto:csm@uni.leuphana.de)  
[www.leuphana.de/csm](http://www.leuphana.de/csm)

ISBN 978-3-942638-52-4

## KURZZUSAMMENFASSUNG

*„Auch wenn wir Atom und Kohle in Zukunft gar nicht mehr nutzen, werden wir weiter für sie bezahlen müssen.“* Robert Werner, Vorstand von Greenpeace Energy, April 2011

Erneuerbare Energien verursachen im Gegensatz zu Atom und Kohle sehr geringe externe Kosten. Daher mündet die Masterarbeit mit dem Titel „Geschäftsmodell für regionale Direktvermarktung von Strom in einer Modellregion am Beispiel von Greenpeace Energy“ in einem Geschäftsmodell für Energieversorger für das Zeitalter der Erneuerbaren Energien. Das Ergebnis der Arbeit ist die Beantwortung der Frage: Welches Geschäftsmodell ermöglicht einem nachhaltigkeitsorientierten Energieversorger eine ökonomisch tragfähige Direktvermarktung regenerativ erzeugter Elektrizität in regionalen Bezügen?

Im Rahmen der Arbeit wird anhand einer Business Model Canvas (vgl. Osterwalder & Pigneur 2011) das entwickelte Geschäftsmodell mit dem Schwerpunkt der Vermarktung von regionalen Erneuerbaren Energien beschrieben. Zusätzlich wird das aktuelle Geschäftsmodell von Greenpeace Energy vorgestellt, um abschließend beide Modelle miteinander zu vergleichen.

Die Arbeit soll die Chancen für Lieferanten in einer Energieversorgung, in der Kunden sich zunehmend selbst versorgen (Prosumenten) und in der stetig mehr Erzeugung aus Erneuerbaren Energien produziert wird, herausstellen.

Aus diesem Grund gibt die Arbeit Antworten darauf, welche (energiewirtschaftlichen) Prozesse ein Lieferant für die Versorgung von Kunden aus Erneuerbaren Energien beherrschen muss. Das Modell erklärt, wie in einer Region das Zusammenführen von Erzeugung und Verbrauch gelingen kann. Diese Prozesse werden in eine (energiewirtschaftliche) Modellregion eingebettet und beschrieben.

Des Weiteren werden die Einflussfaktoren auf einen Tarif definiert und potenzielle Tarife für eine Versorgung berechnet. Die Arbeit prüft ferner, ob es aufgrund von gesetzlichen Gegebenheiten Möglichkeiten gibt, die Umlagen zu reduzieren.

Somit entwirft die Arbeit ein Versorgungskonzept für das Zeitalter der Umwelttechnologien (vgl. Baulig & Hecking 2009) und gibt Empfehlungen mit Änderungsvorschlägen an die Politik, um das angestrebte Konzept für Energieversorger attraktiv und umsetzbar zu machen.

**ABSTRACT**

*“Even if we are not using nuclear and coal anymore in the future, we will still have to pay for them.”* Robert Werner, managing board Greenpeace Energy, April 2011

Renewable energies generate less external costs in comparison to nuclear and coal. Therefore the master thesis with the title “Business model for regional direct marketing of electricity inside a model using the example of Greenpeace Energy“ develops a business model for utilities for the era of renewable energies. The result of the thesis is to answer the following question: which business model enables a sustainable oriented utility company an economic stable direct marketing of renewable produced electricity in a regional context?

Within the scope of the thesis a description of this business model is carried out with the help of the Business Model Canvas (cf. Osterwalder & Pigneur 2011). At the same time the future business model is developed with the key aspect of the marketing of regional renewable energies. In addition the current business model of Greenpeace Energy is described and both business models are compared with each other.

This thesis is highlighting the chances for suppliers inside an energy supply system where customers tend to supply themselves (prosumers) and where generation of electricity is steadily growing from sources of renewable energies.

For this reason the thesis answers the aspects which (power economy) processes an electricity provider for the supply of customers from renewable energies has to cope with. The thesis describes how the interaction from supply and demand in a region is managed. These defined processes are implemented and described inside the power economy model region.

Furthermore a range of possible tariffs is calculated and described under compliance with a couple of factors of influence. The thesis investigates further if there are possibilities to reduce the tariff due to legal conditions that define parts of the prorated contribution.

Hence the thesis is composing a supply-concept for the era of environmental technologies (cf. Baulig & Hecking 2009) and gives recommendations together with amendments towards politics with the aim to increase the attractiveness and practicability of the suggested feed-in tariff.

**INHALTSVERZEICHNIS**

<b>Kurzzusammenfassung .....</b>	<b>III</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>IV</b>
<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>V</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>IX</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>X</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis .....</b>	<b>XI</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>13</b>
1.1 Aufgabenbeschreibung .....	13
1.2 Zielsetzung.....	13
1.3 Abgrenzung.....	14
1.4 Vorgehensweise und Methodik .....	15
<b>2 Grundzüge der Energiewirtschaft.....</b>	<b>17</b>
2.1 Eigenschaften von Elektrizität .....	17
2.2 Liberalisierung und Wettbewerb .....	18
2.3 Aufgaben und Rollen im Energiemarkt .....	18
2.3.1 Energieerzeuger.....	18
2.3.2 Übertragungsnetzbetreiber.....	19
2.3.3 Verteilnetzbetreiber .....	20
2.3.4 Energieversorgungsunternehmen – Lieferanten.....	21
2.3.5 Stromhandel.....	21
2.3.6 Bilanzkreisverantwortliche .....	22
2.3.7 Bundesnetzagentur .....	22
2.3.8 Endkunden.....	22
2.4 Belieferung von Kunden mit Energie – Exemplarische Prozesskette.....	23
2.5 Zusammenfassung der Regeln bei Energielieferung .....	26
2.6 Erneuerbare Energien.....	27
2.6.1 Gesetzliche Entwicklung .....	27
2.6.2 Entwicklung von Ausbau und Erzeugung .....	29
2.6.3 Politische Ausbauziele .....	30
2.6.4 Energiewende .....	31

2.6.5	Vermarktungsformen von Erneuerbaren Energien .....	32
2.6.6	Aktuelle und zukünftige Herausforderungen .....	33
<b>3</b>	<b>Allgemeine Geschäftsmodelle von Energieversorgern.....</b>	<b>35</b>
3.1	Einführung Geschäftsmodelle .....	35
3.2	Grundlage Geschäftsmodelle .....	35
3.2.1	Definition .....	35
3.2.2	Business Model Canvas – Geschäftsmodellleinwand.....	36
3.2.3	Unterschied zu Strategie .....	39
3.3	Änderungsdruck auf Geschäftsmodelle von Energieversorgern .....	39
3.3.1	Unternehmensumwelt .....	40
3.3.2	Wettbewerbsumwelt .....	41
3.4	Stromerzeugung.....	41
3.5	Stromvertrieb .....	44
3.6	Netzbetrieb.....	45
3.7	Zukünftige Geschäftsmodelle .....	46
<b>4</b>	<b>Beschreibung der Modellregion.....</b>	<b>47</b>
4.1	Konzept „Regionale Direktvermarktung“ .....	47
4.1.1	Grundidee .....	47
4.1.2	Vorteil.....	47
4.2	Konzept „Prosumenten“ .....	47
4.2.1	Definition Prosument .....	47
4.2.2	Ausgangslage Prosument .....	47
4.2.3	Umsetzung Prosuming .....	48
4.3	Annahme von Mengengerüsten .....	48
4.3.1	Anzahl Haushalte .....	48
4.3.2	Anzahl Prosumenten .....	49
4.3.3	Installierte Erzeugungsleistung Wind.....	49
4.4	Aufbau Versorgungskonzept Modellregion .....	49
4.4.1	Beschreibung Bilanzkreislauf .....	50
4.4.2	Systemvoraussetzungen für Bilanzkreisbewirtschaftung .....	50
4.5	Fluktuierende Erzeugung .....	51
4.5.1	Herausforderung .....	51
4.5.2	Echtzeitmessung Erzeugung und untertägige Prognosen .....	52
4.5.3	Untertägige Handelsgeschäfte (Intraday) .....	52

---

<b>5</b>	<b>Wirtschaftliche Betrachtung der Modellregion .....</b>	<b>53</b>
5.1	Relevante Gesetze.....	53
5.2	Versorgungsvarianten und Befreiungstatbestände .....	53
5.2.1	Eigenbedarf über eigenes Netz .....	54
5.2.2	Eigenbedarf über öffentliches Netz.....	55
5.2.3	Stromlieferung über eigenes Netz .....	56
5.2.4	Stromlieferung über öffentliches Netz.....	57
5.3	Beurteilung der Varianten.....	58
5.3.1	Eigenbedarf über eigenes Netz .....	58
5.3.2	Eigenbedarf über öffentliches Netz.....	59
5.3.3	Stromlieferung über eigenes Netz .....	59
5.3.4	Stromlieferung über öffentliches Netz.....	59
5.4	Resultierende Tarife.....	60
5.4.1	Darstellung des Tarifs eines bundesweiten Versorgers am Beispiel GPE .....	61
5.4.2	Entwicklung der Strompreise .....	63
5.4.3	Zahlungsbereitschaft .....	64
5.4.4	Grundsätzliche Annahmen für einen potenziellen Tarif.....	64
5.4.5	Modellrechnung potenzieller Tarif.....	66
5.4.6	Darstellung potenzieller Tarif regionale Direktvermarktung.....	67
5.4.7	Darstellung potenzieller Tarif regionales Grünstromprivileg .....	72
5.5	Zwischenfazit .....	72
5.5.1	Abschätzung für einen realistischen Tarif .....	74
5.5.2	Zusammenfassung der Einflussgrößen als Zieldreieck des Geschäftsmodells ..	74
5.5.3	Grundsätze eines Geschäftsmodells in der Modellregion .....	77
5.5.4	Konzeptionelle Voraussetzung .....	80
5.5.5	Erste Geschäftsmodelle in der Praxis.....	81
<b>6</b>	<b>Greenpeace Energy .....</b>	<b>82</b>
6.1	Historie Greenpeace Energy eG .....	82
6.2	Geschäftsmodell .....	82
6.2.1	Genossenschaft .....	82
6.2.2	Business Model Canvas Greenpeace Energy eG.....	83
6.3	Zusammenspiel mit Greenpeace e.V. ....	87
6.4	Bestehende Marktstrategie von Greenpeace Energy .....	87
6.4.1	Mission und Vision .....	87
6.4.2	Strategie.....	88

---

<b>7</b>	<b>Handlungsempfehlung für Greenpeace Energy</b> .....	<b>89</b>
7.1	Einbettung des Geschäftsmodells „Direktvermarktung“ in die Strategie .....	89
7.2	Bewertung des Geschäftsmodells „Direktvermarktung“ .....	90
7.3	Umsetzungsplanung .....	92
<b>8</b>	<b>Allgemeine Handlungsempfehlung</b> .....	<b>95</b>
8.1	Empfehlung an Energieversorger .....	95
8.1.1	Chancen des Versorgungsmodells.....	96
8.1.2	Risiken des Versorgungsmodells .....	96
8.2	Empfehlung an die Politik.....	97
8.2.1	Veränderung der Bilanzierungsregeln .....	97
8.2.2	Veränderung der Netzentgeltvergütung.....	97
8.2.3	Veränderung der Stromsteuer .....	97
8.2.4	Veränderung des Marktdesigns.....	98
<b>9</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>99</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>103</b>
	<b>Anhang</b> .....	<b>112</b>

**ABBILDUNGSVERZEICHNIS**

Abbildung 1:	Netzkarte der ÜNB.....	19	
Abbildung 2:	Exemplarische Prozesskette Energielieferung .....	24	
Abbildung 3:	Brutto-Stromerzeugung 2013 in Deutschland.....	29	
Abbildung 4:	Endenergieverbrauch und Stromerzeugung der EE in 2012 .....	30	
Abbildung 5:	Beitrag und Ziele der EE .....	31	
Abbildung 6:	Dimensionen eines GM.....	36	
Abbildung 7:	Business Model Canvas.....	37	
Abbildung 8:	Einflussfaktoren auf die Attraktivität eines GM .....	40	
Abbildung 9:	Schema Merit-Order-Effekt .....	42	
Abbildung 10:	Entwicklung der Terminmarktpreise für das Jahresprodukt Base .....	43	
Abbildung 11:	Skizze Modellregion.....	49	
Abbildung 12:	Übersicht Versorgungsvarianten und dazugehörige Befreiungen.....	54	
Abbildung 13:	Versorgungsvariante 1 - Eigenbedarf über eigenes Netz.....	54	
Abbildung 14:	Versorgungsvariante 2 - Eigenbedarf über öffentliches Netz .....	ohne räumlichen Zusammenhang .....	55
Abbildung 15:	Versorgungsvariante 3 - Eigenbedarf über öffentliches Netz .....	mit räumlichem Zusammenhang .....	56
Abbildung 16:	Versorgungsvariante 4 - Stromlieferung über eigenes Netz.....	56	
Abbildung 17:	Versorgungsvarianten 5 / 6 - Stromlieferung über öffentliches Netz .....	ohne räumlichen Zusammenhang .....	57
Abbildung 18:	Versorgungsvariante 7 - Stromlieferung über öffentliches Netz .....	mit räumlichem Zusammenhang .....	57
Abbildung 19:	Zusammensetzung GPE Tarif 2014 .....	61	
Abbildung 20:	Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte.....	63	
Abbildung 21:	Übersicht Veränderungen im Bilanzkreis .....	65	
Abbildung 22:	Zieldreieck des entwickelten GM.....	75	
Abbildung 23:	Modellregion als BMC.....	78	
Abbildung 24:	Aktuelles GPE GM als BMC.....	83	
Abbildung 25:	BMC Modellregion für GPE .....	91	
Abbildung 26:	Umsetzungsprojektplan.....	92	
Abbildung 27:	Zieldreieck des entwickelten GM.....	100	

**TABELLENVERZEICHNIS**

Tabelle 1: Eigenschaften von Elektrizität .....	17
Tabelle 2: Übersicht ÜNB .....	19
Tabelle 3: Einschätzung zur Übernahme von Aufgaben und Rollen bei Umsetzung GM ...	26
Tabelle 4: Übersicht externe Kosten je Energieträger .....	32
Tabelle 5: Erläuterung Einzelbestandteile Tarif .....	62
Tabelle 6: Unterschiedliche Bestandteile von zwei beispielhaften Tarifen .....	67
Tabelle 7: Übersicht Windanteil 20 Prozent/kein Prosuming .....	68
Tabelle 8: Übersicht Windanteil 40 Prozent/kein Prosuming .....	69
Tabelle 9: Übersicht Windanteil 20 Prozent/100 Prosumenten.....	70
Tabelle 10: Übersicht Windanteil 40 Prozent/100 Prosumenten.....	71

**ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS**

abLa	abschaltbare Lasten
AE	Ausgleichsenergie
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BIKO	Bilanzkreiskoordinator (identisch mit ÜNB)
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMC	Business Model Canvas
BNetzA	Bundesnetzagentur
Bnh	Benutzungsstunden
ct	Cent
DL	Dienstleister
EDIFACT	Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport
EDM	Energiedatenmanagement
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange (Börse für langfristigen Stromgroßhandel mit Sitz in Leipzig)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz – Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
EPEX	European Power Exchange (Börse für kurzfristigen Stromgroßhandel mit Sitz in Paris)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
GM	Geschäftsmodell
GP	Greenpeace e.V.
GPE	Greenpeace Energy eG
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GSP	Grünstromprivileg
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000 MWh)
JEP	Jahresenergieprognose
KA	Konzessionsabgabe

---

kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
MDL	Messdienstleister
MSB	Messstellenbetreiber
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde (1 MWh = 1.000 kWh)
NNE	Netznutzungsentgelte
PV	Photovoltaik
rLM	registrierende Lastgang- / Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
StromEinspG	Stromeinspeisungsgesetz – Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung – Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
TWh	Terrawattstunde (1 TWh = 1.000 GWh)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USt	Umsatzsteuer
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
ZR	Zeitreihe

# 1 EINLEITUNG

## 1.1 Aufgabenbeschreibung

Die Arbeit setzt bei der Integration von Erneuerbaren Energien (EE) an und entwirft hierfür ein Geschäftsmodell (GM). Die Erzeugung aus EE soll vor Ort verbraucht werden, sodass das Gesamtenergiesystem entlastet wird. Durch mögliche Beteiligungsmodelle der Endverbraucher soll die Akzeptanz gegenüber den EE gesteigert werden.

Ziel der Arbeit ist es, einen Weg für die zukünftige Energieversorgung mit einem hohen Anteil EE aufzuzeigen. Dabei soll geprüft werden, ob das entwickelte GM der Direktvermarktung mit dem bestehenden GM von Greenpeace Energy eG (GPE) in Einklang steht. Gleichzeitig kann das GM von anderen Energieversorgern angewendet werden.

Im Rahmen dieser Arbeit wird folgende Kernfrage beantwortet:

- Welches Geschäftsmodell ermöglicht einem nachhaltigkeitsorientierten Energieversorger eine ökonomisch tragfähige Direktvermarktung regenerativ erzeugter Elektrizität in regionalen Bezügen?

Daraus ergeben sich folgende weitere Fragen:

- Wie kann eine regionale und direkte Energieversorgung aus EE an die Endkunden vor Ort durch einen Lieferanten gelöst werden?
- Welche energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen müssen durch den Lieferanten erfüllt werden, damit Erzeugungsanlagen vor Ort an die anliegenden Verbraucher Energie liefern dürfen?
- Wie können Verbraucher mit eigener Erzeugung ihren Eigenverbrauch an Energie steigern und durch einen Lieferanten mit den restlichen Energiemengen versorgt werden?

## 1.2 Zielsetzung

Für die Versorgung von Verbrauchern mit EE ist das Zusammenspiel von Erzeugung vor Ort und Verbrauch vor Ort notwendig. Diese Funktionsweise wird im Rahmen dieser Arbeit dargestellt und für diese Versorgung wird ein GM entwickelt.

Ziel der Arbeit ist es, durch die Beschreibung einer Modellregion und die Skizzierung einer operativen Umsetzung der Versorgung von Kunden in dieser Region ein tragfähiges GM für Energieversorgungsunternehmen (EVU) und insbesondere für GPE zu entwickeln. Ferner wird mit dieser Arbeit der Grundstein für den Aufbau von neuen Kompetenzen in der Organisation GPE für eine zukünftige Energieversorgung gelegt.

Mit Hilfe des im Rahmen der Arbeit ausgearbeiteten Konzepts und der möglichen Umsetzung des Versorgungsmodells besteht die Chance für GPE die Position als grüner Versorger zu festigen. Darüber hinaus kann das Konzept ein Weg sein, um die energiepolitischen Ziele

von Greenpeace e.V. (GP) umzusetzen. Sowohl für GPE als auch für GP ist die Versorgung aus EE ein zentrales Anliegen.

Dieses Anliegen kann z.B. bei der Umsetzung des entwickelten GM weiter vorangetrieben werden. Dabei soll die Arbeit eine Umsetzungsempfehlung aussprechen. Das Konzept soll die folgenden Stufen unter Berücksichtigung ihrer Wirtschaftlichkeit untersuchen:

- 1) Versorgung der Kunden in der Modellregion ohne Förderung
- 2) Nutzung von möglichen Abgabensenkungen innerhalb des gesetzlichen Rahmens durch regionale Direktvermarktung (insbesondere Stromsteuergesetz)
- 3) Nutzung von möglichen Abgabensenkungen innerhalb des gesetzlichen Rahmens durch Versorgung der Kunden mit dem Grünstromprivileg (GSP) (insbesondere EEG)

Für jede Abstufung wird ein Versorgungstarif bestimmt und mit dem aktuellen Tarif von GPE bzw. mit dem aktuell bundesweiten Tarifniveau verglichen.

### 1.3 Abgrenzung

Die Modellregion wird mit den folgenden Parametern geplant:

- Die Anzahl der Haushalte und Erzeugungsanlagen innerhalb der Modellregion wird begrenzt.
- In dieser Arbeit sind das 1.000 Haushalte, davon 100 Prosumentenhaushalte und ein Windpark mit spezifischer Leistung.
- Das Modell betrachtet nur diesen definierten Umfang und nicht eine Umstellung der gesamten Energieversorgung.
- Versorgung der Endkunden mit einem Windpark vor Ort.
- Eigenerzeugung der Prosumenten mit Photovoltaikanlagen (PV):
  - Die Energie wird in Form von Wärme in Wasserspeichern einerseits und / oder andererseits mit Hilfe von Batterien gespeichert.
  - Durch die Speicherung verbleibt die komplette Erzeugung der Prosumenten innerhalb des Haushaltes. Es findet keine Einspeisung ins Versorgungsnetz statt.
- Die Arbeit leistet keine technische Analyse der Infrastruktur der Modellregion und die der Prosumenten.
- Die Arbeit interpretiert die Gesetzestexte und leitet daraus Handlungsempfehlungen ab. Vor der Umsetzung eines möglichen GM in die Praxis muss zwingend eine Prüfung der aktuellen Gesetzeslage durch einen energiewirtschaftlichen Fachanwalt erfolgen.

## 1.4 Vorgehensweise und Methodik

Die Masterthesis ist in neun Kapitel unterteilt. Der Inhalt der einzelnen Kapitel wird im Folgenden kurz skizziert:

**Kapitel Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.: Fehler! Verweisquelle nnte nicht gefunden werden.**

Die Einleitung gibt einen Einstieg in das Thema und erläutert die Zielsetzung der Arbeit. Des Weiteren wird das Thema abgegrenzt und die Methodik erläutert.

**Kapitel 2:** Grundzüge der Energiewirtschaft

Im zweiten Kapitel wird die Funktionsweise der Energieversorgung kurz erläutert. Die Arbeit geht hier ebenfalls auf grundlegende Regeln der Energieversorgung ein und beschreibt die relevanten Akteure mit ihren Aufgaben. Im Weiteren wird das Feld der EE beleuchtet und die zukünftigen Herausforderungen werden herausgearbeitet.

**Kapitel 3:** Allgemeine Geschäftsmodelle von Energieversorgern

Dieses Kapitel führt in das Thema GM ein. Neben der Definition eines GM wird der Unterschied zur Strategie benannt. Im weiteren Verlauf werden exemplarisch aktuelle GM von Energieversorgern vorgestellt.

**Kapitel 4:** Beschreibung der Modellregion

Dieses Kapitel stellt neben den Grundzügen der regionalen Versorgung ebenfalls die Idee des Prosumenten innerhalb des Modells vor.

Es wird ein detaillierter energiewirtschaftlicher Plan als Versorgungsmodell entwickelt und beschrieben.

Zusätzlich geht das Kapitel auf den Umgang mit fluktuierenden Erneuerbaren Energien (fEE) ein.

**Kapitel 5:** Wirtschaftliche Betrachtung der Modellregion

Dieses Kapitel analysiert die relevanten Gesetze und deren Konsequenzen auf das beschriebene Modell.

Innerhalb des Kapitels werden Versorgungsvarianten beschrieben. Die einzelnen Varianten werden beurteilt und für eine ausgewählte Variante wird ein Tarif berechnet. Des Weiteren werden Herausforderungen bei der Realisierung des Tarifs begutachtet. Zum Schluss findet eine Beschreibung des GM für dieses Konzept statt.

**Kapitel 6:** Greenpeace Energy

Im sechsten Kapitel werden das GM und das Verhältnis zu GP erläutert. Des Weiteren findet eine Beschreibung des aktuellen GM sowie der aktuellen Strategie statt.

**Kapitel 7:** Handlungsempfehlung für Greenpeace Energy

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Arbeit hinsichtlich der Umsetzbarkeit bei GPE geprüft und bewertet. Die Chancen und Risiken werden benannt und eine Umsetzungsempfehlung ausgesprochen. Daraus resultiert ein erster Zeitplan für ein mögliches Modellprojekt.

**Kapitel 8: Allgemeine Handlungsempfehlung**

Zum Ende der Arbeit werden allgemeine Empfehlungen in Richtung Energieversorger und der Politik formuliert.

**Kapitel 9: Zusammenfassung**

Das letzte Kapitel fasst die Ergebnisse zusammen und leitet ggf. in weiterführende Fragestellungen über. Diese sind nicht Bestandteil der Arbeit, können aber sehr wohl erfolgskritisch für die Umsetzung des Modells sein. Daher sollen auch solche Fragen für GPE sichtbar sein, um sie ggf. an anderer Stelle weiterverfolgen zu können.

**Methode:**

Die Masterarbeit befasst sich mit der Energiewirtschaft. Innerhalb der Energiewirtschaft setzt die Arbeit einen Schwerpunkt bei der Erzeugung aus EE bzw. fEE und der Belieferung von Endkunden aus diesen Erzeugungsanlagen. Das Thema der Arbeit ist im Markt bisher wenig etabliert und bildet somit ein Nischenthema innerhalb einer Branche. Die Arbeit setzt den Fokus auf die operative Umsetzung des entwickelten Modells.

Das Fundament der Masterarbeit basiert auf Literatur aus Fachartikeln und Fachbüchern. Darüber hinaus werden Statistiken und Datenmeldungen für den Energiemarkt verarbeitet. Die Arbeit skizziert eine Modellregion und definiert für die Umsetzung des GM in dieser Region alle relevanten Prozesse aus energiewirtschaftlicher Sicht.

Für dieses Modell werden Tarife kalkuliert und hergeleitet. In diese Tarife fließen diverse Informationen ein. Auf der einen Seite werden im Rahmen dieser Arbeit Kundenlastgänge berechnet. Die Versorgung der Kunden wird u.a. mit Winderzeugungslastgängen simuliert. Zur preislichen Bewertung der Versorgung werden aus zwei Märkten Preise hinzugezogen. Auf der einen Seite liefert der Spotmarkt Preise für die Simulation des Tarifes. Darüber hinaus werden Ausgleichsenergiepreise herangezogen. Auf diesem Weg findet eine Überprüfung der Wirtschaftlichkeit des Versorgungskonzeptes statt.

Das im Rahmen der Arbeit entwickelte Versorgungskonzept wird mit Hilfe einer Business Model Canvas dargestellt und erläutert. Die Entwicklung des Modells ist neu und bildet den innovativen Charakter der Arbeit.

## 2 GRUNDZÜGE DER ENERGIEWIRTSCHAFT

### 2.1 Eigenschaften von Elektrizität

Elektrizität hat folgende physikalische Eigenschaften:

Tabelle 1: Eigenschaften von Elektrizität (vgl. Kästner & Kießling 2009)

Eigenschaft	Einheit	Beschreibung
Spannung	Volt	Strom fließt durch Leitung
Widerstand	Ohm	Strom fließt durch Leitung und trifft dort auf Widerstand
Menge	Ampere	Menge an Strom, die durch eine Leitung fließen kann
Frequenz	Hertz	Die Netzfrequenz ist in Europa einheitlich auf 50 Hertz festgelegt. Die Frequenz gibt den periodischen Spannungsverlauf über die Zeit wieder.
Leistung	Watt	Spannung mal Menge Besonderheit Erzeugungsanlage: Die Leistung beschreibt das Potenzial einer Anlage.
Arbeit	Wattstunden (vgl. kWh / MWh / GWh / TWh)	Leistung pro Zeit Besonderheit Erzeugungsanlage: Die Stromerzeugung gibt die erzeugte Arbeit einer Anlage wieder. Entscheidend für die Arbeit ist neben der Leistung auch die Anzahl der Benutzungsstunden, an denen die Anlage mit voller Leistung Energie produziert. Ein Jahr hat 8.760 Benutzungsstunden (365 Tage mal 24 Stunden). Für eine WEA gilt folgendes Beispiel: 1.500 Bnh mal 2 MW Leistung = 3.000 MWh Arbeit

Bei der Versorgung von Kunden mit Elektrizität sind diverse spezifische Eigenschaften zu beachten. Diese sind:

- Elektrizität ist leitungsgebunden
- Elektrizität wird im Moment der Erzeugung sofort verbraucht und ist demnach im Netz nicht speicherbar. Aus diesem Grund müssen Angebot und Nachfrage in jedem Moment im Gleichklang sein. Ausnahme: Speicherung in Batterien oder Umwandlung der Elektrizität in Gase<sup>1</sup>; dabei wird eine Speicherung im Stromnetz weiterhin nicht erreicht.

<sup>1</sup> Power-to-Gas/Windgas: Mit Hilfe von Strom aus EE/fEE wird durch ein Elektrolyseverfahren aus Wasser Wasserstoff gewonnen. Dieser Wasserstoff kann als Energieträger ins reguläre Gasnetz eingespeist werden. Dort lässt sich das Gas speichern, transportieren und nutzen.

- Die Arbeit der elektrischen Energie wird in Kilowattstunden (kWh) gemessen (vgl. Schabbach & Wesselak 2012). Somit findet bei der Belieferung von Endkunden primär diese Einheit Anwendung.
- Die Bilanzierung und der Handel von Energie finden in der Einheit MWh statt. Umrechnungsbeispiel MWh zu kWh: 1 MWh = 1.000 kWh

## 2.2 Liberalisierung und Wettbewerb

Die EU-Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt ist mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) umgesetzt. Dadurch hat die Bundesregierung den Markt für Elektrizitätsversorgung 1998 liberalisiert. Das EnWG galt von 1935 bis 1998 und wurde dann durch ein novelliertes EnWG (EnWG 1998) abgelöst (vgl. Aichele 2012).

Seitdem haben deutsche Endverbraucher die Möglichkeit ihren Energieversorger selbst auszuwählen. Derzeit stehen ca. 1.100 Energievertriebe im Wettbewerb miteinander (BDEW 2012, 31). Ein natürliches Monopol besteht weiterhin in den Netzen. Damit ein Verteilnetzbetreiber (VNB), der sowohl Netzbetreiber als auch Lieferant ist, keine Informationsvorteile gegenüber anderen Lieferanten hat, ist eine Entflechtung entlang der Wertschöpfungskette ebenfalls umgesetzt. Netz- und Vertriebsgesellschaften sind sowohl rechtlich als auch organisatorisch voneinander getrennt. Der Zugang zum Netz muss jedem Lieferanten diskriminierungsfrei gewährt werden.

## 2.3 Aufgaben und Rollen im Energiemarkt

### 2.3.1 Energieerzeuger

Elektrizität wird z.B. durch das Nutzen von thermischer Energie (Kohle, Gas, Öl) erzeugt. Bei Wind- und Wasserkraftwerken wird wiederum mechanische Energie genutzt.

In Deutschland gibt es derzeit ca. 300 Energieerzeuger mit einer Leistung größer 1 MW (vgl. BDEW 2012). Insgesamt sind rd. 178,3 GW Leistung installiert, wobei 102,6 GW thermisch sind und im Jahr 2012 438 TWh Elektrizität produziert haben. Auf der anderen Seite haben 75,6 GW der EE 139 TWh produziert (BNetzA 2013, 30 ff).

Während die EE-Kraftwerke abhängig von z.B. Sonne, Wind und Wasserlauf produzieren, werden die regelbaren thermischen Kraftwerke in der Regel in drei Kategorien gemäß der Einsatzzeiten (maximal 8.760 Bnh im Jahr) für die Produktion von Elektrizität unterteilt (vgl. SRU 2011):

- Grundlastkraftwerke:  
zwischen 7.000 und 8.760 Bnh pro Jahr
- Mittellastbereich:  
zwischen 2.000 und 7.000 Bnh pro Jahr
- Spitzenlastbereich:  
unterhalb von 2.000 Bnh pro Jahr

### 2.3.2 Übertragungsnetzbetreiber

Eine Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist es, die Übertragungs-/Transportnetze zu betreiben, bereitzustellen, zu unterhalten und zu dimensionieren. Dabei sind die ÜNB regelverantwortlich für die Hoch- und Höchstspannungsnetze (72,5 – 125 kV und ab 125 kV), die der überregionalen Übertragung von Elektrizität zu nachgeordneten Netzen dienen (vgl. EEG 2004).

Die vier deutschen ÜNB sind:

Tabelle 2: Übersicht ÜNB (eigene Darstellung)

ÜNB	Logo	Sitz der Gesellschaft
50 Hertz Transmission GmbH		Berlin
TenneT TSO GmbH		Bayreuth
Amprion GmbH		Dortmund
TransnetBW GmbH		Stuttgart

Des Weiteren sind sie für die Netzfrequenzregelung (50 Hertz) zuständig (vgl. Aichele 2012). Über die Bereitstellung und Beschaffung von Regelenergie wird die Frequenz gehalten. Dabei setzen die ÜNB Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein (für eine detaillierte Beschreibung der Regelenergiemärkte vgl. Kapitel „Systemdienstleistungen“ in BNetzA 2013).

Die Zuständigkeiten der ÜNB verteilen sich in Deutschland wie folgt:



Abbildung 1: Netzkarte der ÜNB (Netzentwicklungsplan 2014)

Darüber hinaus koordinieren die ÜNB die Zahlungsflüsse der EEG-Umlage. Diese wird von den ÜNB je Lieferant erhoben und dann über die VNB an die Anlagenbetreiber ausgezahlt.

### 2.3.3 Verteilnetzbetreiber

Während der Transport der Energie von den ÜNB koordiniert wird, erfolgt die lokale Verteilung der Energie durch die VNB. Dafür werden Netze der Mittelspannung (1 bis 72,5 kV) und Niederspannung (bis 1 kV) genutzt. Derzeit gibt es 920 VNB (vgl. BDEW 2012).

Aufgabe der VNB ist es, Netzanschlüsse für Anlagen und Haushalte herzustellen und die lokalen Netze zu betreiben und zu unterhalten, die für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität dienen (vgl. EEG 2004).

Dabei bestimmen die VNB folgende grundlegenden Dinge zur Versorgung der Kunden mit Energie:

- Standardlastprofil (SLP):
  - Hintergrund:  
Die Erfassung der abgenommen elektrischen Leistung (Viertelstunden-Werte) spielt keine Rolle. Findet bis zu einer Abnahmemenge von 100.000 kWh pro Jahr Anwendung. Bei diesen Kunden wird über technisch einfache Zähler lediglich der Jahresenergieverbrauch erfasst.
  - Der VNB gibt die Abnahmestruktur mit dem SLP vor. Der Lieferant hat keinen Einfluss auf die Struktur und ist verpflichtet gemäß des starren SLP die Energie zur Verfügung zu stellen.
  - Typischerweise wird der Tagesverlauf der Leistung vorgegeben und nach Werktag und den Wochenendtagen unterschieden. Zudem differieren die Tage ja nach Jahreszeit (Sommer, Winter, Übergang) (BNetzA 2013, 132).
  - Unterschied SLP zu registrierende Lastgangmessung (rLM):  
Bei einer rLM-Versorgung findet eine zeitliche Erfassung der abgenommen elektrischen Leistung statt. Findet ab einer Abnahmemenge von 100.000 kWh pro Jahr Anwendung. Dafür sind entsprechende Zähler notwendig. Des Weiteren bestimmt der Lieferant anhand seiner Prognose die Struktur und Menge der von ihm zur Verfügung gestellten Energie.
- Jahresenergieprognose (JEP):
  - Angabe des Jahresverbrauchs (oder JEP) des Kunden in kWh.
  - Der Lieferant muss neben der SLP-Struktur ebenfalls die genannte Menge an Energie zur Verfügung stellen. Eine Anpassung des Wertes zwischen Kunde und Lieferant ist nicht zulässig. Dies kann nur mit Zustimmung des VNB erfolgen.

### 2.3.4 Energieversorgungsunternehmen – Lieferanten

Gemäß EnWG sind EVU mit dem Schwerpunkt Lieferant natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern. Laut BDEW sind aktuell rd. 1.100 Unternehmen als Versorger von Endkunden mit Elektrizität tätig (vgl. BDEW 2012). Zur Versorgung der Endkunden ist die Nutzung der Verteilnetze notwendig.

### 2.3.5 Stromhandel

Im Rahmen der Liberalisierung sind zwei Energiemärkte entstanden. Auf der einen Seite der Endkundenmarkt, auf dem Lieferanten Kunden versorgen. Auf der anderen Seite der Stromhandelsmarkt der zwischen Erzeugern, Händlern und Lieferanten stattfindet. In der Regel beauftragen Erzeuger einen Händler mit der Vermarktung der möglichen Energieproduktion aus Kraftwerken. Ein Handel findet z.B. bilateral oder an einer Börse statt. Der Börsenplatz für den deutschen Stromhandel ist die European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig. An der EEX wird der Terminmarkt gehandelt. Die beiden Kurzfristmärkte (Intraday und Spot) werden an der EPEX mit Sitz in Paris gehandelt. An der EPEX ist die EEX beteiligt. An den beiden Börsen EPEX / EEX werden verschiedene Produkte (unterschieden nach dem Erfüllungszeitpunkt) gehandelt:

- **Spot-Markt/day-ahead-Markt:**  
An diesem Markt wird Energie am heutigen Handelstag für den morgigen Erfüllungstag (von 0:00 bis 24:00 Uhr) gehandelt. Die computerbasierte Auktion findet um 12:00 Uhr des Handelstages statt. Die Preisveröffentlichung erfolgt ab 12:40 Uhr (vgl. EEX 2013).
- **Intraday-Markt:**  
Der Intraday-Markt beginnt nach Abschluss des Spot-Marktes. Ab 15:00 Uhr des Handelstages kann der Erfüllungstag bereits gehandelt werden. Der Intraday-Markt dient dazu Lieferungen im Erfüllungszeitraum des Spot-Marktes zu ergänzen. Dieser Markt gewinnt insbesondere durch die vermehrte Integration von dargebotsabhängigen fEE stetig an Bedeutung (TenneT 2013, 31).
- **Terminmarkt/Futures:**  
Der Terminmarkt dient u.a. Lieferanten insbesondere zur Absicherung von Risiken. Am Terminmarkt kann ein Lieferant eine definierte Struktur zu einem festen Preis bereits heute kaufen. Die Lieferung der Energie wird in der Zukunft erfüllt. Genauso nutzen Erzeuger den Terminmarkt, um nicht ausschließlich in den volatilen Spot-Märkten zu agieren (TenneT 2013, 29 ff). Am Terminmarkt können Standardprodukte gehandelt werden. Ein beispielhaftes Standardprodukt ist das „Phelix-Base-Year“ (vgl. EEX 2012). Dies ist ein Terminmarktprodukt, bei dem zu jeder Zeiteinheit (Stunde oder Viertelstunde) des Lieferjahres derselbe Leistungswert geliefert wird. Das Base Produkt kann des Weiteren für Wochen, Monate und Quartale gehandelt werden. Alle Produkte werden in Euro je MWh notiert. Weitere Standardprodukte sind „Peak“ und „Off-peak“ (vgl. EEX 2013).

### 2.3.6 Bilanzkreisverantwortliche

In dem kaufmännischen System der Bilanzkreise werden Endkunden mit Elektrizität beliefert. Bilanzkreise sind virtuelle Energiekonten und fassen innerhalb einer Regelzone die Einspeise- und Entnahmestellen zusammen. Ein Bilanzkreis dient dem Zweck, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen (vgl. EnWG 2005). In einem Bilanzkreis wird die Energie durch den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) beim Bilanzkreiskoordinator (BIKO) / ÜNB für jeden Tag und für jede Viertelstunde angemeldet. Dabei werden durch den BKV innerhalb eines Bilanzkreises die erwarteten Lastprofile (Entnahme) und Erzeugungsprofile für den Folgetag für jede Viertelstunde prognostiziert. Der Bilanzkreis muss dabei in der Prognose für jede Viertelstunde ausgeglichen sein.

Das System der Bilanzkreise dient den ÜNB dazu die Netzstabilität zu organisieren. Auftretende Über- und Unterdeckungen durch Abweichungen des Ist-Verhaltens der Verbraucher bzw. Erzeuger gegenüber der Prognose wird durch die ÜNB ausgeglichen (vgl. Kleinmaier 2008).

Ein Haushalt, der sich selbst mit Energie versorgt, unterliegt nicht dem System der Bilanzkreise.

### 2.3.7 Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) ist eine Bundesbehörde mit der Aufgabe der Überwachung der Netzmärkte mit ihren natürlichen Monopolen (Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen).

Mit dem EnWG 2005 wurde der BNetzA die Befugnisse für die Energiemarktregulierung übertragen. Ziel ist es, die Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung zu gewährleisten, um damit einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas sicherzustellen (vgl. BNetzA 2014). Dabei prüft die BNetzA die Höhe der Netznutzungsentgelte (NNE) und überwacht den diskriminierungsfreien Zugang zu den Energienetzen um damit eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas sicherzustellen. Ferner ist die BNetzA bei der Festlegung von Marktprozessen und -formaten beteiligt (vgl. Aichele 2012).

Des Weiteren ist die BNetzA im Bereich der Versorgungssicherheit aktiv. Hierbei findet ein enger Austausch mit den ÜNB statt. Auf der einen Seite definiert und genehmigt die BNetzA den Ausbauplan für Höchstspannungsnetze und auf der anderen Seite genehmigt die Behörde in Abstimmung mit den ÜNB Kraftwerksstilllegungen (vgl. Kapitel 2.3.1).

### 2.3.8 Endkunden

Gemäß dem EnWG 2005 sind Endkunden/Letzverbraucher natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen.

Endkunden können aufgrund des liberalisierten Marktes den Lieferanten frei wählen. In Deutschland sind derzeit rd. 45,7 Mio. Zählpunkte im Bereich der Haushaltskunden installiert (BNetzA 2013, 26). Eine Vielzahl (20 Mio. Zählpunkte) an Endkunden (BNetzA 2013, 133) hat von diesem Wahlrecht bisher kein Gebrauch gemacht. Diese Kunden befinden sich bei dem örtlichen EVU in der Grundversorgung. Das örtliche EVU / Stadtwerk ist in der Regel der Grundversorger für den Kunden. Grundversorger ist dasjenige EVU, welches die Mehrheit der Kunden in einem Netzgebiet versorgt.

Ein Endkunde wird zu jedem Zeitpunkt von einem EVU mit Energie versorgt. Dabei treten folgende Möglichkeiten auf:

- 1) Versorgung beim Grundversorger im Grundversorgungstarif
- 2) Versorgung beim Grundversorger mit einem Sondervertrag. Der Endkunde hat einen Lieferantenwechsel vollzogen, indem der Endkunde beim örtlichen Versorger einen gesonderten Tarif gewählt hat. Der Kunde ist aus der Grundversorgung heraus gewechselt.
- 3) Versorgung bei einem Lieferanten, der nicht Grundversorger ist

Der Durchschnittsverbrauch eines typischen Privathaushaltes beträgt:

- zu 1. Bundesdurchschnitt / SLP / Grundversorgung:  
2.600 kWh (BNetzA 2013, 133)
- zu 2. Bundesdurchschnitt / SLP / Sondervertrag beim Grundversorger:  
4.500 kWh (BNetzA 2013, 133)
- zu 3. bei GPE: 2.609 kWh (eigene Auswertung aus Kundenabrechnungswerten)

## **2.4 Belieferung von Kunden mit Energie – Exemplarische Prozesskette**

Wie die Endkunden mit Energie beliefert werden, zeigt die schematische Abbildung 2 in fünfzehn Prozessschritten.

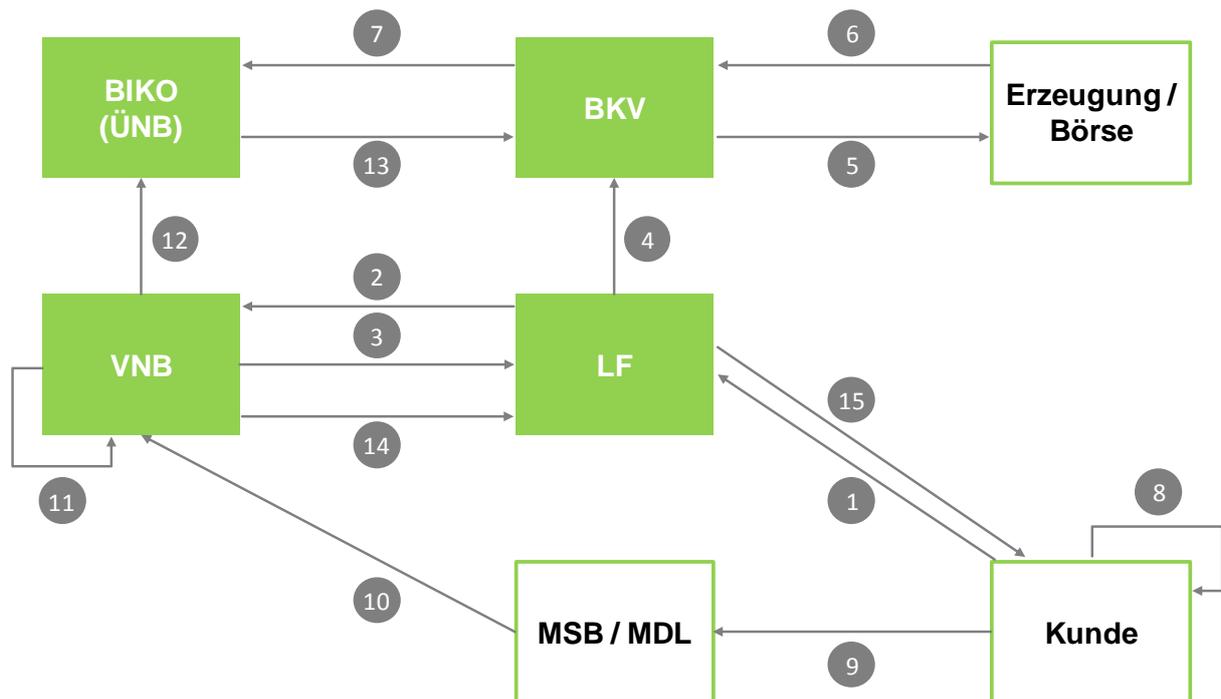


Abbildung 2: Exemplarische Prozesskette Energielieferung (eigene Darstellung)

- 1) Vertragsabschluss zwischen Kunde und Lieferant  
Anmerkung: ggf. Kündigung des Kunden durch den neuen Lieferanten bei dem alten Lieferanten
- 2) Ummeldung des Kunden beim VNB zu dem neuen Lieferanten und Abmeldung bei dem alten Lieferanten  
Anmerkung: Wechselprozess gemäß GPKE im Dateiformat EDIFACT
- 3) Bestätigung der Ummeldung durch den VNB und Übermittlung der relevanten Bilanzierungsdaten an den neuen Lieferanten  
Anmerkung: insbesondere SLP, JEP, Bilanzierungsbeginn, Bilanzierungsgebiet
- 4) Meldung/Bilanzierung der benötigten Energiemengen durch den Lieferanten in einem ihm zugeordneten Lieferantenbilanzkreis beim BKV  
Anmerkung: Lieferant und BKV können identisch sein; u.U. übernehmen Unternehmen dienstleistend die Aufgaben des BKV für den Lieferant
- 5) Beschaffung des prognostizierten Energieabsatzes über Börsengeschäfte oder Lieferverträge mit Energieerzeugern. Nominierung des Energieabsatzes je Viertelstunde durch den BKV beim Geschäftspartner (Erzeuger).
- 6) Bestätigung der Nominierung an den BKV durch den Geschäftspartner (Erzeuger) und gleichzeitige Meldung der Fahrpläne (entsprechen der Nominierung) an den BIKO.  
Anmerkung: Ein Fahrplan ist die Beschreibung eines Energiegeschäftes zwischen zwei Bilanzkreisen. Der Fahrplan definiert somit den Zeitraum des Geschäfts auf Viertelstundenebene, die Leistungswerte je Viertelstunde und die Richtung des Geschäfts zwischen den beiden Bilanzkreisen.

- 7) Meldung der Fahrpläne durch den BKV beim BIKO  
Anmerkung: Der BKV meldet den Absatz je Viertelstunde an den BIKO. Der Geschäftspartner (Erzeuger) meldet einen korrespondierenden Lieferfahrplan ebenfalls an den BIKO. Mit Bestätigung der Fahrplanmeldungen durch den BIKO sind die Energiegeschäfte auf dem Energiekonto des BKV gebucht und transferiert. Der BKV ist dafür verantwortlich, dass Absatzprognose und beschaffte Energiemenge in jeder Viertelstunde ausgeglichen sind.
- 8) Verbrauch der Energie durch den Kunden
- 9) Messung der verbrauchten Energie am Zählpunkt zum Stichtag und Übermittlung der Messwerte an den MSB / MDL  
Anmerkung: in der Regel ist der MSB / MDL identisch mit dem VNB; ggf. ebenfalls Übermittlung der Messwerte durch den Kunden an den Lieferanten
- 10) Weitergabe der Messwerte durch den MSB / MDL an den VNB. Ebenfalls Weitergabe der Messwerte an den Lieferanten durch den VNB.  
Anmerkung: ggf. Korrektur der JEP durch den VNB und Mitteilung an den Lieferanten per EDIFACT Nachricht
- 11) Zuteilung der gemessenen Energiemengen auf Lieferanten und deren Lieferantenbilanzkreise gemäß der MaBiS  
Anmerkung: enthält Informationen über die Energiemenge und -struktur für den jeweils gültigen Bilanzierungsmonat des EINZELNEN Lieferanten und seiner Lieferantenbilanzkreise in dem Netz des VNB (Bilanzierungsgebiet)
- 12) Meldung der Zuteilung aus Schritt 11 an den BIKO gemäß der MaBiS  
Anmerkung: enthält Informationen über die Energiemenge und -struktur für den jeweils gültigen Bilanzierungsmonat ALLER in dem Netz des VNB (Bilanzierungsgebiet) vorhandenen Lieferantenbilanzkreise
- 13) Aggregation der Meldungen ALLER VNB und Zuordnung zu einem individuellen Lieferantenbilanzkreis und Weiterleitung durch BIKO an den BKV gemäß der MaBiS  
Anmerkung: Abgleich der gemeldeten BIKO-Werte durch den BKV mit eigenen Daten und ggf. Korrektur. Die Bilanzierungssichten VNB und Lieferant werden miteinander verglichen.
- 14) Meldung der Zuteilung aus Schritt 11 an den Lieferanten gemäß der MaBiS  
Anmerkung: enthält Informationen über die Energiemenge und -struktur für den jeweils gültigen Bilanzierungsmonat des EINZELNEN Lieferanten
- 15) Abrechnung  
Anmerkung: Erstellung der Abrechnung gegenüber dem Kunden durch den Lieferanten bzw. einem Dienstleister (DL) anhand der gemeldeten Messwerte. Abrechnung der verbrauchten Energie entsprechend des Tarifs (vgl. Kapitel 5.4.1) durch den Lieferanten (oder ein AbrechnungsDL). Die Abrechnung erfolgt in der Regel jährlich.

Zur Abwicklung der genannten Prozesse ist der Einsatz einer spezialisierten Energiedatenmanagementsoftware (EDM) für die genannten Aufgaben unumgänglich.

Bei der Umsetzung eines GM zur Direktvermarktung von Strom sind folgende Rollen durch einen Versorger einzunehmen:

Tabelle 3: Einschätzung zur Übernahme von Aufgaben und Rollen bei Umsetzung GM (eigene Darstellung)

Rolle	Übernahme (JA/NEIN/KANN)	Erläuterung
Lieferant	JA	Zwingend erforderlich, da der Lieferant die Beziehung zum Kunden hat
VNB	NEIN	Nicht möglich. Die Rollen VNB und Lieferant sind seit der Liberalisierung strikt getrennt (rechtlich und organisatorisch).
MSB / MDL	KANN	Die Übernahme der Rolle ist möglich und kann ggf. perspektivisch Vorteile mit sich bringen (laufende Erfassung der Verbrauchs bei entsprechender Zählertechnik; Laststeuerung beim Kunden).
BIKO	NEIN	Nicht möglich. Es gibt vier definierte BIKO / ÜNB.
BKV	JA/(KANN)	Zur Umsetzung des GM ist die Prozesshoheit über den Bilanzkreis von Vorteil. Insbesondere die Informationsverarbeitung der Windenergieprognosen ist für die Umsetzung des GM essentiell.
Erzeuger	KANN	Eine gute Geschäftsbeziehung zu dem Erzeuger ist von Wichtigkeit für die Umsetzung des GM. Sollen perspektivisch Erzeugungsanlagen durch den Lieferant gesteuert werden, ist eine gute Partnerschaft ebenfalls von Vorteil.

## 2.5 Zusammenfassung der Regeln bei Energielieferung

Die Belieferung von Kunden mit Energie findet über Bilanzkreise statt. Für die Bilanzierung von Energie gelten Regeln, die für die Umsetzung des GM von Bedeutung sind. Bei der Versorgung von Kunden sind insbesondere die Inhalte der StromNZV zu beachten (vgl. StromNZV 2005):

- VNB übermittelt dem Lieferant das anzuwendende SLP
- VNB übermittelt dem Lieferant die zu liefernde JEP
- Das SLP ist bis zu einem Verbrauch von 100.000 kWh anzuwenden

Daraus resultiert, dass die Absatzmenge und -struktur der Kunden des Lieferant von den jeweiligen VNB vorgegeben wird. Zusätzlich ist die Absatzseite durch SLP und JEP fest vorgegeben. Auf der anderen Seite muss der Lieferant fEE prognostizieren und den Absatz für jede Viertelstunde decken. Es entsteht somit in der Versorgung von SLP-Kunden ein Verhältnis aus fixiertem Absatz zu fluktuierender Erzeugung. Da Erzeugung und Verbrauch immer im Saldo gleich Null sein müssen, besteht hierin eine Hauptherausforderung bei der Umsetzung des GM.

Der Umgang mit Eigenverbrauch bei SLP-Kunden ist in der aktuellen Gesetzeslage nicht geregelt. Derzeitige SLP berücksichtigen grundsätzlich keinen Eigenverbrauch (vgl. Fest & Ploch 2013). Durch Eigenverbrauch wird also nicht das SLP in seiner Struktur für die Bilanzierung geändert. Der VNB kann jedoch die JEP des Kunden um den Wert des Eigenverbrauchs nach unten korrigieren.

## 2.6 Erneuerbare Energien

Deutschland ist Vorreiter bei der Erzeugung von Energie aus Erneuerbaren Energieträgern. Im Jahr 2012 wurden ca. 24 Prozent der Brutto-Stromerzeugung aus EE gewonnen (BDEW 2014b, 16). Die Bundesregierung will den Anteil von EE am Bruttostromverbrauch<sup>2</sup> bis 2020 auf 35 Prozent steigern (Bundesregierung 2010, 4).

Der stetig zunehmende Anteil von EE stellt das System der Energieversorgung vor technische Herausforderungen, da Verbrauch und Erzeugung von Elektrizität stets in Einklang sein müssen. Ein Großteil der EE ist hingegen abhängig von Wind und Sonne und der Erzeugungszeitpunkt ist nicht steuerbar.

Der Ausbau der EE wird mit der sogenannten Erneuerbaren-Energie-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage) auf jede verbrauchte Kilowattstunde finanziert. Diese wird bei jedem Endverbraucher mit der Stromrechnung erhoben. Durch den Anstieg der EEG-Umlage über die letzten Jahre scheint die Akzeptanz für den gesetzlich geförderten Ausbau zu schwinden (vgl. Agentur für Erneuerbare Energien 2012). Die EEG-Umlage betrug in 2013 5,277 ct/kWh. Bei einer Erzeugung von 132 Mio. MWh führte dies zur Ausbezahlung von 22,9 Mrd. Euro an die Anlageigentümer (vgl. ZfK 2014). 2010 lag die Umlage noch bei 2,05 ct/kWh (BDEW 2013, 41). Für das Jahr 2014 wurde die EEG-Umlage am 15. Oktober 2013 auf 6,24 ct/kWh festgelegt. Dies ist eine weitere Steigerung und bedeutet erwartete Einnahmen über die Umlage in Höhe von 23,6 Mrd. Euro (vgl. netztransparenz.de 2013). Seit 2002 wurden rd. 120 Mrd. Euro ausgeschüttet.

Gemäß dem EEG werden Anlagen in der Regel über 20 Jahre mit einem festen Preis je erzeugter kWh gefördert. Die aufkommende Kritik richtet sich gegen diese starre Vergütung, da geförderte Anlagen sich u.a. nicht entsprechend der aktuellen Energienachfrage verhalten müssen: Die Anlagen produzieren den Strom abhängig von Windaufkommen und Sonneneinstrahlung. Bei stetig steigender Erzeugung aus EE kommt der Zusammenführung von Erzeugung und Verbrauch eine entscheidende Rolle zu.

### 2.6.1 Gesetzliche Entwicklung

Die gesetzliche Entwicklung zur Förderung von EE begann Ende 1990 mit dem „Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz“. Das Stromeinspeisungsgesetz (vgl. StromEinspG 1990) regelte die Abnahmepflicht und Vergü-

---

<sup>2</sup> Der nationale Bruttostromverbrauch entspricht der national produzierten Gesamtstrommenge, die aus allen Quellen erzeugt wurde (Wind, Wasser, Sonne, Kohle, Öl und so weiter), zuzüglich Einfuhren, abzüglich Ausfuhren. Quelle:  
<http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/FAQ/faq-energie.html?nn=437032#doc132314bodyText5>

tung von Strom aus EE durch die EVU. Das Gesetz trat zum 01. Januar 1991 in Kraft und ist der Vorläufer der dann folgenden Erneuerbare-Energien-Gesetze.

Das StromEinspG wurde im Jahr 2000 durch das erste EEG abgelöst (vgl. EEG 2000). Mit der Verabschiedung des EEG hat der Gesetzgeber die Abnahmepflicht und Vergütung von Strom aus EE bestätigt und ebenfalls die Förderung der EE mit Zielen verknüpft. Diese Ziele beziehen sich auf eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung und den Ausbau der EE, um deren Anteil an der Stromerzeugung zu steigern.

Des Weiteren werden in dem Gesetz individuelle Vergütungssätze je Erzeugungsart definiert. Außerdem wird die Verteilung der erzeugten EE durch die ÜNB in der Ausgleichsregelung beschrieben.

Im Jahr 2004 wurde das EEG novelliert. In dem Gesetzestext wurden jetzt erste konkrete Ausbauziele definiert. Diese beziehen sich auf den Anteil der EE an der Stromversorgung:

- 12,5 Prozent bis 2010 und
- 20 Prozent bis 2020

Mit der Novellierung wurde u.a. die europäische Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt umgesetzt.

Des Weiteren wurden Ausnahmeregelungen für Großverbraucher (Schienenbahnen / produzierendes Gewerbe) eingeführt, die von der Ausgleichsregelung ausgenommen werden können. Die aktuelle Diskussion zu den Ausnahmen findet sich auch in Kapitel 2.6.6 wieder.

Eine weitere Novellierung fand zum 01. Januar 2009 statt (vgl. EEG 2008). In dem Text wurden die Ziele für den Anteil der EE an der Stromversorgung erneuert (30 Prozent bis 2020).

Darüber hinaus wurde in dieser Novelle erstmals die Möglichkeit der Direktvermarktung eingeführt. Diese ist im Paragraph 17 näher beschrieben. Die Direktvermarktung sieht das monatliche An- und Abmelden von Anlagen aus der gesetzlichen Vergütung vor. Mit der Novelle können sich EVU von der Ausgleichsregelung befreien, sofern sie mindestens 50 Prozent der gelieferten Strommenge an Endkunden aus förderfähigen EE-Anlagen beziehen (vgl. EEG 2008, Paragraph 37). Diese Form der Direktvermarktung mit der Befreiung von der EEG-Umlage heißt umgangssprachlich „Grünstromprivileg“.

Die bisher jüngste Novelle ist in 2012 umgesetzt. In diesem Gesetz werden die Paragraphen zur Direktvermarktung erweitert. Die Direktvermarktung wird in Paragraph 33b aufgetrennt in die folgenden Vermarktungsformen (vgl. EEG 2011):

- Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie („Marktprämie“)
- Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein EVU („Grünstromprivileg“)
- Sonstige Direktvermarktung

Die Vermarktung nach Marktprämie ist neu eingeführt. Die Befreiung von der EEG-Umlage im GSP ist begrenzt auf zwei ct/kWh (vorher Komplettbefreiung).

### 2.6.2 Entwicklung von Ausbau und Erzeugung

Der Ausbau der EE ist mit Einführung des EEG vorangeschritten. Einen aktuellen Überblick gibt die unten stehende Abbildung des BDEW:

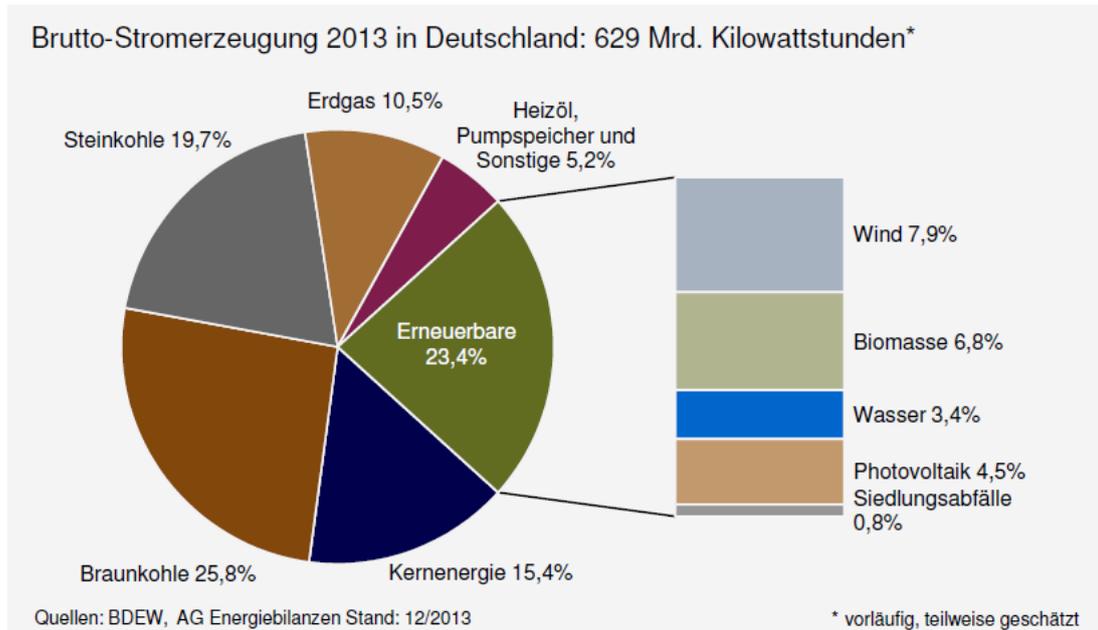


Abbildung 3: Brutto-Stromerzeugung 2013 in Deutschland (BDEW 2014a, 2)

Obige Grafik zeigt die vorläufige Brutto-Stromerzeugung in 2013. Darin ist zu erkennen, dass die Erzeugung aus EE in 2013 23,4 Prozent beträgt. Insgesamt wurden in 2013 629 Mrd. kWh erzeugt. In 2012 lag der Anteil bei 22,8 Prozent (Erzeugung bei 629,8 Mrd. kWh). Bei Einbezug des Anteils der EE auf den Brutto-Stromverbrauch steigt der Anteil der EE auf 25 Prozent, da der Verbrauch 596 Mrd. kWh beträgt. Somit hat Deutschland in 2013 33 Mrd. kWh exportiert.

Den größten Anteil an der Erzeugung der EE hat der Wind mit 7,9 Prozent. Dies zeigt dessen sowie erklärt die Motivation, an diesem Punkt ein GM zu entwickeln.

Die folgende Grafik zeigt den Anteil des Windes an Land im Bereich des Endenergieverbrauchs und an der Stromerzeugung für das Jahr 2012.

Der Endenergieverbrauch umfasst neben der Stromerzeugung vor allem die Wärmebereitstellung und Kraftstoffe. Der Anteil der EE am Endenergieverbrauch betrug in 2012 314,2 Mrd. kWh, während der Anteil an der Stromerzeugung 135 Mrd. kWh ausmacht.

Wind trägt nur zur Stromerzeugung bei. Aus diesem Grund ist der Anteil des Windes am Endenergieverbrauch (14 Prozent) geringer als an der Stromerzeugung (33 Prozent).

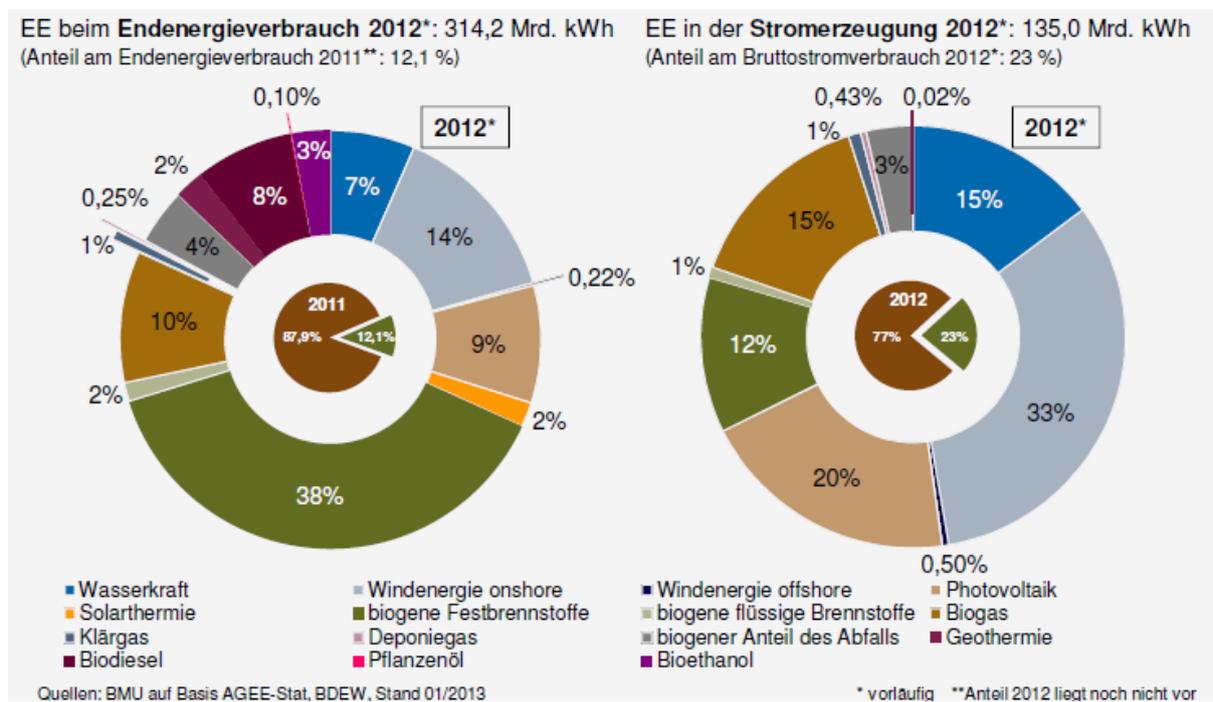


Abbildung 4: Endenergieverbrauch und Stromerzeugung der EE in 2012 (BDEW 2013, 11)

### 2.6.3 Politische Ausbauziele

Die politischen Ausbauziele werden in Europa vorgegeben. Die konkrete Umsetzung ist den Ländern überlassen. Insbesondere bei der Festlegung des Kraftwerksparks und dem daraus resultierenden Strommix werden auf europäischer Ebene keine Vorgaben gemacht.

#### Europäische Ziele

Innerhalb der Europäischen Union soll ein Anteil von 20 Prozent der EE am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 erreicht werden (vgl. Richtlinie 2009/72/EG). Die Bundesregierung (vgl. Bundesregierung 2010) wiederum hat das Ziel für 2020 mit 18 Prozent und für 2050 mit 60 Prozent definiert. Der Bruttoendenergieverbrauch entspricht weitestgehend dem Endenergieverbrauch (vgl. AGE 2012). Der Endenergieverbrauch ist in Abbildung 4 dargestellt. Des Weiteren ist in dieser Richtlinie das Ziel vorgegeben, den Ausstoß von Treibhausgasemissionen um 20 Prozent gegenüber 1990 zu verringern sowie die Energieeffizienz um 20 Prozent zu steigern. Die Umsetzung der Ziele scheint derzeit realistisch (vgl. Dow Jones Energy Daily 2013b). Die oben erwähnten 20-20-20 Ziele sollen zwischen 2020 und 2030 wie folgt weitergeführt werden (vgl. Europäische Kommission 2014):

- Ausbau EE am Bruttoendenergieverbrauch auf 27 Prozent bis 2030
- Verringerung der Treibhausgasemissionen um 40 Prozent gegenüber 1990
- Energieeffizienz bleibt Bestandteil, wobei der Beschluss von Zahlen in 2014 erfolgt

## Nationale Ziele

Die Ziele der Deutschen Bundesregierung sind derzeit im Koalitionsvertrag (vgl. Bundesregierung 2013) neu verhandelt worden. Grundsätzlich ist es politischer Konsens, dass die Energiewende aus drei Eckpfeilern besteht, die miteinander in Einklang zu bringen sind und gleichrangig zueinander stehen. Das „Energiepolitische Dreieck“ der Energiewende ist wie folgt definiert:

- Klima- und Umweltverträglichkeit
- Versorgungssicherheit
- Bezahlbarkeit

Insbesondere unter dem Aspekt der Bezahlbarkeit will die Bundesregierung einen Ausbaukorridor neu festlegen. Der Unterschied zwischen dem Energiekonzept (vgl. Bundesregierung 2010) und dem Koalitionsvertrag sind in Abbildung 5 dargestellt:

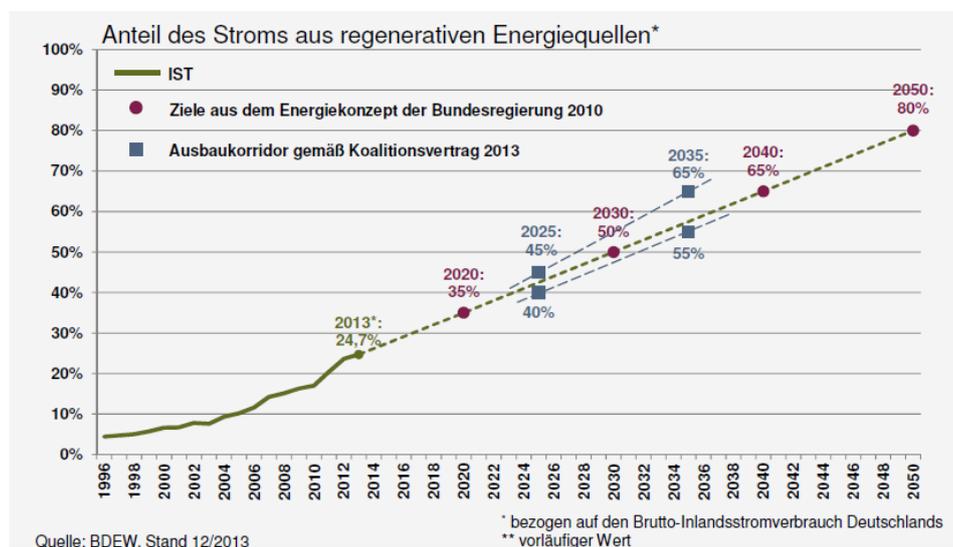


Abbildung 5: Beitrag und Ziele der EE (BDEW 2014a, 15)

Der Ausbau verläuft schneller als geplant (vgl. Balsler 2013), sodass die aktuelle Regierung den Korridor vorgeschlagen hat.

### 2.6.4 Energiewende

Das vorherige Kapitel hat die Energiewende aus politischer Sicht mit dem energiewirtschaftlichen Dreieck (Klima- und Umweltverträglichkeit / Versorgungssicherheit / Bezahlbarkeit) definiert. In der Diskussion von Umweltexperten wird die Energiewende als der Aufbau einer nachhaltigen und langfristig bezahlbaren Energieversorgung verstanden (vgl. Pregger et al. 2011). Dies wird durch Ionescu & Kalny (2012) wie folgt präzisiert:

- Ausbau der EE zur Grundlage der Versorgung
- Verbrauchsnahe Erzeugung durch dezentrale Systeme
- Steigerung der Energieeffizienz

Ein Motiv ist die Verringerung der Klimaschäden, die durch Energieerzeugung entstehen. Während an den Energiehandelsplätzen der Energiepreis über die Grenzkosten für Elektrizitätserzeugung ermittelt wird, betrachtet eine Studie des Umweltbundesamtes (vgl. UBA 2012) die externen Kosten der Energieerzeugung. Dabei ist die Erzeugung aus fossilen Energieträgern die mit Abstand teuerste. Dies liegt insbesondere an den Folgekosten durch CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie Luftverschmutzung und daraus resultierender Gesundheitsgefährdung. Die folgende Tabelle zeigt diese externen Kosten auf:

Tabelle 4: Übersicht externe Kosten je Energieträger (UBA 2012, 26)

Energieträger Erzeugung	Kosten in ct/kWh
Braunkohle	10,75
Steinkohle	8,94
Öl	8,06
Erdgas	4,91
Biomasse	3,84
PV	1,18
Wind	0,26
Wasser	0,18

Zum Vergleich die Durchschnittspreise eines Tages-Base im Spot 2013: 37,78 €/MWh bzw. 3,778 ct/kWh. Ein Tages-Peak hat in 2013 im Spot 4,313 ct/kWh gekostet<sup>3</sup>.

### 2.6.5 Vermarktungsformen von Erneuerbaren Energien

Ein vermeintliches Manko im deutschen Ökostrommarkt ist, dass der Großteil der Elektrizität mit grüner Qualität insbesondere aus Norwegen und Österreich (vgl. Timpe 2013) hinzugekauft wird, um diese Energie an Endkunden weiterzuverkaufen. Die in Deutschland produzierte Energie aus Ökokraftwerken befindet sich mehrheitlich im Förderregime des EEG und wird damit im Großhandel vermarktet. Aufgrund des Doppelvermarktungsverbotes kann die Qualität der Energie nicht gehandelt werden. Die Energie „findet daher nicht den direkten Weg“ zum Endkunden.

Innerhalb des EEG gibt es drei weitere Vermarktungsformen. Bei zwei Vermarktungsformen ist die Lieferung an Endkunden möglich. Zum August 2013 sind Anlagen mit einer Leistung von insgesamt ca. 74.000 MW im EEG. Die Aufteilung auf die verschiedenen Direktvermarktungsformen des EEG stellt sich folgendermaßen dar (vgl. netztransparenz.de 2013):

#### **Vermarktung ohne Möglichkeit der Endkundenbelieferung:**

- 33.287 MW Marktprämie (Anteil von 45 Prozent)

<sup>3</sup> Die Börsenpreise an der EEX sind im Datenbereich nicht frei verfügbar. GPE nutzt einen kostenpflichtigen Zugang zur Auswertung der entsprechenden Preise an der EEX.

**Vermarktung mit Möglichkeit der Endkundenbelieferung:**

- 1.038 MW GSP (Anteil von 1,4 Prozent)
- 137 MW sonstige (ungeförderte) Direktvermarktung<sup>4</sup> (Anteil von 0,2 Prozent)

Somit werden derzeit 98,4 Prozent der installierten Gesamtleistung im EEG nicht direkt an Endkunden, sondern an den Großhandelsmarkt geliefert.

Bei der Versorgung von Endkunden aus EE ist aber genau die Verbindung von Erzeugung und Bedarf der Endverbraucher erforderlich. Derzeit gibt es eine geringe Integration von EE in die Portfolien von Energieversorgern zur Endkundenbelieferung.

Die große Koalition plant die Vermarktung von neuen Anlagen verpflichtend über das Marktprämienmodell (vgl. Bundesregierung 2013). „Darüber hinaus werden wir das vergleichsweise teure Grünstromprivileg streichen“ (ebd.) Die Abschaffung hat ebenfalls Auswirkungen auf die Möglichkeit zur regionalen Direktvermarktung von Strom (vgl. Kapitel 0 und 5.4.7).

**2.6.6 Aktuelle und zukünftige Herausforderungen**

Der Umbau der Energieversorgung ist politisch motiviert und findet durch die Gesetzeslage im EEG seine Umsetzung. Der erfolgreiche Zubau von EE (vgl. Abbildung 5) und der damit einhergehende Preisverfall an den Energiebörsen (vgl. Anmerkungen zum Merit-Order-Effekt in Kapitel 3.4) und die damit zusammenhängende Steigerung der EEG-Umlage auf aktuell 6,24 ct/kWh rückt die Herausforderung der Bezahlbarkeit der Energiewende in den politischen Fokus. Die EEG-Umlage entspricht in etwa Kosten in Höhe von 25 Mrd. Euro pro Jahr (vgl. Balser 2013). Der ehemalige Umweltminister Klaus Töpfer warnt bereits vor einer stetigen Steigerung und sieht den sozialen Frieden bei der Verteilung von Chancen und Lasten gefährdet (vgl. Balser & Bauchmüller 2013). Aus den genannten Gründen haben nahezu alle Parteien im Wahlkampf für den 18. Bundestag die Reformierung des EEG zu einem zentralen Thema gemacht. Es ist politischer Konsens, dass die Fördermechanismen des EEG reformiert werden sollen. Erste Ansätze dazu finden sich im Koalitionsvertrag wieder. Gleichzeitig starten Interessenvertreter der Energiewirtschaft Umfragen und behaupten darin, dass zwei Drittel der Befragten die Kosten der Förderung im EEG für zu hoch erachten (vgl. BDEW 2013).

Neben der gesellschaftlichen und politischen Diskussion um Bezahlbarkeit und der damit einhergehenden Akzeptanz in der Bevölkerung stellen sich aus Sicht der Energiewirtschaft andere Herausforderungen.

**Sichere Versorgung mit fluktuierender Erzeugung und Netzstabilität**

Der konventionelle Kraftwerkspark besteht aus thermischen Großkraftwerken. Mit Ausbau der EE werden vermehrt dezentrale Anlagen gebaut und an das Netz angeschlossen. Dadurch kommt es bereits heute zu einer Umkehr des Energieflusses. Die Energie wird nicht mehr ausschließlich aus Großkraftwerken zu den Verbrauchern über die Netzspannungsebenen von oben nach unten verteilt, sondern dezentral von unten nach oben. Darüber hinaus findet die Erzeugung ungeplant bzw. fluktuierend statt (vgl. Kramer 2013).

---

<sup>4</sup> Wird derzeit durch GPE genutzt.

Dies führt dazu, dass durch die fEE eine Entkopplung der Erzeugung vom Verbrauch erfolgt, während bisher die Kraftwerke gemäß des Verbrauchs erzeugen. Daraus ergeben sich Fragestellungen, inwiefern in Zukunft eine Anpassung bzw. eine Steuerung des Verbrauchs erfolgen kann. In Zukunft kann sich bspw. der Verbrauch soweit wie möglich nach der Erzeugung richten. Erste Ansätze bestehen in der IT-technischen Vernetzung von Erzeugungsanlagen und Endgeräten.

Ein anderer Ansatz zur stetigen Versorgung aus EE ist die Entwicklung von Speichern. Zum einen entwickeln diverse Anbieter Batterielösungen (vgl. Kapitel 4.2), zum anderen gibt es Bestrebungen, das Gas- und Stromnetz über Power-to-Gas (Elektrolyse) miteinander zu verbinden. Zudem werden verstärkt Marktkopplungsstellen zwischen den europäischen Ländern durch die ÜNB hergestellt. Perspektivisch kann z.B. Erzeugung aus EE in norwegische Pumpspeicherkraftwerke fließen. Bei Erzeugungseingüssen wiederum können die Pumpspeicher Energie erzeugen.

Während Großkraftwerke durch ihre Steuerbarkeit zur Netzstabilität beitragen, sind diese Fragen im Bereich der EE und fEE noch nicht umfänglich beantwortet (vgl. VDE-Report 2012). Erste Ansätze gibt es durch die Vernetzung vieler Anlagen zu einem virtuellen Großkraftwerk. Hierbei ist insbesondere die datentechnische Anbindung der Anlagen eine Herausforderung. Die Echtzeitüberwachung von fEE-Anlagen ermöglicht das Gegensteuern mit regelbaren EE-Anlagen.

### **Marktdesign**

Das aktuelle Marktdesign mit der Preisbestimmung über die Merit-Order ist derzeit nachteilig für flexible Gaskraftwerke (vgl. Kapitel 3.4). Gaskraftwerke haben im Vergleich zu anderen Kraftwerken hohe Grenzkosten und kommen bei dem aktuellen Preisniveau auf geringe Betriebsstunden. Dadurch machen Betreiber von Gaskraftwerken derzeit Verluste und überlegen diese Kraftwerke vom Netz zu nehmen (vgl. Eichborn et al. 2013). Auf der anderen Seite werden gerade Gaskraftwerke aufgrund der flexiblen Fahrweise für den Ausgleich von fEE im Spitzenlastbereich benötigt. Die Neugestaltung des Marktdesigns ist ebenfalls ein Ziel im Koalitionsvertrag.

### 3 ALLGEMEINE GESCHÄFTSMODELLE VON ENERGIEVERSORGERN

#### 3.1 Einführung Geschäftsmodelle

Grundsätzlich wird ein Modell verwendet, um eine Realität vereinfacht darzustellen. Dieses Vorgehen bringt Vorteile mit sich. Ein Modell veranschaulicht Sachverhalte und macht Zusammenhänge begreifbar. Mit der Visualisierung ist es möglich, ein GM zu beschreiben und damit auch die Stärken und Schwächen herauszuarbeiten. Erst mit dem Wissen um gewisse Tatbestände kann z.B. auch an diesen Stärken und Schwächen gearbeitet werden.

Die Analyse von GM rückt derzeit vermehrt ins Interesse der Wissenschaft. Die Ursache liegt auch darin begründet, dass aktuelle Ergebnisse die hohe Relevanz von GM für den Unternehmenserfolg bestätigen (Bornemann 2010, 251).

Historisch betrachtet gilt das mittelalterliche Zunftwesen als eines der ersten GM überhaupt (Bieger et al. 2011, 31). In den Zünften haben sich die verschiedenen Handwerksmeister (z.B. Bäcker, Schneider) zusammengefunden.

#### 3.2 Grundlage Geschäftsmodelle

##### 3.2.1 Definition

In der Literatur gab es lange keine Definition bzw. klein klares Bild darüber, was ein GM konkret darstellt (Bieger et al. 2011, 20).

Dieselben Autoren schreiben, dass ein GM die Mechanismen darstellt, wie ein Unternehmen am Markt Werte schafft. Daraus resultieren folgende Schritte bzw. die Beantwortung der folgenden Fragen zum GM:

- Was schafft diesen Wert?
- Wie werden die Werte geschaffen?
- Wie erfährt der Kunde davon?
- Wie werden die Erträge generiert?
- Wie wird die Schaffung von Werten weiterentwickelt?

Auch nach Amit & Zott in Schallmo 2013 steht das Schaffen von Werten bzw. Lösungsansätzen im Zentrum eines GM. Die Erfinder der Business Model Canvas (BMC) (vgl. Kapitel 3.2.2) definieren ein GM als „das Grundprinzip, nach dem eine Organisation Werte schafft, vermittelt und erfasst“ (Osterwalder & Pigneur 2011, 18).

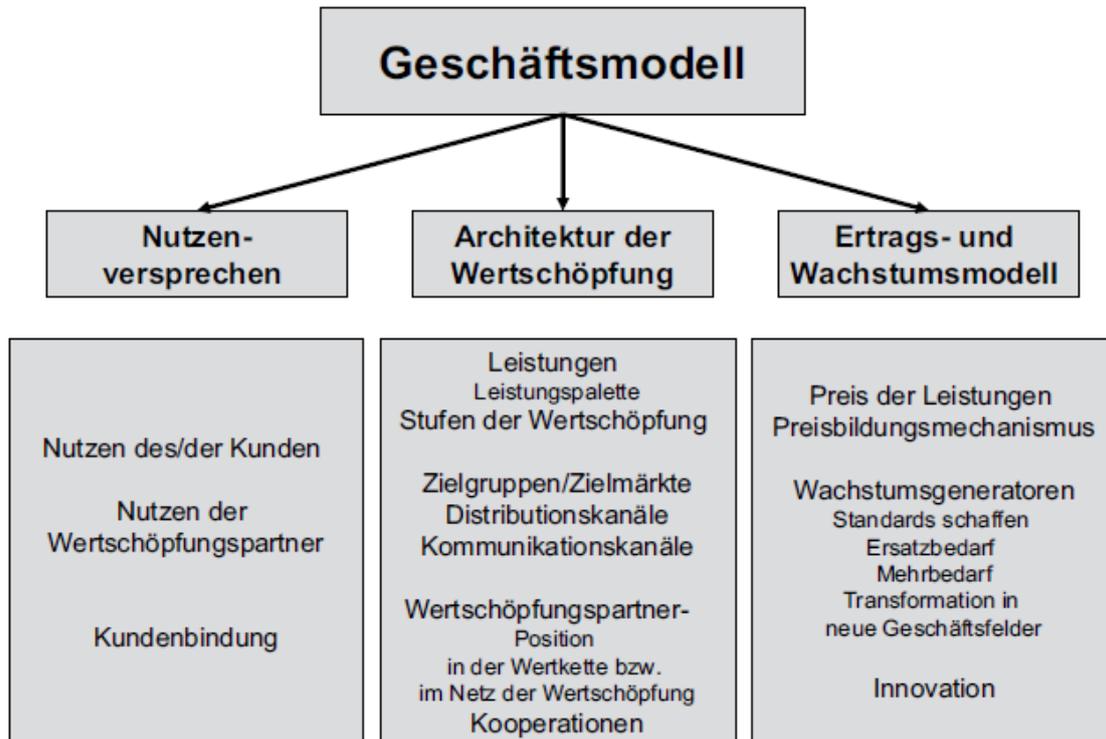


Abbildung 6: Dimensionen eines GM (Kerth et al. 2011, 264)

Abbildung 6 zeigt die drei Dimensionen eines GM. Diese sollen idealerweise vollständig und stimmig sein, um den Erfolg des GM sicherzustellen. Wie bereits durch andere Autoren festgehalten, erstrecken sich die Dimensionen vom Nutzenversprechen (Wertangebot an den Kunden) über die Architektur der Wertschöpfung (Kundensegmente und Vertrieb) bis zum Ertrags- und Wachstumsmodell (Erlöse und Weiterentwicklung GM).

Die geschaffenen Werte werden von Kunden nachgefragt. Daher steht für Peter Drucker im Zentrum der Kunde, den es zu kennen gilt. Außerdem muss aus einem GM hervorgehen, wie mit den Wertangeboten Geld verdient wird (vgl. Magretta 2002).

### 3.2.2 Business Model Canvas – Geschäftsmodellleinwand

Die BMC ist zentraler Bestandteil dieser Arbeit und wurde durch Osterwalder & Pigneur im Jahr 2011 in dem Buch „Business Model Generation“ vorgestellt.

Mit Hilfe der Leinwand kann ein GM auf einen Blick erfasst werden. Darüber hinaus lässt sich mit Hilfe der Leinwand eine Geschichte über das GM erzählen. Dadurch wird das gemeinsame Verständnis über das GM geschärft. Dies deckt sich mit der Ansicht von Joan Magretta, der sagt, dass das GM die Geschichte darüber erzählt, wie ein Unternehmen funktioniert (vgl. Casadesus-Masanell & Ricart 2011).

Die folgende Abbildung zeigt die BMC:

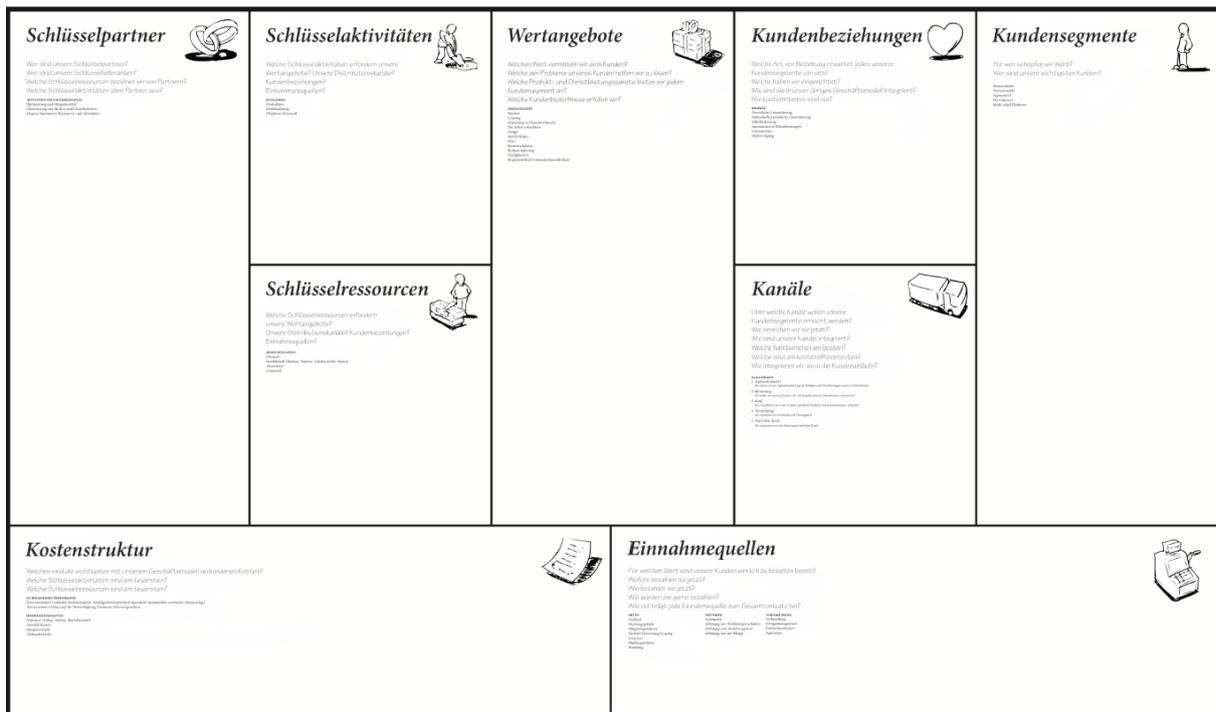


Abbildung 7: Business Model Canvas (Osterwalder & Pigneur 2011, 48)

Die BMC deckt die folgenden vier Hauptbereiche ab:

- 1) Infrastruktur (Schlüsselpartner / Schlüsselaktivitäten / Schlüsselressourcen)
- 2) Angebot (Wertangebot)
- 3) Kunden (Kundensegmente / Kundenbeziehungen / Kanäle)
- 4) finanzielle Überlebensfähigkeit (Kostenstruktur / Einnahmequellen)

Im Folgenden werden die neun Bestandteile der BMC erläutert (Osterwalder & Pigneur 2011, 24 ff). Diese Anmerkungen sind mit Inhalten von Bieger et al. 2011 angereichert. Die neun Bestandteile sind:

1) Kundensegmente

Dies ist das zentrale Element innerhalb des Unternehmens und des GM. Ein Unternehmen bietet mit dem Wertangebot eine Lösung für das Problem der Kunden an. Kunden zahlen Geld an das Unternehmen und generieren dadurch Einnahmen. Innerhalb eines GM ist es wichtig zu wissen, welche Kundensegmente profitabel sind. Ein Kundensegment entsteht über die Ausdifferenzierung von Leistungen gegenüber den Kunden.

2) Wertangebote

Ein GM schöpft Wert, indem es Kunden hilft. Die Kunden wiederum zahlen für das Wertangebot, da es eine Lösung bietet und der Befriedigung von Bedürfnissen dient. Das Lösungsangebot erfolgt in Form eines Produktes oder einer Dienstleistung.

### 3) Kanäle

Dies sind die Schnittstellen oder Berührungspunkte zwischen den Kunden und dem Unternehmen. Innerhalb des GM muss entschieden werden, über welchen Kanal der Kunde angesprochen werden soll bzw. wie der Kunde erreicht werden soll.

Letztlich wird auch die Leistung über den Kanal übertragen. Das GM muss beantworten, wie das Wertangebot übertragen wird.

### 4) Kundenbeziehungen

Dieser Bestandteil beschreibt die Art der Beziehung, die das Unternehmen zu den Kunden pflegt. Beziehungen können persönlich sein, per Telefon / E-Mail stattfinden oder komplett automatisiert verlaufen. In einem erfolgreichen GM wird die Erwartung des Kunden an die Beziehung erfüllt.

### 5) Einnahmequellen

Innerhalb eines GM werden Einnahmen generiert. Diese entstehen, indem Kunden für die angebotene Lösung Geld bezahlen. In den Einnahmequellen wird angenommen, wie viel die Kunden bereit sind für das Wertangebot zu zahlen. Die Zahlungen sind z.B. einmalig oder wiederkehrend. Über die Möglichkeit der Preisgestaltung kann das Unternehmen die Einnahmequellen steuern.

### 6) Schlüsselressourcen

Dies sind die wichtigsten Güter, die für das Funktionieren des GM notwendig sind. Ressourcen sind physisch, finanziell, intellektuell oder menschlich.

### 7) Schlüsselaktivitäten

Dies sind die wichtigsten Handlungen, die ein Unternehmen vollführen muss, damit das GM erfolgreich ist. Zentral ist die Entwicklung von Lösungen bzw. Produkten.

### 8) Schlüsselpartner

Dieses Element beschreibt das Netzwerk des Unternehmens. Partnerschaften können Allianzen zwischen Nichtwettbewerbern oder Allianzen mit Wettbewerbern (Coopetition) sein. Weitere Beispiele sind Joint Ventures (z.B. in der Entwicklung) und Käufer-Anbieter-Beziehungen.

### 9) Kostenstruktur

Diese gibt die wichtigsten Kosten innerhalb des GM wieder. Dieser Bestandteil benennt die teuersten Schlüsselemente. Innerhalb eines GM besteht ein Spannungsfeld zwischen Kostenorientierung (minimieren, automatisieren) auf der einen Seite und der Wertorientierung (Service, Qualität) auf der anderen Seite.

Die BMC wird im Folgenden an drei weiteren Stellen innerhalb dieser Arbeit verwendet. Zum einen bei der Beschreibung des GM in der Modellregion (vgl. Kapitel 5.5.3), bei der Beschreibung des bestehenden GM von GPE (vgl. Kapitel 6.2) und in Kapitel 7.2 mit den Unterschieden des bestehenden GM von GPE zum neuen GM.

### 3.2.3 Unterschied zu Strategie

Strategie bedeutet vom Wortgebrauch her „Plan für das Vorgehen“. Etymologisch leitet es sich aus dem griechischen Wort strategia (Heerführung) ab. Strategia setzt sich aus den Wörtern stratós (Heer) und ágein (führen) zusammen, welches den Feldherren (strategós) beschreibt (Kluge 1999, 800).

Im Bereich der Managementlehre hat die Strategie folgende primäre Aufgaben (vgl. Borne-mann 2010):

- Abgrenzung zur Konkurrenz
- Unterscheidung von der Konkurrenz durch das Bestreben besser und anders zu sein (vgl. Magretta 2002)
- Sicherung der Wettbewerbsvorteile

Die Strategie setzt dabei den Rahmen für ein GM. Ein Unternehmen kann innerhalb einer Strategie mehrere GM haben. Das GM konkretisiert die Strategie. GM und Strategie sind somit idealerweise aufeinander sowie auf die Unternehmensziele abgestimmt; schützen in der Folge das Unternehmen und stellen die o.g. Wettbewerbsvorteile sicher (vgl. Casadesus-Masanell & Ricart 2011).

Strategie ist ein Plan, mit dem versucht wird, in einem spezifischen Kontext ein konkretes Ziel zu erreichen. Dabei wird entsprechend der Strategie ein GM gewählt und im Rahmen der Strategieanpassung wird ebenfalls das GM angepasst.

Neben Strategie und GM gibt es auch noch Taktik. Letztere ist sehr operativ und beschreibt den Operationsraum bzw. die Entscheidungen, die im Rahmen der Vorgaben durch das definierte GM möglich sind. Taktik ist die operative Ablaufsteuerung und das Verhalten im Wettbewerb (Bieger et al. 2011; 40 ff).

Der Unterschied zwischen den drei Themen lässt sich in folgender Analogie wiederfinden, in der das GM mit einem Fahrrad verglichen wird (vgl. Casadesus-Masanell & Ricart 2011):

- Strategie: Design und Bau eines Fahrrads  
(z.B. Rahmengeometrie, Anzahl der Gänge, Größe der Räder)
- GM: Das Fahrrad
- Taktik: Fahrweise mit dem Fahrrad

### 3.3 Änderungsdruck auf Geschäftsmodelle von Energieversorgern

Unabhängig von der Branche, in der ein GM implementiert ist, ist ein Änderungsdruck auf GM festzustellen. Der Änderungsdruck führt dazu, dass eine ständige Neubeurteilung und stetige Überprüfung des GM notwendig ist, da sich Rahmenbedingungen laufend anpassen (Bieger et al. 2011, 23). Da GM durch Konkurrenten repliziert werden können, ist auch dagegen ein Schutz durch stetige Entwicklung möglich.

Abbildung 8 zeigt, dass die Attraktivität eines GM vom Umfeld bestimmt wird. Dieses Umfeld bestimmt ebenfalls den Änderungsdruck auf ein GM. Das Umfeld setzt sich aus der Unternehmensumwelt und der Wettbewerbsumwelt zusammen.

Erstere umfasst Faktoren aus Technik, Recht und Politik, Kultur und Gesellschaft, Ökologie sowie Makroökonomie.

Letztere schließt Faktoren ein wie Rivalität, Beziehungen zu Lieferanten und Abnehmern sowie die Gefahr durch Substitutionsprodukte.

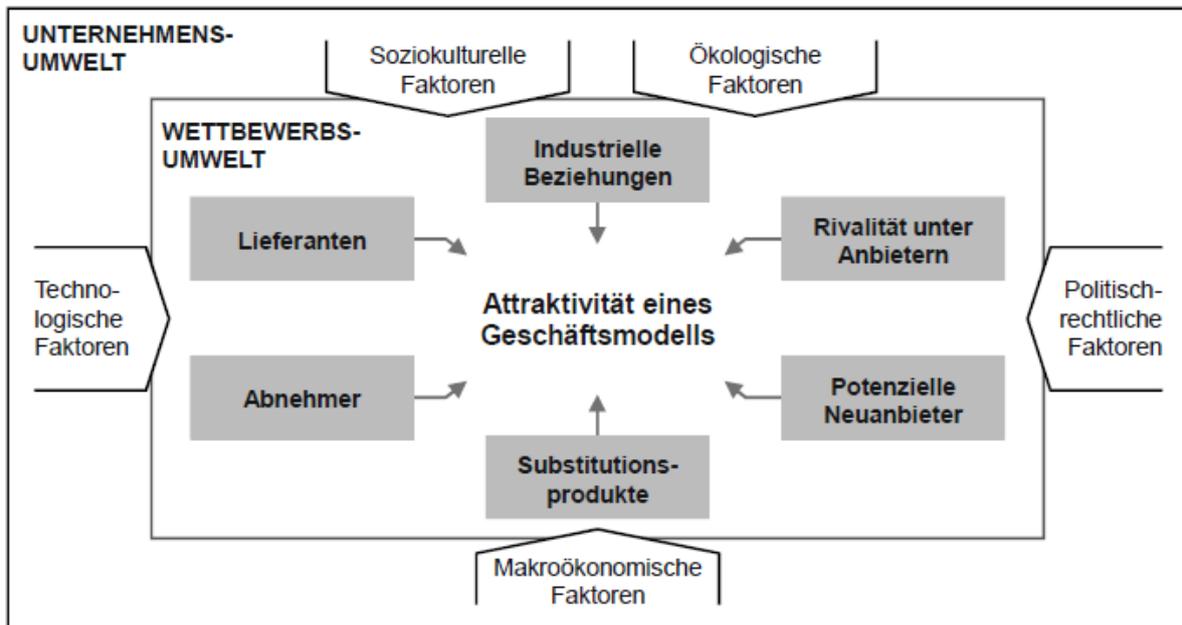


Abbildung 8: Einflussfaktoren auf die Attraktivität eines GM (Bieger et al. 2011, 129)

Für die Energiewirtschaft sind im Folgenden exemplarisch die wesentlichen Faktoren genannt.

### 3.3.1 Unternehmensumwelt

#### Politisch-rechtliche Faktoren

Der energiewirtschaftliche Markt ist überhaupt erst durch die Verabschiedung von Gesetzen zur Liberalisierung des Marktes entstanden (vgl. Kapitel 2.6.1). Der Markt ist auch weiterhin durch diesen Faktor geprägt, da der Energiemarkt leitungsgebunden ist und diese Leitungen einem natürlichen Monopol unterliegen. Somit wird der Markt auch in Zukunft durch weitere Gesetze zur Liberalisierung (durch Richtlinien auf europäischer Ebene) und durch Maßnahmen des Regulierers (vgl. Kapitel 2.3.7) geprägt sein.

Energieversorger vor der Liberalisierung haben in einem Monopol GM entwickelt und diese GM jetzt in ein wettbewerbliches Umfeld überführt (mit Ausnahme der natürlichen Monopole).

### **Technologische Faktoren**

Eine ebenfalls wesentliche Rolle kommt der Technologie zu. Insbesondere mit Einführung des EEG in Deutschland ist beschlossen, dass die zukünftige Energieversorgung aus fEE erfolgen soll und das System der Großkraftwerke zumindest politisch nicht mehr in der marktbeherrschenden Form gewollt ist. In Europa wird derzeit ein Umbau der Energieversorgung in Richtung EE durchgeführt. Dies führt zu einem Änderungsdruck auf die GM von EVU (vgl. Dow Jones Energy Weekly 2013).

#### *3.3.2 Wettbewerbsumwelt*

##### **Rivalität unter Anbietern**

Im bundesweiten Durchschnitt hat ein privater Endkunde die Möglichkeit in seinem Netzgebiet zwischen 72 Energielieferanten zu wählen. Die BNetzA beziffert die Anzahl der Lieferanten in 2013 auf 906 (vgl. BNetzA 2013). Der BDEW gibt die Anzahl der Lieferanten im Jahr 2012 mit rd. 1.100 an (vgl. BDEW 2012). Diese Wettbewerbsintensität führt u.a. zu einem Preiswettbewerb, der den Druck auf die Margen der Lieferanten erhöht. In der Konsequenz sinkt die durchschnittliche Umsatzrendite der Energieversorger kontinuierlich (vgl. Strobel & Frühbauer 2011).

##### **Potenzielle Neuanbieter**

Verbraucher haben vermehrt ein Interesse an der Qualität der Energie (vgl. Ionescu & Kalny 2012). Dadurch kommen neue Wettbewerber mit innovativen GM auf den Markt. Gleichzeitig finden auf einer technischen Ebene Entwicklungen statt, die eine Nähe von Energiewirtschaft und der Telekommunikationsbranche herstellen. Diese Entwicklungen laufen unter dem Stichwort „Internet der Energie“. Dadurch drängen neue und auch branchenfremde Wettbewerber in den Markt. Diese bieten intelligente Lösungen an und untergraben das klassische GM der EVU. Es gibt kein Monopol mehr auf die Kompetenz zur Versorgung von Kunden mit Energie durch reine Energieversorger.

Auf der anderen Seite haben Energieversorger folgenden Vorteil: Es gibt eine bestehende Kundennähe und einen Kompetenzvorsprung bei der Versorgung von Kunden mit Strom (vgl. Funke & Tüllmann 2011).

In den nächsten Kapiteln werden exemplarische GM von verschiedenen Marktteilnehmern kurz erläutert. Dies findet beispielhaft an drei Bestandteilen der BMC statt (Kunden/Wertangebot/Einnahmequelle).

### **3.4 Stromerzeugung**

In diesem Kapitel erfolgt die Betrachtung der Preisbildung an der Börse sowie der Konsequenzen daraus für das GM von Kraftwerksbetreibern. Das Kapitel beschreibt nicht die Finanzierung und den Betrieb von Kraftwerken.

Die Betreiber von steuerbaren Kraftwerken bieten ihre Erzeugungsleistung an den verschiedenen Märkten an (z.B. Spot-, Termin-, Regelenergie-Markt (vgl. Kapitel 2.3.5)). Des Weiteren bestehen direkte Bezugsverträge zwischen Erzeugern und Energievertrieben. Das Wert-

angebot der Erzeuger ist die Bereitstellung von Leistung und die Erfüllung von Energiefahrplänen. Über die Lieferung von Erzeugungsfahrplänen erwirtschaften die Erzeuger Umsätze.

Die Preisbildung für Energie findet an der Börse per Merit-Order statt. Die Einsatzentscheidung für ein Kraftwerk wird anhand der variablen Kosten (hauptsächlich Brennstoffkosten) der verfügbaren Kraftwerke getroffen. Die nach aufsteigender Reihenfolge ihrer variablen Kosten sortierte Angebotskurve wird auch Merit-Order Kurve genannt. Somit bestimmt das letzte Kraftwerk mit seinen Kosten zur Erfüllung der Nachfrage den Preis (vgl. SRU 2011).

Dabei ist zu beachten, dass EE-Erzeuger keine Grenzkosten haben und damit die Merit-Order verschieben. Dies ist in folgender Grafik dargestellt:

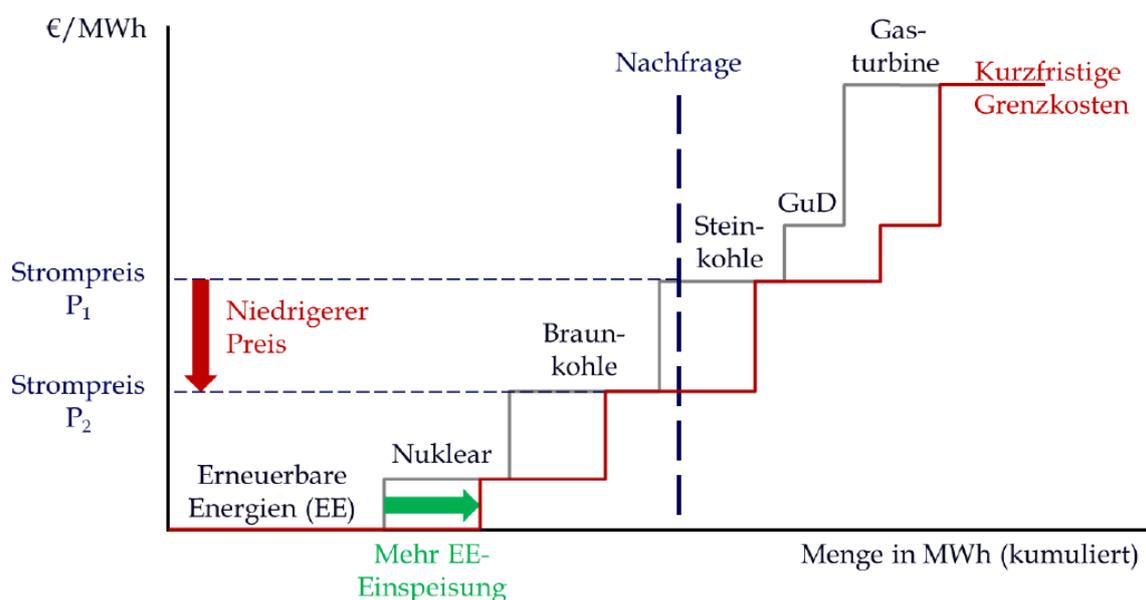


Abbildung 9: Schema Merit-Order-Effekt (Henkel & Lenck 2013, 3)

„Der Merit-Order-Effekt basiert auf einer Verschiebung der residualen Nachfragekurve nach Strom auf dem Großhandelsmarkt, da die erneuerbaren Energien bereits einen Teil der nachgefragten Last decken“ (Wissen & Nicolosi 2008, 110). Durch die Erzeugung der EE verschiebt sich die Nachfrage von konventioneller Last von der grauen Linie zur roten Linie. Bei gleichbleibender Nachfrage sinkt daher der Preis vom Schnittpunkt  $P_1$  zu  $P_2$ . Der Merit-Order-Effekt kann so zu unrentablen konventionellen Kraftwerken führen, weil Kraftwerke mit hohen Grenzkosten (z.B. Gaskraftwerke) nur noch eine geringe Anzahl an Nachfragezeitpunkten bedienen.

Durch die vorrangige Einspeisung von EE kommt es einerseits zu einem Preisverfall wie oben beschrieben. Zum anderen führt die Einspeisung der EE dazu, dass insbesondere konventionelle Kraftwerke weniger Volllaststunden haben. In der Folge überlegen derzeit Betreiber Kraftwerke stillzulegen. Aktuell liegen der BNetzA Anträge auf Stilllegungen von 28 konventionellen Kraftwerken vor. Dies begründet sich vornehmlich mit der Konkurrenz zu Ökostrom (vgl. Dow Jones Energy Daily 2013a). Derzeit sind rd. 60 Prozent der Gaskraftwerke unrentabel. Diese stehen am oberen Ende der Merit-Order. Eine Stilllegung in den

nächsten Jahren ist bei gleichbleibendem Preisniveau wahrscheinlich (vgl. Dow Jones Tradenews Energy 2013).

Auch nicht konventionelle Kraftwerke wie z.B. Pumpspeicher sind derzeit nicht rentabel. Das Pumpspeicherkraftwerk Niederwartha bspw. hatte im Jahr 2009 noch rd. 2.800 Einsatzstunden, in 2012 nur noch rd. 280 Stunden (vgl. Dohmen et al. 2013). Derzeit ist das Preisniveau zu gering, um eine kostendeckende Produktion zu gewährleisten. Investitionen in flexible Pumpspeicher und Gaskraftwerke werden nicht getätigt, sind aber aufgrund der flexiblen Fahrweise für den Ausgleich der fEE besonders gefragt.

Insgesamt müssen regelbare Kraftwerke vorgehalten werden, um in der Nacht oder bei Windflauten fEE zu ergänzen. Diese Problematik des Marktdesigns und der Preisfindung ist derzeit ebenfalls Thema im Koalitionsvertrag (vgl. Bundesregierung 2013).

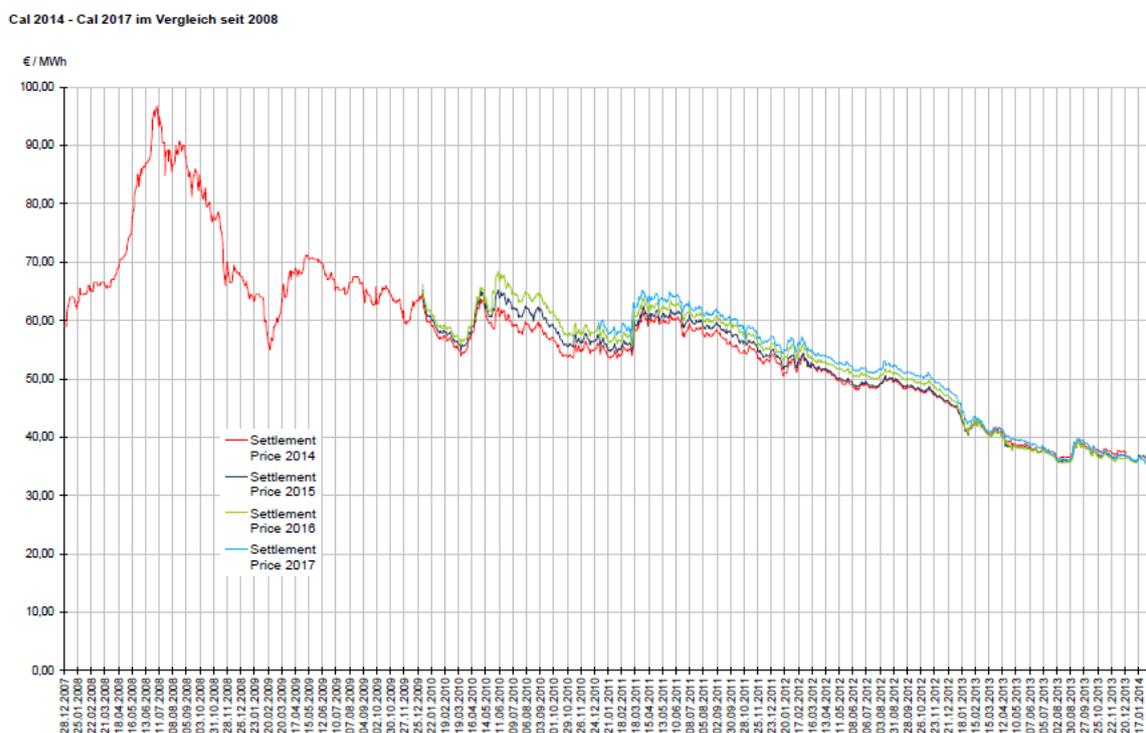


Abbildung 10: Entwicklung der Terminmarktpreise für das Jahresprodukt Base (eigene Darstellung)

Abbildung 10<sup>5</sup> illustriert den Preisverfall an der Energiebörse EEX. Abgebildet sind die Future Settlement Preise für das Standardprodukt „Jahreslieferung Base“ (Base Year) für die Lieferjahre 2014 bis 2017. Diese ausgewählte Preisaufzeichnung startet im Jahr 2007 und endet zu Beginn des Jahres 2014. Die einzelnen Jahre sind:

<sup>5</sup> Die Börsenpreise an der EEX sind im Datenbereich nicht frei verfügbar. GPE nutzt einen kostenpflichtigen Zugang zur Auswertung der entsprechenden Preise an der EEX.

- 2014 - Rot (endet zum 31.12.2013)
- 2015 - Blau (beginnt zum 01.01.2010)
- 2016 - Grün (beginnt zum 01.01.2010)
- 2017 - Petrol (beginnt zum 01.01.2011)

### 3.5 Stromvertrieb

Stromvertriebe bedienen Endkunden (Privathaushalte / Gewerbe) mit der Beschaffung und Bereitstellung von Energie, sodass Kunden ihren täglichen Verbrauch decken können. Die Einnahmen beziehen die Vertriebe aus Abschlägen und Rechnungen über den Verbrauch des Kunden und ggf. der Erhebung einer monatlichen Grundgebühr.

Die freie Wahl des Lieferanten ist seit der Liberalisierung des Marktes möglich. Die Wechselprozesse sind inzwischen im Markt etabliert und verlaufen weitestgehend automatisiert zwischen IT-Systemen. Dies geschieht mit den standardisierten GPKE-Prozessen und dem Dateiformat EDIFACT.

Da es sich bei dem Wertangebot des Lieferanten um ein virtuelles Produkt handelt, versuchen Vertriebe sich in unterschiedlicher Weise von den Wettbewerbern zu unterscheiden. Dies kann beispielhaft über folgende Ansätze erfolgen:

- **Günstiger Preis:**  
Dies ist insbesondere ein Angebot von Discountern, die wenig Kundenservice anbieten (z.T. ausschließlich Onlineservice). Beispiele sind die RWE Energy AG Tochter eprimo oder der konzernunabhängige Anbieter stromio.<sup>6</sup>
- **Regionalität:**  
Dieses Angebot wird in der Regel von Stadtwerken vertreten, die Produkte für Kunden aus der Region anbieten und mit ihrer Kundennähe werben.
- **Qualität:**  
Dieses Angebot trifft vornehmlich auf Ökostromanbieter zu, die versuchen hochwertigen Strom zu liefern. Dies äußert sich vornehmlich in der Form der Erzeugung (z.B. Wasserkraft). Beispielhafte Firmen sind neben GPE Naturstrom, Lichtblick und die EWS<sup>7</sup>.
- **Transparenz:**  
Ebenfalls ein Angebot des Ökostromsegmentes. Die Anbieter zeigen die Herkunft der Energie und die damit einhergehenden Geldflüsse. Transparenz umfasst außerdem die Unabhängigkeit von großen Konzernen. Dieses Argument wird auch von kommunalen Stadtwerken im Wettbewerb vorgebracht.

---

<sup>6</sup> eprimo GmbH: <http://www.eprimo.de/>  
stromio GmbH: <http://www.stromio.de/>

<sup>7</sup> Naturstrom AG: <http://www.naturstrom.de/>  
LichtBlick SE: <http://www.lichtblick.de>

Elektrizitätswerke Schönau Vertriebs GmbH: <http://www.ews-schoenau.de>

Der Druck auf das GM von Anbietern im Bereich Preis / Discount besteht darin, dauerhaft der billigste Anbieter zu sein. Dies führte in der Vergangenheit dazu, dass Lieferanten Energie teilweise unter Einkaufspreis verkauft haben und in der Folge Insolvenz anmelden mussten. Dies trifft bspw. auf die Teldafax Holding AG zu, die zur größten Insolvenz in Deutschland mit 750.000 Gläubigern führte (vgl. Giesen 2012). Dieses GM steht aufgrund seiner öffentlichen Diskussion unter Druck, sodass Kunden Discounter ggf. meiden und möglicherweise zu Nicht-Discount-Anbietern wechseln.

Im Bereich der Qualitätsanbieter besteht ebenfalls Änderungsdruck auf das GM. Aktuell bietet nahezu jeder Lieferant in Deutschland einen oder mehrere Ökostromtarife an. Eine Veröffentlichung des UBA spricht von über 3.800 Ökostromtarifen (UBA 2014, 53). Eine Unterscheidung in dem von Wettbewerb geprägten Segment ist dementsprechend herausfordernd. Die Arbeit versucht, in dem Segment „Ökostromtarife“ einen neuen Ansatz für ein GM zu entwickeln.

Der gesamte Markt für Stromversorgung ist durch folgende – vermeintlich widersprüchliche – Eigenschaften geprägt:

- hohe Wettbewerbsintensität
- Trägheit des Marktes aufgrund relativ geringer Wechselquoten

Diese beiden Elemente zeigen sich zum einen in der genannten Tarifvielfalt. Auf der anderen Seite befinden sich über 36 Prozent aller Haushaltskunden im Grundversorgungstarif ihres lokalen Versorgers und haben somit noch keinen Versorgerwechsel vollzogen. In 2012 gab es eine Wechselquote von rund 7 Prozent der Haushaltskunden aus dem Grundtarif heraus (BNetzA 2013, 21 und 128). 20 Prozent der Wechsler wählen ein Ökostromprodukt (vgl. Energiespektrum 2011).

Der Markt für Stromversorgung (vgl. BNetzA 2013; Köpke 2012; Köpke 2013) umfasst 43,1 Mio. Haushaltskunden und 4,5 Mio. Industrie- und Gewerbekunden bei einem Absatz von 448 TWh. Der Absatz im Ökostromsegment stellt sich für 2012 wie folgt dar:

- 7,25 Mio. Letztverbraucher (entspricht über 15 Prozent des Gesamtkundenmarktes)
- 44,6 TWh Absatz (entspricht rd. 10 Prozent des Gesamtabsatzmarktes)

In der Auswertung der BNetzA zeigt sich auch, dass der Energieverbrauch der Haushaltskunden in einem Ökostromtarif geringer ist als bspw. der Verbrauch bei Haushaltskunden in einem klassischen Tarif. Dies bestätigt sich bei dem Verbrauch der Kunden von GPE (vgl. Verbrauchsangaben in Kapitel 2.3.8).

### **3.6 Netzbetrieb**

Der VNB stellt die Netze z.B. für Lieferanten und Kraftwerksbetreiber bereit. Die Lieferanten nutzen die Netze zur Belieferung von Endkunden und die Kraftwerksbetreiber zur Einspeisung von Energie. Der VNB erhält für die Nutzung des Netzes ein Entgelt.

Der Betrieb des Netzes wird durch die Regulierung der NNE auch aufgrund des natürlichen Monopols überwacht. Durch die Überwachung der Entgelte sollen Monopolrenditen und Inef-

fizienzen im Betrieb entdeckt werden (vgl. BNetzA 2013). Zusätzlich ist der VNB zentraler Lieferant von Daten für die Versorgung von Endkunden. Die Pflichten zur Datenmeldung werden laufend aktualisiert und in Gesetzen festgeschrieben.

### **3.7 Zukünftige Geschäftsmodelle**

Im Folgenden werden kurz mögliche zukünftige GM für Teilnehmer in der Energiewirtschaft skizziert.

#### **Elektromobilität**

Das Marktpotenzial für Elektromobilität beträgt vier Mrd. Euro in deutschen Ballungszentren (vgl. Sauthoff & Schön 2010). Lokale Versorger bzw. Stadtwerke haben oft Zugriff auf das Netz und verfügen ggf. sogar über Parkhäuser, in denen die Infrastruktur zur Beladung von Fahrzeugen installiert werden kann. Das Angebot von Mobilitätsdienstleistungen neben dem Angebot des ÖPNV kann somit zum GM werden.

#### **Smart Metering**

Der Bereich Messwesen unterlag ebenfalls einem Monopol und war beim VNB angesiedelt. Mit der Liberalisierung des Messwesens ist es möglich, den Zähler durch einen Dritten betreiben zu lassen. Derzeit versuchen Marktakteure um den Zähler herum GM aufzubauen.

Das branchenfremde Unternehmen Deutsche Telekom AG bietet z.B. folgende Dienstleistung an: Einbau und Auslesung des Zählers und Verarbeitung der Daten zur Abrechnung des Kunden. Des Weiteren probieren Anbieter aus dem Angebot von Dienstleistungen, die neben dem Zähler zur Gebäudeautomatisierung dienen, ein GM zu entwickeln.

#### **Virtuelle Kraftwerke**

Im Unterschied zu einem Großkraftwerk ist das virtuelle Kraftwerk eine Zusammenschaltung von vielen kleinen Erzeugungseinheiten. In Summe kann die Leistung dann wieder einem Großkraftwerk entsprechen.

Derzeit versuchen Akteure über das Zusammenschalten von verschiedenen Erzeugern z.B. an Regelenergiemärkten teilzunehmen. Die einzelnen Anlagen wären zu klein für eine Zulassung. In der Summe wird eine kritische Größe erreicht, sodass auch durch das Diversifizieren von Anlagen Ausfälle ausgeglichen werden können.

## 4 BESCHREIBUNG DER MODELLREGION

### 4.1 Konzept „Regionale Direktvermarktung“

#### 4.1.1 Grundidee

Mit Hilfe der Modellregion soll die Energieversorgung von Kunden über regionale Erzeugungsanlagen gelingen. Die Grundidee ist somit eine regionale Direktvermarktung von Energie an die Kunden vor Ort. Direktvermarktung deswegen, weil die Energie nicht über das EEG vergütet wird, sondern ein Lieferant die Erzeugung direkt an die Kunden vermarktet.

#### 4.1.2 Vorteil

Ein Vorteil für den Kunden ist, dass Anlagen in unmittelbarer Nähe ihn direkt versorgen. Dies kann insbesondere dann von Vorteil sein, wenn der Kunde im Rahmen einer Bürgergenossenschaft die Anlagen gemeinsam mit anderen Endkunden finanziert hat.

In diesem Fall kann der Kunde mit Hilfe eines Lieferanten die Versorgung aus eigenen Anlagen sicherstellen. Außerdem würde hierdurch die Demokratisierung der Energieversorgung weiter vorangetrieben werden. Zum einen findet der Aufbau von Erzeugungskapazitäten durch Privatpersonen statt. Zum anderen versorgen sich diese Privatpersonen aus den eigenen Anlagen.

### 4.2 Konzept „Prosumenten“

#### 4.2.1 Definition Prosument

Eine weitere Entwicklung in der Energieversorgung ist das vermehrte Auftreten von Prosumenten. Während ein Endkunde nur Strom verbraucht, erzeugt (Produzent) und verbraucht (Konsument) der Prosument (vgl. Bauchmüller 2013). Es findet ein Wandel des Kunden statt, da die Tätigkeitsprofile „Produzent“ und „Konsument“ zusammenfallen. Der Neologismus „Prosument“ entsteht aufgrund der genannten Wortkombination (vgl. Blättel-Mink & Hellmann 2010).

Der rein konsumierende Kunde entnimmt die Energie aus dem Netz. Dieser wird gemäß einem SLP und einer entsprechenden JEP versorgt, die der VNB dem Lieferanten vorgibt.

Ein Prosument auf der anderen Seite zeichnet sich durch flexibles Verhalten aus. Dieser Kunde strebt mit Eigenerzeugung nach Autarkie (vgl. Fest & Ploch 2013). Insgesamt stellen Prosumenten die Energieversorgung vor neue Herausforderungen, insbesondere in Hinblick auf die Verwendung der SLP.

#### 4.2.2 Ausgangslage Prosument

Prosumenten haben die Möglichkeit sich teilweise eigenständig mit Energie zu versorgen. Dadurch reduzieren Prosumenten den Bezug von Energie aus dem Netz. Die Motivation für Prosumenten sind folgende:

- Der Preis der Eigenerzeugung ist bekannt und kalkulierbar
- Die Abhängigkeit von externen Preissteigerungen für Energielieferungen wird reduziert

Derzeit sind Prosumenten in der Lage, zu 17 ct/kWh im Bereich PV Strom in Eigenerzeugung (vgl. Schreiner et al. 2013) herzustellen. Der Verbrauch des selbst erzeugten Stroms ist für Prosumenten lohnend, da externe Tarife ca. zwischen 25 bis 30 ct/kWh kosten (BNetzA 2013, 144 ff.).

#### 4.2.3 Umsetzung Prosuming

Prosuming lässt sich derzeit über zwei Wege umsetzen: Die Stromversorgung erfolgt mittels PV-Erzeugung und eines Batteriespeichers. Im Bereich der Wärmeversorgung setzen Kunden eine Strom erzeugende Heizung ein. Mit kleinen Kraft-Wärme-Kopplung-Modulen (KWK) werden Strom und Wärme erzeugt. Die Wärme wird mit Hilfe von Warmwasserspeichern zwischengespeichert.

Diese Arbeit bezieht die Stromversorgung mittels PV-Erzeugung und Batteriespeicher in die Analyse des GM mit ein. Die Dimensionierung einer PV-Anlage ist von dem Verbrauch des Kunden abhängig. Schreiner (vgl. Schreiner et al. 2013) empfiehlt 1 kW installierte Leistung je 1.000 kWh Verbrauch. Im Rahmen der Analyse des GM ist vorausgesetzt, dass die PV-Erzeugung in diesem Modell komplett verbraucht bzw. gespeichert wird. Es findet keine Einspeisung ins öffentliche Netz statt.

Bleibatterien oder Lithium-Ionen-Batterien speichern die Energie (vgl. Stephan & Schmiegel 2012). Mit Speicherung ist in Ausnahmefällen bis zu 70 Prozent der Erzeugung vor Ort nutzbar (vgl. Schreiner et al. 2013). Aktuelle Studien bestätigen, dass sich die Eigennutzung der erzeugten Energie mit Speichern verdoppeln lässt und beziffern die Möglichkeit der Reduktion des Energiebezugs um 40 Prozent (vgl. Samweber et al. 2014). Die Nutzbarkeit der erzeugten Energie ist zudem stark beeinflusst von folgenden Faktoren:

- Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung. Dabei sind ca. 40 Prozent des Verbrauchs an die Erzeugung anpassbar (vgl. Schreiner et al. 2013). Z.B. kann der Waschvorgang der Waschmaschine zeitlich variabel sein.
- Grundsätzliches Abnahmeverhalten des Kunden. Leben in dem Haushalt berufstätige Personen, ist die Nutzbarkeit der Energie schlechter als bei einer Familie, die tagsüber im Haus anwesend ist.

### 4.3 Annahme von Mengengerüsten

#### 4.3.1 Anzahl Haushalte

In der Modellregion werden 1.000 Haushaltskunden mit dem SLP H0 versorgt. Das H0 ist ein standardisiertes Profil mit Leistungswerten für jede Viertelstunde im Jahr. Diese Profile sind auf einen bestimmten Verbrauch normiert; in der Regel auf 1.000 kWh.

Als Verbrauch wird im Modell für die 1.000 Kunden der Durchschnittswert der GPE-Kunden angenommen. Dies führt zu einem Absatz von 2,6 GWh in der Modellregion.

### 4.3.2 Anzahl Prosumenten

Die Anzahl der Prosumenten beträgt in der Modellregion 10 Prozent der Kunden. Damit erzeugen 100 Kunden als Prosumenten Strom und senken dadurch ihren Eigenverbrauch den Bezug um 40 Prozent. Diese Kundenanlagen haben typischerweise eine installierte Leistung von 2-4 kW (vgl. Fest & Ploch 2013).

### 4.3.3 Installierte Erzeugungsleistung Wind

Der angenommenen Erzeugung aus Windenergie in der Modellregion liegen historische Lastgänge von Windenergieanlagen (WEA) zugrunde. Diese WEA wurden von GPE im Jahr 2012 über die sonstige Direktvermarktung ins Endkundenportfolio übernommen. Zur Berechnung der Tarife in der Modellregion wird unterstellt, dass die Anlagen eine installierte Leistung von kleiner als 2 MW haben um die Befreiung von der Stromsteuer zu ermöglichen.

## 4.4 Aufbau Versorgungskonzept Modellregion

Abbildung 11 gibt den Aufbau der Modellregion skizzenhaft wieder.

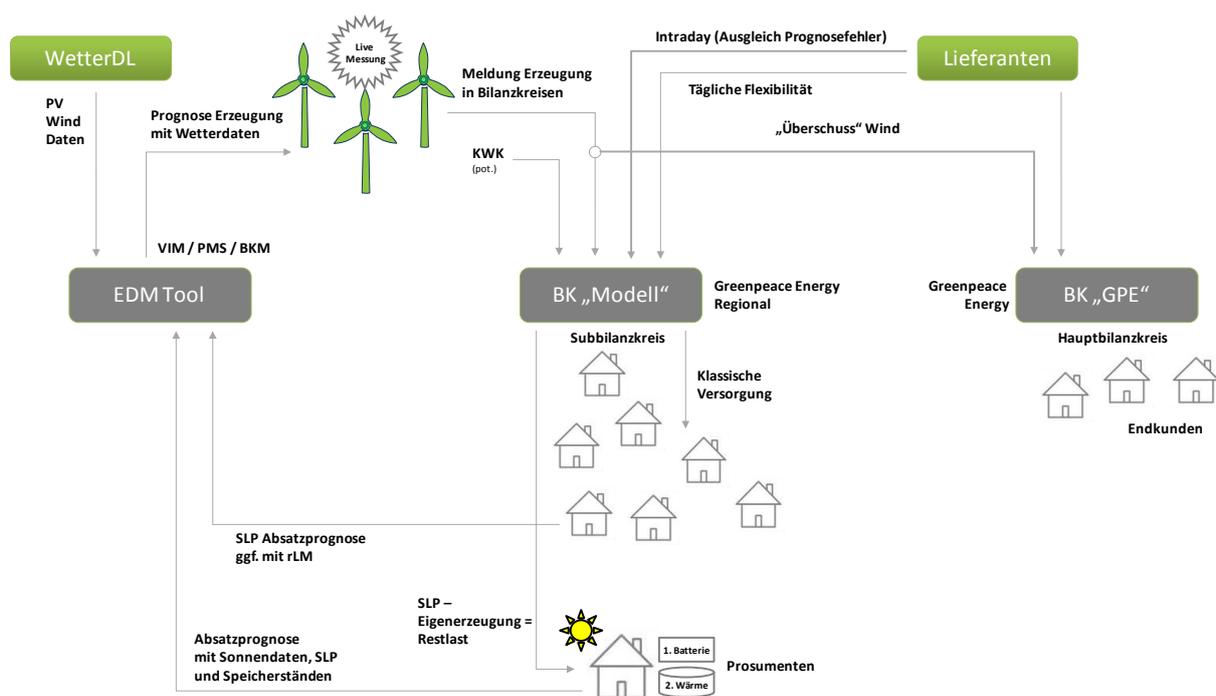


Abbildung 11: Skizze Modellregion (eigene Darstellung)

Die Modellregion erfordert einen Aufbau, der eine energiewirtschaftliche Umsetzung möglich macht. Der Aufbau wird in diesem Kapitel umschrieben und umfasst im Wesentlichen die folgenden Bausteine der Modellregion:

- Bilanzkreise (Hauptbilanzkreis „GPE“ und Subbilanzkreis „Modell“)
- Energielieferanten
- Verbraucher (Haushalte und Prosumenten mit PV-Anlagen)

- Erzeugungsanlagen (Wind und KWK)
- EDM-Tool (Spezialsoftware Energieversorgung)
- Wetterdienstleister (erstellt Erzeugungsprognosen für die WEA)

#### *4.4.1 Beschreibung Bilanzkreis Aufbau*

Energielieferungen finden in Bilanzkreisen statt. Eine erste Erläuterung zu diesem Thema geben die Kapitel 2.3.6 und 2.4.

In der Modellregion werden die relevanten Verbraucher und die Erzeugungsanlagen dem Bilanzkreis „Modell“ zugeordnet. In diesem Fall ist eine eindeutige Zuordnung der Kunden zu den Erzeugungsanlagen gewährleistet. Des Weiteren wird der Bilanzkreis „Modell“ als Subbilanzkreis zum Bilanzkreis „GPE“ geführt. Dies hat zum Vorteil, dass überschüssige Energiemengen aus der Erzeugung in den Hauptbilanzkreis abgeführt werden können. Voraussetzung dafür ist, dass der Bilanzkreisverantwortliche personenidentisch ist. In diesem Fall liegt die Bilanzkreisverantwortung idealerweise beim Lieferanten in einer Hand.

In einem ersten Schritt wird eine geringe Anzahl von Endverbrauchern dem Bilanzkreis „Modell“ zugeordnet sein. Der Hauptbilanzkreis führt auf der anderen Seite sämtliche Endkunden des Lieferanten. Aus dieser Konstellation heraus lassen sich im Umgang mit fEE Vorteile erzielen. So können bspw. prognostizierte Überkapazitäten aus der Winderzeugung in den Hauptbilanzkreis gemeldet werden. In einer Modellregion kann der Effekt der Überproduktion relativ schnell und häufig erreicht werden. Aus diesem Grund ist es für einen Lieferanten wichtig einen weiteren Bilanzkreis zu haben, der diese Energiemengen aufnehmen kann. Es ist außerdem möglich, im Rahmen von Lieferanten-Kooperation Bilanzkreise gegenseitig mit Energie zu versorgen.

#### *4.4.2 Systemvoraussetzungen für Bilanzkreisbewirtschaftung*

Die Bewirtschaftung eines Bilanzkreises ist nur mit einer speziellen Software für Energieversorgung möglich. In diesem Modell trägt die Software den Namen EDM-System. Dieses System muss sowohl die Erzeugungs- als auch die Verbrauchsseite abdecken.

Die Absatz- / Verbrauchsprognose wird folgendermaßen erstellt: Das System berechnet zählpunktscharf den Absatzes für jede Viertelstunde des Folgetages und aggregiert die Einzelwerte zu einem Gesamtabsatz innerhalb des Bilanzkreises. Dabei muss das System das entsprechende SLP des jeweiligen Kunden berücksichtigen. Handelt es sich um einen rLM-Kunden, errechnet das System anhand von vergangenen Verbräuchen eine Prognose für den Folgetag. Bei einem Prosumenten muss das System weitere Daten hinzuziehen: Die Absatzprognose wird durch die Erzeugungsprognose des Prosumenten reduziert. Für die Erzeugungsprognose können im Rahmen der Eigenversorgung SLP-Erzeugungsprofile genutzt werden. Sollte der Prosumer ebenfalls Batterien zur Speicherung nutzen, muss das System Kenntnis über den Beladungszustand der Batterie haben.

Auf der anderen Seite wird die Erzeugungsprognose erstellt: Die WEA sind abhängig von der auftretenden Windgeschwindigkeit. Die Berechnung der Erzeugungsleistung findet durch einen DL statt. Das EDM-Tool muss die Erzeugungsleistung mit der Absatzprognose kombinieren und bei Unterschieden folgende Information weiterverarbeiten:

- Zukauf weiterer Energie von Erzeugungslieferanten, wenn die Windleistung unterhalb der Absatzprognose liegt
- „Verkauf“ bzw. Ummeldung der Energie in den Hauptbilanzkreis, wenn die Windleistung oberhalb der Absatzprognose liegt
- Versand sowohl der Absatzprognose als auch der Erzeugungsprognose day-ahead (heute für morgen) im Rahmen des Fahrplanmanagements für den Bilanzkreis

#### **4.5 Fluktuierende Erzeugung**

Bei der Versorgung von Endkunden mit fEE gibt es mehrere Unbekannte, die auf der einen Seite Strukturen und auf der anderen Seite Preise betreffen.

Die Erzeugung von fEE ist abhängig vom Windaufkommen. Da die Struktur der fEE somit vor Lieferung nicht bekannt ist, ist es für einen Lieferanten nicht möglich die restliche Struktur der Energie für die Kunden im Vorwege zu bestimmen und in einem Terminmarkt einzukaufen.

Die Menge der Energie aus fEE kann daher nur anhand historischer Werte abgeschätzt werden. Die Menge der fEE hat einen erheblichen Einfluss auf den Stromtarif, da die Vergütung der WEA i.d.R. über dem aktuellen Marktniveau liegt (vgl. Kapitel 5.4.4).

Der Absatz wird somit im Kurzfristhandel gedeckt. Die Erzeugungsprognose wird einen Tag vor Lieferung erstellt. Die restlichen Mengen werden zu Spot-Marktkonditionen bestellt. Somit gibt es eine hohe Preissensitivität auf den Tarif, da u.U. die konkrete Zusammensetzung der Energie erst im Nachhinein bekannt ist.

##### *4.5.1 Herausforderung*

Die Herausforderung bei der Integration von fEE ist neben der Erstellung einer zutreffenden Leistungsprognose der Ausgleich der Fluktuation. Die exakte Erstellung einer Erzeugungsprognose für jede Viertelstunde des Folgetages bei WEA ist nicht möglich, da ein DL das Eintreffen einer Windböe nicht auf die Minute genau vorhersagen kann.

Sobald die Ist-Erzeugung von dem auf Basis der Prognose angemeldeten Erzeugungsfahrplan abweicht, verursacht der BKV den Bezug von Regelenergie. Diese Regelenergie wird mit Preisen für Ausgleichsenergie (AE) verrechnet. Diese Preise sind volatil und nicht prognostizierbar, da die ÜNB den Einsatz der Regelenergie für einen bestimmten Monat auswerten und die AE-Preise ex-post veröffentlichen (vgl. BNetzA 2013, 81 ff.). Das Interesse des BKV besteht daher darin, den Anteil an Regelenergie im Bilanzkreis so gering wie möglich zu halten.

#### 4.5.2 Echtzeitmessung Erzeugung und untertägige Prognosen

Aus dem oben genannten Grund ist es notwendig, die Erzeugung in Echtzeit zu messen und mit der abgegebenen Prognose im Bilanzkreis zu vergleichen. Dieser Vergleich kann ebenfalls mit einem EDM-Tool vollzogen werden. Darüber hinaus benötigt das System untertägige aktualisierte Prognosen, um die weiteren Stunden vorhersagen zu können. Mit Hilfe der Echtzeitmessung und untertägiger Prognosen kann ein System weitere notwendige Handlungsschritte erarbeiten. Diese Schritte beziehen sich insbesondere auf Handlungen im Intraday-Markt.

#### 4.5.3 Untertägige Handelsgeschäfte (Intraday)

Bilanzkreise werden mit day-ahead-Fahrplänen bewirtschaftet. Da sich die Erzeugungsleistungen der fEE permanent ändern und den abgegebenen Fahrplan nicht einhalten, kann ein BKV diese Abweichungen Intraday ausgleichen. Der BKV hat dabei folgende Möglichkeiten:

- Nominierung von Mengen direkt an der zuständigen Intraday-Börse EPEX
- Nominierung von Mengen bei einem Erzeuger, wobei z.B. die EPEX Intraday-Preise zur Abrechnung herangezogen werden
- Steuerung von eigener Erzeugung und Lieferung von Energie in den Bilanzkreis

Der BKV kann neben den day-ahead- und Intraday-Märkten ebenfalls auf dem day-after-Markt tätig sein. Auf diesem Markt können nachträglich Mengen zwischen Bilanzkreisen getauscht werden, sodass die Ungleichgewichte der einzelnen Bilanzkreise sich im Nachhinein reduzieren.

## **5 WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG DER MODELLREGION**

### **5.1 Relevante Gesetze**

Für die Betrachtung des GM sind verschiedene Gesetze relevant. Dabei handelt es sich um die StromNZV (2005), das Energiewirtschaftsgesetz (2005), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (2011) und das Stromsteuergesetz (1999). In den beiden letztgenannten sind Befreiungstatbestände definiert. In der Folge werden primär die Befreiungen für die EEG-Umlage und die Stromsteuer untersucht.

#### **Erneuerbare-Energien-Gesetz**

Innerhalb des EEG sind Befreiungstatbestände für die EEG-Umlage definiert. Diese werden im EEG unter § 37 und § 39 näher betrachtet. § 37 erläutert die EEG-Umlage und die Befreiung von der selbigen. § 39 klärt die Voraussetzungen für eine Verringerung der EEG-Umlage.

#### **Stromsteuergesetz**

Innerhalb des StromStG sind Befreiungstatbestände für die Stromsteuer definiert. Diese werden im StromStG unter § 9 erläutert.

### **5.2 Versorgungsvarianten und Befreiungstatbestände**

Befreiungen sind abhängig von der Versorgungssituation und der installierten Leistung der Versorgungsanlage. Folgende Situationen sind zu unterscheiden:

- Stromlieferung und Selbstverbrauch / Eigenbedarf
- Eigenes Netz oder öffentliches Netz
- Räumlicher Zusammenhang

Die Kombination der Konstellationen führt zu mehreren Versorgungsvarianten. Im Rahmen der Masterarbeit werden sieben Varianten beschrieben. Abbildung 12 gibt einen Überblick darüber, in welcher Variante welche Umlage entfällt bzw. gemindert wird.

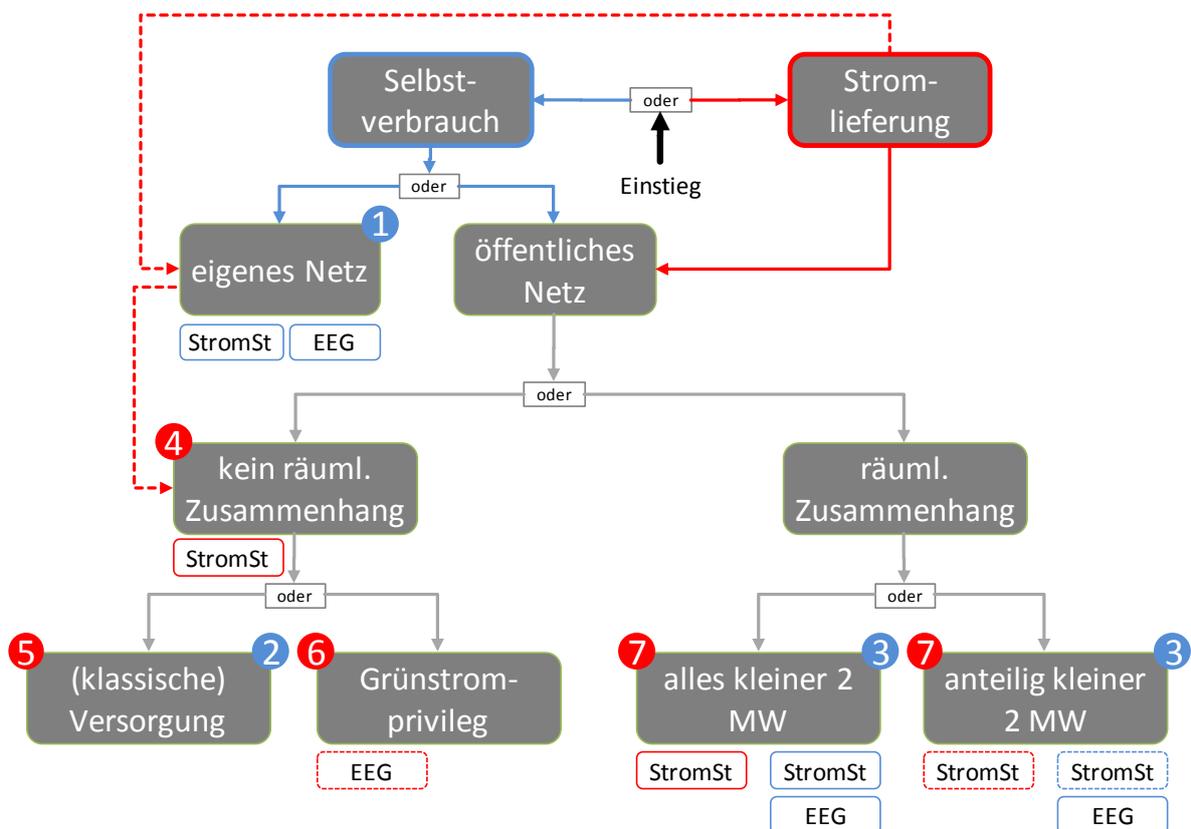


Abbildung 12: Übersicht Versorgungsvarianten und dazugehörige Befreiungen (eigene Darstellung)

### 5.2.1 Eigenbedarf über eigenes Netz

#### Variante 1

Der erste Fall betrifft den Selbstverbrauch im eigenen Netz. In dieser Situation ist der Eigen-erzeuger als jemand definiert, der Strom zum Selbstverbrauch erzeugt (vgl. StromStG 1999). Diese Variante spiegelt die Versorgung einer Abnahmestelle als Prosument wieder.

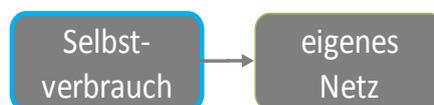


Abbildung 13: Versorgungsvariante 1 - Eigenbedarf über eigenes Netz (eigene Darstellung)

Diese Form der Versorgung ist von allen Umlagen (NNE inkl. Offshore und abschaltbare Lasten-Umlage / KA / EEG-Umlage / Stromsteuer) befreit. Die einzelnen Umlagen sind in Kapitel 5.4.1 näher erläutert. Der Prosument zahlt neben der Umsatzsteuer (USt) die reinen Stromgestehungskosten (vgl. Bauchmüller 2013). Eine Reduzierung für den Lieferanten gibt es nicht, da der Anlageneigentümer die Energie selber verbraucht und diese Versorgung ohne einen Lieferanten stattfindet.

Die Befreiung von der EEG-Umlage ist unter § 37 (3) beschrieben (vgl. EEG 2011):

„Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher stehen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich, wenn sie Strom verbrauchen, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird. Betreibt die Letztverbraucherin oder der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger und verbraucht den erzeugten Strom selbst, so entfällt für diesen Strom der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage nach Absatz 2 oder Satz 1, sofern der Strom

- 1) nicht durch ein Netz durchgeleitet wird oder
- 2) im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird“.

Die Befreiung von der Stromsteuer ist unter § 9 (1) 1. beschrieben (vgl. StromStG 1999):

Von der Steuer befreit ist „Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird“.

### 5.2.2 Eigenbedarf über öffentliches Netz

#### Variante 2

Die zweite Variante der Versorgung zeigt den Bezug der erzeugten Energie über ein öffentliches Netz ohne räumlichen Zusammenhang zum Selbstverbrauch.



Abbildung 14: Versorgungsvariante 2 - Eigenbedarf über öffentliches Netz ohne räumlichen Zusammenhang (eigene Darstellung)

Dieser Fall ist von keiner Umlage befreit. Der Unterschied zu Variante 5 (Klassische Versorgung) besteht darin, dass nicht der Lieferant die Energie liefert, sondern der Verbraucher selbst. Dadurch können Kostenvorteile generiert werden. In früheren EEG-Varianten war eine Befreiung von der Umlage bei Durchleitung durch das öffentliche Netz möglich.

#### Variante 3

Die dritte Variante der Versorgung zeigt den Bezug der erzeugten Energie über ein öffentliches Netz mit räumlichem Zusammenhang zum Selbstverbrauch. Der Begriff „räumlicher Zusammenhang“ ist in den Gesetzestexten nicht weiter erläutert und daher auslegungsbedürftig. Fachartikel sprechen wiederum vom räumlichen Zusammenhang, sofern Erzeugungsort und Verbrauchsort nicht mehr als ca. 4,5 km voneinander entfernt sind (vgl. Spitsa 2013).

Diese Variante zielt auf die Befreiung von der Stromsteuer ab. Dabei ist die Unterscheidung nach der Leistung der Erzeugungsanlage entscheidend. Das StromStG definiert unter §9 (1) 3. eine Grenze (vgl. StromStG 1999):

„Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und

- 1) vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder
- 2) von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen.“

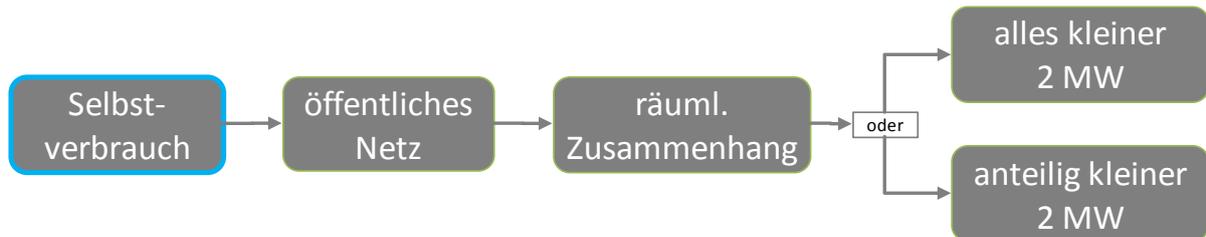


Abbildung 15: Versorgungsvariante 3 - Eigenbedarf über öffentliches Netz mit räumlichem Zusammenhang (eigene Darstellung)

Die Energie, die die oben genannten Kriterien erfüllt, ist von der Stromsteuer befreit. Da eine Versorgung nicht immer mit Anlagen kleiner 2 MW gelingt, ist hier die weitere Version mit „anteilig kleiner 2 MW“ genannt. Eine Versorgung mit Anlagen größer 2 MW ist möglich, jedoch sind diese Anlagen dann komplett nicht stromsteuerbefreit.

Des Weiteren ist die Energie gemäß EEG §37 (3) aufgrund des Eigenverbrauchs von der EEG-Umlage befreit.

### 5.2.3 Stromlieferung über eigenes Netz

#### Variante 4



Abbildung 16: Versorgungsvariante 4 - Stromlieferung über eigenes Netz (eigene Darstellung)

Die vierte Variante sieht eine Stromlieferung über das eigene Netz ohne räumlichen Zusammenhang vor. Diese Form der Versorgung ist aufgrund der Nutzung des eigenen Netzes von den Netzentgelten befreit. Darüber hinaus fällt gemäß StomStG §9 (1) 1. keine Stromsteuer an.

### 5.2.4 Stromlieferung über öffentliches Netz

Die Varianten fünf und sechs sehen eine Stromlieferung über das öffentliche Netz ohne räumlichen Zusammenhang vor.

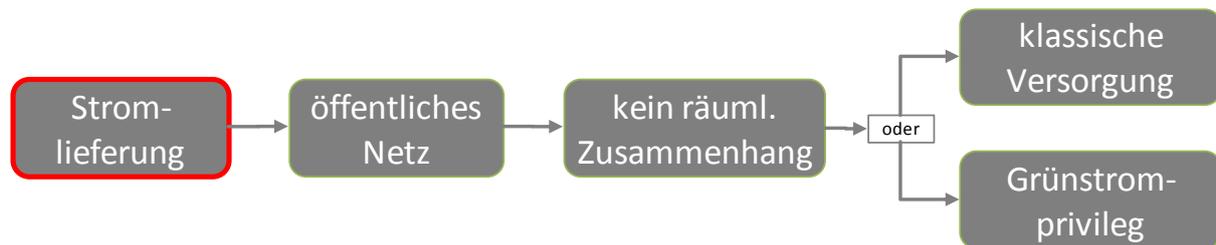


Abbildung 17: Versorgungsvarianten 5 / 6 - Stromlieferung über öffentliches Netz ohne räumlichen Zusammenhang (eigene Darstellung)

#### Variante 5: Klassische Versorgung (aktuelles Geschäftsmodell)

Diese Variante ist von keiner Umlage befreit und entspricht dem aktuellen GM von GPE. Darüber hinaus ist dies die meistgenutzte Variante zur Versorgung von Kunden mit Energie.

#### Variante 6: Grünstromprivileg

In dieser Variante wird eine reduzierte EEG-Umlage erhoben. Das EEG stellt unter §39 dazu folgende Rahmenbedingungen auf:

- mindestens 50 Prozent des gelieferten Stroms ist nach dem EEG förderfähig
- mindestens 20 Prozent des gelieferten Stroms sind fEE
- die Quoten müssen auf Jahressicht eingehalten werden und in acht von zwölf Monaten
- Die Anmeldung zur Nutzung des GSP muss im September des Vorjahres durch den Lieferanten gegenüber den ÜNB erfolgen

Bei Erfüllung aller Kriterien zahlt der Lieferant eine um 2 Cent reduzierte EEG-Umlage (in 2014: 4,240 statt 6,240 ct/kWh).

#### Variante 7

Variante sieben bildet eine Stromlieferung über das öffentliche Netz mit räumlichem Zusammenhang ab.

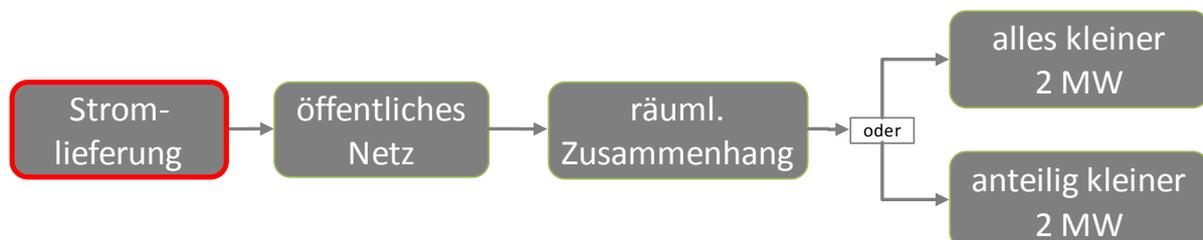


Abbildung 18: Versorgungsvariante 7 - Stromlieferung über öffentliches Netz mit räumlichem Zusammenhang (eigene Darstellung)

Diese Variante ist mit der Variante drei zu vergleichen. Da es sich um eine Stromlieferung und nicht um einen Selbstverbrauch handelt, fällt die EEG-Umlage an, während die Befreiung von der Stromsteuer möglich ist.

### 5.3 Beurteilung der Varianten

Die sieben Varianten sind Grundlage für ein mögliches GM von Lieferanten zur regionalen Direktvermarktung. Die Varianten werden in diesem Kapitel hinsichtlich der folgenden Kriterien überprüft:

- Relevanz für GM
- Zukunftsfähigkeit
- Vereinbarkeit mit Ansichten und politischen Forderungen GPE/GP

#### 5.3.1 Eigenbedarf über eigenes Netz

##### **Variante 1**

Diese Variante ist kein GM für einen Lieferanten.

Die Lösung „Selbstverbrauch“ wird im Markt von zwei Akteuren genutzt. Auf der einen Seite von der Industrie bzw. Großgewerbe und auf der anderen Seite vermehrt von Haushalten.

Derzeit nutzen vor allem Unternehmen aus der Industrie die Möglichkeit zur Eigenversorgung, um damit eine kostengünstige Energieversorgung zu gewährleisten. Derzeit erzeugt bereits jede zehnte Firma Eigenstrom (vgl. Bauchmüller 2013). Dies hat zur Folge, dass immer mehr Verbraucher sich aus der EEG-Umlage zurückziehen und somit die verbleibenden Verbraucher eine höhere Last zu tragen haben. Diese Entsolidarisierung der Energiewende wird von GPE und GP sehr kritisch beurteilt. Die große Koalition plant eine Beteiligung mit einer Mindestumlage von neuen Eigenbedarfsanlagen an der EEG-Umlage (vgl. Bundesregierung 2013). Im selben Dokument ist weiterhin eine Bagatellgrenze für kleine Erzeuger vorgesehen. Somit wird Prosuming im Haushaltsbereich aller Voraussicht nach weiterhin von Umlagen befreit sein.

Für das GM der regionalen Direktvermarktung hat diese Variante im Bereich der Versorgung von Endkunden einen indirekten Einfluss, da vermehrt Haushalte ihren eigenen Strom produzieren. Durch die Einbindung von Prosumenten ist der Lieferant betroffen, weil Prosumenten die zu liefernde Menge absenken. Dadurch verringert sich das Portfolio des Lieferanten.

Der Umgang mit Prosumenten (im Bereich der Haushalte und Kleingewerbe) ist aber eine zentrale Aufgabe der Energiewirtschaft der Zukunft und hat daher eine hohe Relevanz für das GM.

### 5.3.2 *Eigenbedarf über öffentliches Netz*

#### **Variante 2**

Diese Variante hat keine Relevanz für die Betrachtung in diesem GM. Außerdem findet dieses Modell in der Realität kaum Anwendung. Eine Eigenversorgung ist in der Regel nur mit einer Direktleitung wie in Variante 1 sinnvoll.

Ein weiterer Ansatzpunkt ist, dass Akteure sich durch eigene Erzeugung unabhängig von dem Marktniveau der Energiebörsen machen. Diese Entkopplung von den Energiemärkten ist bei volatilen und hohen Preisniveaus sinnvoll. In Deutschland ist derzeit das Preisniveau sehr niedrig und stabil (vgl. Abbildung 10).

#### **Variante 3**

Die regionale Direktversorgung mit Eigenerzeugung ist für das GM ebenfalls nicht von Relevanz, da es sich um Eigenversorgung handelt.

Im Gegensatz zu Variante 1 fallen hier die Umlagen für die Netznutzung an (NNE/KA).

### 5.3.3 *Stromlieferung über eigenes Netz*

#### **Variante 4**

Die Stromlieferung über ein eigenes Netz ohne räumlichen Zusammenhang ist ungewöhnlich, weil eigene Netze in der Regel nur vor Ort vorhanden sind. Die Verlegung von zusätzlichen Netzen zu den öffentlichen Netzen ist nicht kosteneffizient und findet daher in der Praxis keine Anwendung.

Aus diesem Grund hat diese Variante keine Relevanz für die Betrachtung in diesem GM.

### 5.3.4 *Stromlieferung über öffentliches Netz*

#### **Variante 5: Klassische Versorgung**

Diese Variante spiegelt das aktuelle GM von GPE wieder. Eine Beschreibung findet sich unter den Kapiteln 5.4.1 und 6.2.2.

#### **Variante 6: Grünstromprivileg**

Die Versorgung von Kunden über das GSP ist politisch nicht mehr gewollt. Die aktuelle Bundesregierung will das GSP abschaffen (Bundesregierung 2013, 53). Aus diesem Grund hat das GSP derzeit keine Relevanz für das GM. Da eine Anwendung aber möglich ist, wird es bei den Tarifvarianten weiterhin erwähnt.

Sollte das GSP dennoch Bestand haben, ist es nur bedingt mit den Ansichten von GPE und GP vereinbar. Auf der einen Seite unterstützt das GSP die Versorgung aus fEE. Auf der anderen Seite bürdet das GSP der Allgemeinheit Kosten auf und ist damit unsolidarisch. Im Rahmen des GSP werden Kunden von der EEG-Umlage entlastet. Die Entlastung wiederum muss von allen Kunden, die nicht über das GSP versorgt werden, bezahlt werden.

#### **Variante 7**

Diese Variante mit seiner Stromsteuerbefreiung ist der Kern des GM. Das GM beruht auf der Entwicklung eines Tarifs für die regionale Direktversorgung von Kunden und wird auf den folgenden Seiten beschrieben.

#### 5.4 Resultierende Tarife

In der Modellregion soll die Versorgung von Kunden mit einem hohen Anteil von fEE erfolgen. Die Versorgung von Kunden mit fEE erfordert andere Herangehensweisen an die Bewirtschaftung des Portfolios als eine Versorgung ohne fEE. Weitere Informationen zu Beschaffungsstrategien bieten die Studien „Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen“ (vgl. Götz et. al. 2013) und „Kompensieren sinkende Beschaffungskosten den Anstieg der EEG-Umlage für Haushaltskunden?“ (vgl. Götz & Lenck 2013).

Der Hauptunterschied in der Portfoliobewirtschaftung liegt in den Zeitpunkten der Energiebeschaffung. Ein Portfolio zur Versorgung von Endkunden in der Variante „klassische Versorgung“ wird in der Regel mit Terminmarktprodukten („Futures“) bewirtschaftet (vgl. Kapitel 2.3.5). So kann z.B. eine Beschaffungsstrategie wie folgt aussehen:

- Start der Beschaffung drei Jahre vor Lieferzeitpunkt
- Regelmäßige Beschaffung innerhalb dieser drei Jahre
- Anteilige Beschaffung von Tranchen des Zielfortfolios für das Lieferjahr
- Langfristbeschaffung: Eindeckung des Portfolios (z.B. zu 90 Prozent) am Terminmarkt
- Kurzfristbeschaffung: Eindeckung des Rest-Portfolios (z.B. zu 10 Prozent) unterjährig / im Lieferjahr zu Spot-Preisen

Bei dieser langfristigen Beschaffung sind die Terminmarktpreise zu den Einkaufszeitpunkten entscheidend für den resultierenden Energiepreis im Portfolio. Die Motivation bei der Langfristbeschaffung vor Lieferbeginn besteht darin, die Einkaufszeitpunkte auf einen großen Zeitraum zu verteilen und vor Lieferbeginn den Preis des Portfolios möglichst genau zu kennen. Mit der Verteilung wird sichergestellt, dass das Preisrisiko optimal gestreut ist. Ein Lieferant kann somit das Risiko, nur zu hohen Preisniveaus zu beschaffen, verteilen. Bei einer Beschaffung über einen langen Zeitraum mit sehr vielen Beschaffungszeitpunkten spiegelt der Portfoliopreis idealerweise den Durchschnitt der Terminmarktpreise wieder.

Des Weiteren hat der Lieferant die Möglichkeit der Kurzfristbeschaffung. Zum einen ändert sich die Kundenzusammensetzung des Lieferanten laufend. Somit ist es für einen Lieferanten nicht möglich, im Vorhinein das Portfolio exakt zu kennen. Änderungen in der Zusammensetzung des Portfolios werden somit über die Kurzfristbeschaffung abgedeckt.

Darüber hinaus hat der Lieferant die Möglichkeit, bei der unterjährigen Beschaffung von Preisänderungen zu profitieren. Liegt das Niveau der Spot-Märkte unter den Preisen des Terminmarktes kann sich der Portfoliodurchschnittspreis nach unten anpassen. Steigen die Spot-Marktpreise ist der Lieferant entsprechend dem Änderungsrisiko ausgesetzt.

Die Zusammenstellung von Terminmarktanteil zu Spot-Marktanteil ist daher für jeden Lieferanten unterschiedlich und hängt von den folgenden Parametern ab:

- Bereitschaft Preisänderungsrisiken zu tragen
- Dynamik des Portfolios (wachsend / stagnierend / schrumpfend)
- Anteil der rLM-Kunden und damit Änderungsrisiko des Abnahmeverhaltens der Kunden

Das Portfolio des GM zeichnet sich auf der anderen Seite durch einen hohen Anteil fEE aus. Aus diesem Grund ist es nur bedingt möglich das Portfolio bereits zu Terminmarktkonditionen zu bewirtschaften, da ein Lieferant die Struktur der erzeugten Energie nicht kennen kann. In den unten stehenden Tarifvarianten ist daher ein Preis simuliert, der sich neben dem fixen Preis für fEE komplett am Spot-Markt orientiert. Dies steht im Gegensatz zu üblichen Beschaffungsstrategien in der klassischen Versorgung.

#### 5.4.1 Darstellung des Tarifs eines bundesweiten Versorgers am Beispiel GPE

Der Tarif eines bundesweiten Energieversorgers setzt sich aus gesetzlichen Umlagen und unternehmensspezifischen Bestandteilen zusammen.

Abbildung 19 zeigt die Tarifzusammensetzung von GPE für Privatkunden im Lieferjahr 2014.

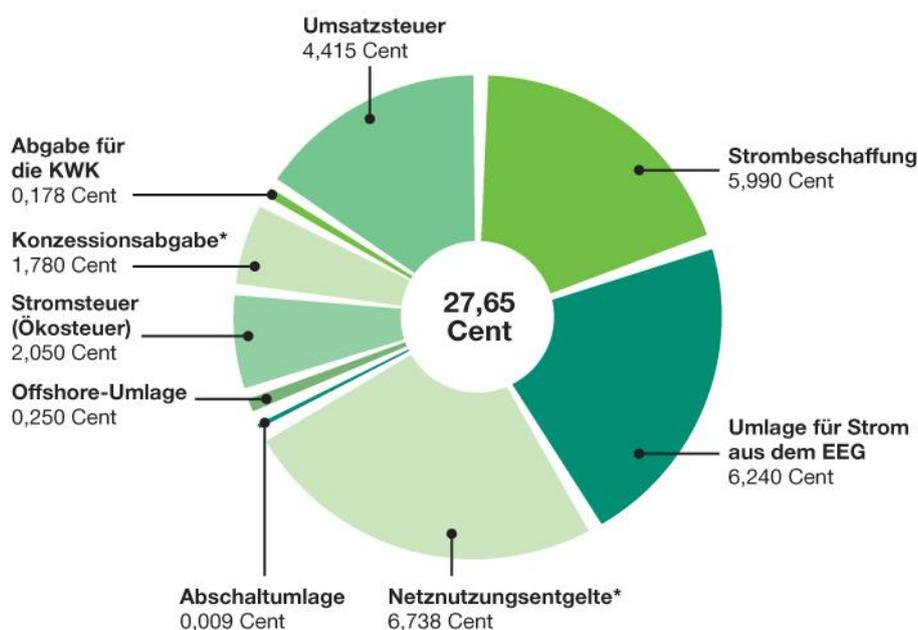


Abbildung 19: Zusammensetzung GPE Tarif 2014 (Greenpeace Energy eG 2014)

Für alle Umlagen gilt, dass diese auf den Verbrauch je Abnahmestelle in ct/kWh erhoben werden.

Die gesetzlichen Abgaben in ct/kWh sind:

Tabelle 5: Erläuterung Einzelbestandteile Tarif (eigene Darstellung)

Abgabe	Höhe	Beschreibung
KA	1,780 (Durchschnittswert)	<p>KA sind Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen (vgl. KAV 1992). Die Höhe der KA wird nach der Gemeindegröße unterschieden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <math>\leq 25.000 =</math> 1,32</li> <li>▪ <math>\leq 100.000 =</math> 1,59</li> <li>▪ <math>\leq 500.000 =</math> 1,99</li> <li>▪ <math>&gt; 500.000 =</math> 2,39</li> </ul>
NNE	6,738 (Durchschnittswert)	<p>Für Entnahmen ohne Leistungsmessung im Niederspannungsnetz ist ein Arbeitspreis festzulegen. Zusätzlich kann ein monatlicher Grundpreis in Euro pro Monat festgelegt werden (vgl. StromNZV 2005). Die NNE beinhalten ebenfalls die Umlage nach § 19 der StromNEV in Höhe von 0,092 ct/kWh.</p> <p>Bei GPE variieren die Preise in den 30 größten (Anzahl Kunden / abgesetzte Menge) Netzen wie folgt:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Arbeitspreis Min: 3,71 ct/kWh</li> <li>▪ Arbeitspreis Max: 8,11 ct/kWh</li> <li>▪ Grundpreis Min: 4,00 €/a (bzw. 0,00 €/a)</li> <li>▪ Grundpreis Max: 36,5 €/a</li> <li>▪ Abrechnung NNE Min: 6,96 €/a</li> <li>▪ Abrechnung NNE Max: 16,79 €/a</li> <li>▪ Des Weiteren wird ein Betrag für Messstellenbetrieb und die Messung von Zählerdaten erhoben, welcher in den NNE enthalten ist. Dieser Betrag wird in €/a ausgewiesen und beträgt zwischen 7,32 und 15,81.</li> </ul>
abLa-Umlage	0,009	<p>Die abschaltbaren Lasten sollen der Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit dienen. Sofort abschaltbare Lasten müssen dabei nach Angaben der ÜNB innerhalb von einer Sekunde ferngesteuert zur Verfügung stehen. Schnell abschaltbare Lasten muss der ÜNB innerhalb von 15 Minuten abrufen können. Die Berechnung der Umlage erfolgt auf Basis der prognostizierten Kosten sowie der bisher angefallenen (vgl. abLaV 2012).</p>
Offshore-Umlage	0,25	<p>Die ÜNB sind berechtigt, die Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen im Rahmen der Anbindung von Offshore Erzeugung, soweit diese dem Belastungsausgleich unterliegen und nicht erstattet worden sind, und für Ausgleichszahlungen als Aufschlag auf die Netzentgelte gegenüber Letztverbrauchern geltend zu machen. Die Bestimmung der Offshore-Haftungsumlage erfolgt auf Basis von prognostizierten Kosten. Die Prognose der Kosten erfolgt auf Basis von testierten Werten der anschlussver-</p>

		pflichteten ÜNB (vgl. EnWG 2005 und netztransparenz.de)
EEG	6,24	vgl. Kapitel 2.6
KWK	0,178	KWK-Anlagenbetreiber haben nach Erfüllung von entsprechenden Voraussetzungen Anspruch auf Zahlung der gesetzlichen Fördersätze für erzeugten KWK-Strom. Nach Meldungen der VNB führen die ÜNB die Daten für den bundesweiten Belastungsausgleich der Förderzahlungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) zusammen und legen eine Umlage für jedes Jahr fest (vgl. KWKG 2002).
Stromsteuer	2,05	Die Stromsteuer fällt bei einem EVU an, welches Letztverbraucher versorgt. Mit der Entnahme der Elektrizität aus dem Netz wird die Steuer fällig (vgl. StromStG 1999).
USt	4,415	19 Prozent USt auf die Summe in Höhe von 23,235 der einzelnen Bestandteile des Tarifes

Der direkt beeinflussbare Bestandteil des EVU beschränkt sich auf die Position Strombeschaffung. Teilweise ist in dieser Position ebenfalls eine Marge enthalten. Des Weiteren haben EVU die Möglichkeit, einen fixen Grundpreis je Monat zu erheben. Dieser Grundpreis ist unabhängig von der verbrauchten kWh. Bei GPE beträgt diese Position 8,90 Euro je Monat. Die Einnahmen aus der Grundgebühr sollen die Kosten für z.B. Personal, Mieta und DL-Gebühren decken.

### 5.4.2 Entwicklung der Strompreise

Die unten stehende Grafik zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise für einen Durchschnittshaushalt (3 Personen / 3.500 kWh Jahresverbrauch).

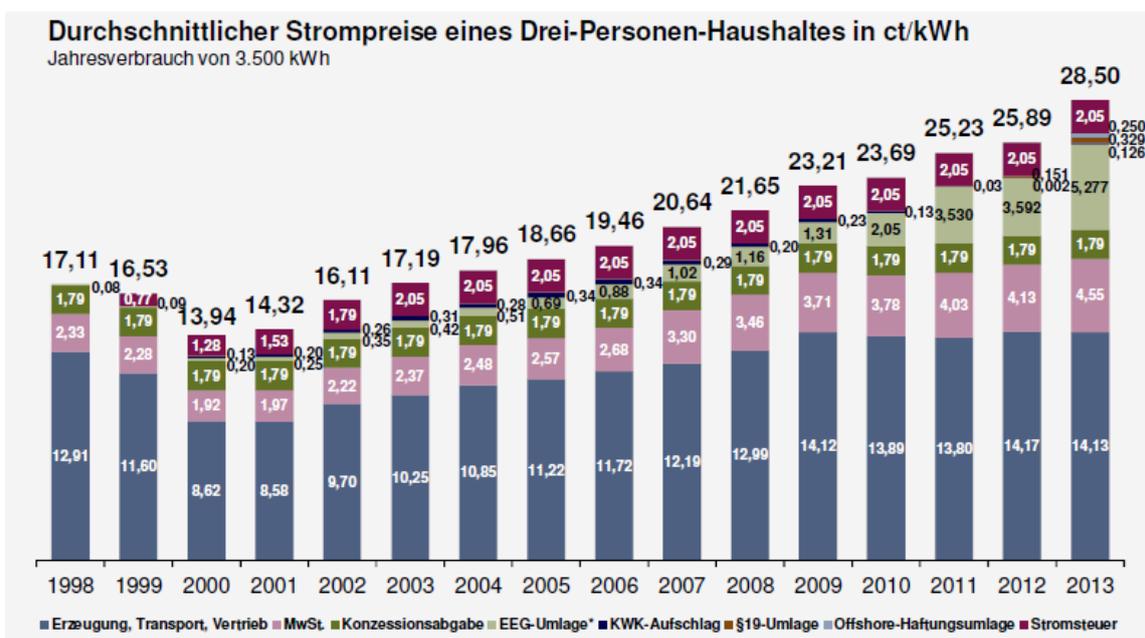


Abbildung 20: Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises für Haushalte (BDEW 2013, 41)

Die Grafik verdeutlicht die Steigerung der Endkumentarife über den Verlauf der Zeit. Während in 2005 der Anteil der Umlagen 40 Prozent (7,44 von 18,66 ct/kWh) betrug, ist der Anteil der Umlagen in 2013 auf 51 Prozent gestiegen (14,37 von 28,5 ct/kWh). Dies zeigt auf der einen Seite die Abhängigkeit des Tarifs von Umlagen und auf der anderen Seite die sinkende Einflussmöglichkeit des Lieferanten auf den Tarif.

#### *5.4.3 Zahlungsbereitschaft*

Anbieter von Ökostromprodukten positionieren sich am Markt über folgende Eigenschaften:

- Herkunft der EE / Transparenz
- Unabhängigkeit des Unternehmens
- Politisches Engagement
- Servicequalität

Für das GM ist zudem die Zahlungsbereitschaft der Kunden von elementarer Bedeutung. Im Markt sind derzeit diverse Grundversorgungstarife (durchschnittlich 30,11 ct/kWh in 2013 (BNetzA 2013, 145)) teurer als die Tarife für Ökostromprodukte. Eine Mehrzahlungsbereitschaft in ct/kWh ist hingegen schwer zu bestimmen und vom Versorgungskonzept abhängig. In einer aktuellen Studie des UBA (UBA 2014, 77 ff. und 136 ff.) wird die zusätzliche Zahlungsbereitschaft auf einen Cent klassifiziert. Die Studie zeigt ebenfalls eine Bereitschaft zur Zuzahlung von 3 ct/kWh auf. Insbesondere die hohe Zuzahlungsbereitschaft betrifft ein Kundensegment kleiner 15 Prozent und bietet daher ein geringes Potenzial. Die Studie unterstreicht hingegen, dass die Mehrzahlungsbereitschaft an die Produktqualität gekoppelt ist. Zu dieser Qualität gehört bspw. auch die Regionalität der Stromherkunft (UBA 2014, 76).

#### *5.4.4 Grundsätzliche Annahmen für einen potenziellen Tarif*

Die Masterarbeit ist zwischen Sommer 2013 und Frühjahr 2014 entstanden. Zum Zeitpunkt der Erstellung lagen daher vollständige Jahreszahlen (z.B. Börsenpreise, Daten der Winderzeugung, AE-Preise) erst von dem Lieferjahr 2012 vor. Aus diesem Grund ist die Berechnung mit Werten aus dem Jahr 2012 erstellt.

In der Modellregion befinden sich 1.000 Haushalte, die mit einem SLP H0 versorgt werden. Der Durchschnittsverbrauch dieser Haushalte beträgt 2.600 kWh im Jahr. Dadurch ergibt sich ein Absatz von 2.600.000 kWh im Jahr.

In einem weiteren Vergleich sind von diesen 1.000 Haushalten 100 Prosumenten. Diese Prosumenten decken mit PV-Anlagen und Speichern 40 Prozent ihres Energiebedarfs. Somit reduziert sich der Absatz in der Modellregion um 104.000 kWh pro Jahr. In dem Modell wird angenommen, dass das Erzeugungsprofil der PV-Anlagen das Profil des Absatzlastgangs reduziert. Dabei ist unerheblich, ob der Kunde in diesem Moment die Erzeugung direkt verbraucht oder in seiner Batterie zwischenspeichert. Das Profil der PV-Erzeugung entspricht den Vorgaben eines Netzbetreibers. Der Residuallastgang in diesem Fall umfasst 2.496.000 kWh im Jahr. Dies unterstellt, dass die komplette PV-Erzeugung beim Prosumenten bleibt. Es findet keine Einspeisung der Erzeugung ins Netz statt und somit auch keine Vergütung der Erzeugung. Die Erzeugung wird direkt verbraucht bzw. gespeichert.

Der Absatzlastgang wird mit Energie aus WEA aus regionaler Nähe bedient. Die Struktur der Winderzeugung setzt sich aus historischen Daten zusammen und ist normiert auf 1.000 kWh. Dieser Windlastgang wird entsprechend des Anteils am Absatz skaliert. In diesem Modell werden Anteile zwischen 0 und 50 Prozent berechnet. Davon werden Wind-Anteile mit 20 Prozent und 40 Prozent exemplarisch ausgewiesen und näher dargestellt.

Die Erzeugungsdaten aus WEA sind u.a. abhängig vom Standort, dem Anlagentyp und den Windgeschwindigkeiten eines Jahres. Im Rahmen der Simulation erscheint der Durchschnitt des WEA-Portfolios von GPE am sinnvollsten.

Bei den WEA wird weiterhin unterstellt, dass die Winderzeugung aus Anlagen kleiner 2 MW Leistung erfolgt, um die Stromsteuerbefreiung anwenden zu können (vgl. Kapitel 5.2). In der Simulation beträgt die maximale Leistung der WEA 0,551 MW. Zur Versorgung der 1.000 Haushalte ist die Leistungsgrenze von 2 MW damit eingehalten.

Die Bepreisung der Winderzeugung wird immer zum Fixpreis in mehreren Varianten gerechnet. Der Wind wird in Form von Fixpreisen auf die Ist-Erzeugung vergütet, da im Rahmen des EEG ebenfalls unabhängig von der erzeugten Struktur oder dem Zeitpunkt der Erzeugung vergütet wird. Die Simulation berechnet Varianten für den Windpreis zwischen 45, 50, 55, 60, 65, 70, 75, 80, 85, 90 €/MWh. 45 €/MWh entspricht in etwa dem durchschnittlichen Spot-Preis in 2012. 90 €/MWh bekommen WEA in etwa als Anfangsvergütung gemäß EEG. Der Tarif vergleicht die Varianten 45, 70 und 90 €/MWh.

Im Rahmen der Simulation wird der Wind gemäß einer day-ahead-Prognose unter den Absatzfahrplan integriert. Die Differenz von Wind-Prognose zu Absatz wird mit Energie zu Spot-Preisen gefüllt (vgl. Abbildung 21). Die Spot-Preise werden derzeit in Stunden abgerechnet und variieren somit stündlich. Der geringste Spot-Preis in 2012 liegt bei -221,99 €/MWh (Käufer erhält Vergütung für Energiebezug; dies ist eine Ausnahme), während der höchste Spot-Preis in 2012 210,00 €/MWh (Käufer erhält Rechnung für Energiebezug; dies ist der Regelfall) betrug. Der durchschnittliche Spot-Preis in 2012 beträgt 42,596 €/MWh. Dies zeigt bereits die Bandbreite der Preise, die für eine Versorgung in der Modellregion in diesem Fall berücksichtigt wurden.

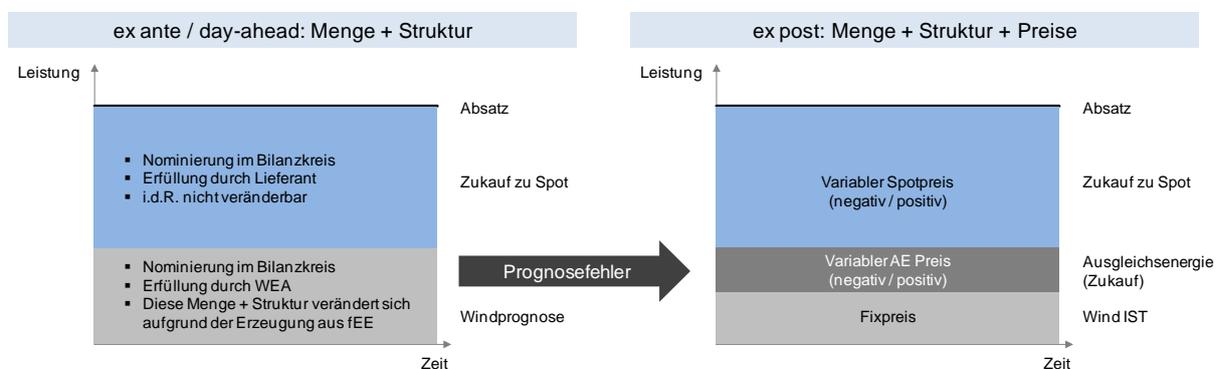


Abbildung 21: Übersicht Veränderungen im Bilanzkreis (eigene Darstellung)

Die day-ahead-Prognose für den Wind wird in der Simulation mit einem Fehler hinterlegt. Dieser Fehler wird mit der Excel Funktion NORMINV (Quantile der Normalverteilung) berechnet. Die Prognoseabweichungen sind gemäß einer Auswertung des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES in der Realität normal verteilt (vgl. Anhang 3)). Die Formel ist wie folgt angelegt und gefüllt:

- Formel: NORMINV (Wahrsch; Mittelwert; Standardabwn)
- Wahrscheinlichkeit: die zur Standardnormalverteilung gehörige Wahrscheinlichkeit. Diese wird in der Formel mit einer Zufallszahl hinterlegt. Die Zufallszahl ist eine Funktion in Excel, die eine gleichmäßig verteilte reelle Zufallszahl größer oder gleich Null und kleiner als Eins zurückgibt. Bei jeder Neuberechnung wird eine andere Zufallszahl ausgegeben.
- Mittelwert: das arithmetische Mittel der Verteilung. Der Mittelwert ist Null.
- Standardabweichung: die Standardabweichung der Verteilung. Diese ist auf die maximale Leistung des Windlastgangs begrenzt.

Im Portfolio von GPE zeigen sich Fehler von bis zu 50 Prozent auf die Menge zwischen Wind-Prognose und Ist-Daten. Der Fehler zwischen Prognose und Ist-Daten wird mit AE-Preisen bewertet. Dabei sind vier Varianten möglich:

- Zukauf zu positiven Preisen (Ist-Erzeugung liegt unterhalb der Prognose)
- Zukauf zu negativen Preisen
- Verkauf zu positiven Preisen (Ist-Erzeugung liegt oberhalb der Prognose)
- Verkauf zu negativen Preisen

Diese Varianten sind in Abbildung 21 in der rechten Bildhälfte (ex post) dargelegt. Die AE unterliegt stärkeren Schwankungen als der Spot-Markt. Es ist das Interesse eines BKV, die Abweichungen im Bilanzkreis so gering wie möglich zu halten. Der geringste AE-Preis in 2012 betrug -1.501,87 €/MWh (vgl. TenneT 2012), während der höchste AE-Preis in 2012 mit 1.501,20 €/MWh beziffert ist. Der durchschnittliche AE-Preis in 2012 beträgt 46,421 €/MWh. Die Preise für Bilanzkreisabweichungen sind in allen Regelzonen gleich.

In diesem Modell werden ausschließlich SLP-Kunden versorgt. Werden in einem Bilanzkreis ebenfalls rLM-Kunden versorgt, kann zusätzlich auch das Abnahmeverhalten der Kunden AE verursachen.

#### 5.4.5 Modellrechnung potenzieller Tarif

Im Rahmen der Tarifberechnung<sup>8</sup> sind 36 Varianten bestimmt.

Diese setzen sich zusammen aus den folgenden Variablen:

<sup>8</sup> Die Entwicklung der Berechnung des Beschaffungspreises erfolgte unter Einbezug von Mitarbeitern aus dem Bereich bei GPE.

- Versorgung von Kunden mit oder ohne Prosumenten (zwei Variablen)
- Versorgung der Kunden mit 20 Prozent oder 40 Prozent Windanteil (zwei Variablen)
- Betrachtung von drei Preisniveaus für NNE und KA (niedrig / mittel / hoch) (drei Variablen)
- Versorgung der Kunden mit einem Windpreis von 45 / 70 / 90 €/MWh (drei Variablen)

Die folgenden Kapitel (und die Tabellen im Anhang) geben die Übersicht der Ergebnisse wieder.

#### 5.4.6 Darstellung potenzieller Tarif regionale Direktvermarktung

Die 36 Varianten ergeben eine mögliche Tarifspreizung von 22,7 bis 32,05 ct/kWh.

Diese Preise beinhalten noch nicht die Kosten für den Bezug der Energie aus Wasserkraft. Für jeden Tarif kommen je nach Bezugsquelle Zusatzkosten für die Qualität Wasser in Höhe von 0,02 bis 0,5 ct/kWh dazu. Die geringen Preise betreffen Wasser aus Norwegen, die hohen Preise Wasser aus Österreich (vgl. Energie-Control Austria 2013).

Die folgende Tabelle zeigt die Variablen auf, die die beiden Extreme kennzeichnet.

Tabelle 6: Unterschiedliche Bestandteile von zwei beispielhaften Tarifen (eigene Darstellung)

	<b>22,7 ct/kWh</b>	<b>32,05 ct/kWh</b>
Windanteil	40 Prozent	40 Prozent
Anzahl Prosumenten	100	0
Höhe NNE / KA	Niedrig (KA: 1,320 / NNE: 5,208)	Hoch (KA: 2,390 / NNE: 9,991)
Höhe Windvergütung	45 €	90 €

Der durchschnittliche Grundversorgungstarif in Deutschland liegt bei 30,11 ct/kWh (vgl. BNetzA 2013). Die genannten Tarifvarianten bewegen sich somit alle in einem markttypischen Rahmen.

Die genannten Variablen aus Kapitel 5.4.5 ergeben vier Ergebnistabellen, die auf den folgenden Seiten erläutert werden:

1) Tabelle 7: Übersicht Windanteil 20 Prozent / kein Prosuming

0

- 2) Übersicht Windanteil 40 Prozent/kein Prosuming
- 3) Tabelle 9: Übersicht Windanteil 20 Prozent/100 Prosumen
- 4) Tabelle 10: Übersicht Windanteil 40 Prozent/100 Prosumen

Tabelle 7: Übersicht Windanteil 20 Prozent / kein Prosuming (eigene Berechnung)

Windanteil 20 Prozent - kein Prosuming									
Stromsteuerbefreite Menge: 20 Prozent									
	Wind 45 €	Wind 70 €	Wind 90 €	Wind 45 €	Wind 70 €	Wind 90 €	Wind 45 €	Wind 70 €	Wind 90 €
	niedrige NNE / KA			hohe NNE / KA			Durchschnitt NNE / KA		
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	1,320	1,320	1,320	2,390	2,390	2,390	1,780	1,780	1,780
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	5,208	5,208	5,208	9,991	9,991	9,991	6,738	6,738	6,738
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,708	5,208	5,608	4,708	5,208	5,608	4,708	5,208	5,608
Stromsteuer	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640
USt. (19%)	3,715	3,810	3,886	4,827	4,922	4,998	4,093	4,188	4,264

Tabelle 7 zeigt die potenziellen Tarife für ein Portfolio ohne Prosumen und mit einem Anteil von 20 Prozent Wind am Absatz.

- Der Vorteil in der Stromsteuer beträgt 0,410 ct/kWh (1,640 statt 2,050 ct/kWh) auf den regulären Tarif.
- Der Beschaffungspreis variiert um 0,900 ct/kWh (4,708 zu 5,608 ct/kWh) in Abhängigkeit zur Vergütung des Windes.

Durch die Aufteilung von niedrigen/hohen/mittleren NNE und KA sowie die erneute Unterteilung nach Windvergütungen ergibt sich eine Tarifspreizung von 8,036 ct/kWh zwischen dem Tarif mit 23,268 und 31,304 ct/kWh. Die Differenzen verteilen sich wie folgt (in ct/kWh):

- KA: 1,070
- NNE: 4,783
- Beschaffung: 0,900
- USt: 1,283

Tabelle 8 zeigt die potenziellen Tarife für ein Portfolio ohne Prosumen und mit einem Anteil von 40 Prozent Wind am Absatz.

- Der Vorteil in der Stromsteuer beträgt 0,820 ct/kWh (1,230 statt 2,050 ct/kWh) auf den regulären Tarif.
- Der Beschaffungspreis variiert um 1,800 ct/kWh (4,848 zu 6,648 ct/kWh) in Abhängigkeit zur Vergütung des Windes.

Tabelle 8: Übersicht Windanteil 40 Prozent/kein Prosuming (eigene Berechnung)

	Windanteil 40 Prozent - kein Prosuming								
	Stromsteuerbefreite Menge: 40 Prozent								
	Wind 45 €	Wind 70 €	Wind 90 €	Wind 45 €	Wind 70 €	Wind 90 €	Wind 45 €	Wind 70 €	Wind 90 €
	niedrige NNE / KA			hohe NNE / KA			Durchschnitt NNE / KA		
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	1,320	1,320	1,320	2,390	2,390	2,390	1,780	1,780	1,780
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	5,208	5,208	5,208	9,991	9,991	9,991	6,738	6,738	6,738
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,848	5,848	6,648	4,848	5,848	6,648	4,848	5,848	6,648
Stromsteuer	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230
USt. (19%)	3,664	3,854	4,006	4,776	4,966	5,118	4,042	4,232	4,384

Durch die Aufteilung von niedrigen / hohen / mittleren NNE und KA sowie die erneute Unterteilung nach Windvergütungen ergibt sich eine Tarifspreizung von 9,107 ct/kWh zwischen dem Tarif mit 22,947 und 32,054 ct/kWh. Die Differenzen verteilen sich wie folgt (in ct/kWh):

- KA: 1,070
- NNE: 4,783
- Beschaffung: 1,800
- USt: 1,454

Der Unterschied zum Tarif in Tabelle 7 sind die Beschaffungskosten, die sich durch den Anteil von 40 Prozent fEE verdoppeln. Durch die steigenden Kosten erhöht sich ebenfalls die USt.

Der günstigste Tarif in Tabelle 7 ist mit 23,268 ct/kWh ausgewiesen, der günstigste Tarif in Tabelle 8 mit 22,947 ct/kWh. Beide Tarife haben dieselben Variablen. Der Unterschied liegt in den Beschaffungskosten sowie der Stromsteuer. Während der Tarif aus Tabelle 8 durch einen höheren Windanteil teurer in der Beschaffung ist, wird dieser Nachteil durch eine höhere Befreiung in der Stromsteuer kompensiert. Dadurch profitiert dieser Tarif ebenfalls von einer geringeren USt. Es entsteht der Kostenvorteil von 0,321 ct/kWh, der nur in diesem GM zu realisieren ist.

Der Vorteil der Stromsteuer ist abhängig von der Vergütung des Windes. In den genannten drei Vergütungsstufen kann der Vorteil nur in dem ersten Szenario (Wind zu 45 €) erreicht werden. In den beiden anderen Szenarien können die erhöhten Beschaffungskosten nicht kompensiert werden.

Tabelle 9: Übersicht Windanteil 20 Prozent/100 Prosumenten (eigene Berechnung)

Windanteil 20 Prozent - mit 100 Prosumenten									
Stromsteuerbefreite Menge: 20 Prozent									
	Wind 45 €	Wind 70 €	Wind 90 €	Wind 45 €	Wind 70 €	Wind 90 €	Wind 45 €	Wind 70 €	Wind 90 €
	niedrige NNE / KA			hohe NNE / KA			Durchschnitt NNE / KA		
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	1,320	1,320	1,320	2,390	2,390	2,390	1,780	1,780	1,780
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	5,208	5,208	5,208	9,991	9,991	9,991	6,738	6,738	6,738
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,523	5,003	5,387	4,523	5,003	5,387	4,523	5,003	5,387
Stromsteuer	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640
USt. (19%)	3,680	3,771	3,844	4,792	4,883	4,956	4,058	4,149	4,222
<b>Summe</b>	<b>23,048</b>	<b>23,619</b>	<b>24,076</b>	<b>30,013</b>	<b>30,584</b>	<b>31,041</b>	<b>25,416</b>	<b>25,987</b>	<b>26,444</b>

Tabelle 9 zeigt die potenziellen Tarife für ein Portfolio mit 100 Prosumenten und mit einem Anteil von 20 Prozent Wind am Absatz.

- Der Vorteil in der Stromsteuer beträgt 0,410 ct/kWh (1,640 statt 2,050 ct/kWh) auf den regulären Tarif.
- Der Beschaffungspreis variiert um 0,864 ct/kWh (4,523 zu 5,387 ct/kWh) in Abhängigkeit zur Vergütung des Windes.

Durch die Aufteilung von niedrigen / hohen / mittleren NNE und KA sowie die erneute Unterteilung nach Windvergütungen ergibt sich eine Tarifspreizung von 7,993 ct/kWh zwischen dem Tarif mit 23,048 und 31,041 ct/kWh. Die Differenzen verteilen sich wie folgt (in ct/kWh):

- KA: 1,070
- NNE: 4,783
- Beschaffung: 0,864
- USt: 1,276

Tabelle 10 zeigt die potenziellen Tarife für ein Portfolio mit 100 Prosumenten und mit einem Anteil von 40 Prozent Wind am Absatz.

- Der Vorteil in der Stromsteuer beträgt 0,820 ct/kWh (1,230 statt 2,050 ct/kWh) auf den regulären Tarif.
- Der Beschaffungspreis variiert um 1,728 ct/kWh (4,658 zu 6,386 ct/kWh) in Abhängigkeit zur Vergütung des Windes.

Tabelle 10: Übersicht Windanteil 40 Prozent/100 Prosumenten (eigene Berechnung)

Windanteil 40 Prozent - mit 100 Prosumenten									
Stromsteuerbefreite Menge: 40 Prozent									
	Wind 45 €	Wind 70 €	Wind 90 €	Wind 45 €	Wind 70 €	Wind 90 €	Wind 45 €	Wind 70 €	Wind 90 €
	niedrige NNE / KA			hohe NNE / KA			Durchschnitt NNE / KA		
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	1,320	1,320	1,320	2,390	2,390	2,390	1,780	1,780	1,780
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	5,208	5,208	5,208	9,991	9,991	9,991	6,738	6,738	6,738
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,658	5,618	6,386	4,658	5,618	6,386	4,658	5,618	6,386
Stromsteuer	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230
USt. (19%)	3,628	3,810	3,956	4,740	4,922	5,068	4,006	4,188	4,334
<b>Summe</b>	<b>22,721</b>	<b>23,863</b>	<b>24,777</b>	<b>29,686</b>	<b>30,828</b>	<b>31,742</b>	<b>25,089</b>	<b>26,231</b>	<b>27,145</b>

Durch die Aufteilung von niedrigen / hohen / mittleren NNE und KA sowie die erneute Unterteilung nach Windvergütungen ergibt sich eine Tarifspreizung von 9,021 ct/kWh zwischen dem Tarif mit 22,721 und 31,742 ct/kWh. Die Differenzen verteilen sich wie folgt (in ct/kWh):

- KA: 1,070
- NNE: 4,783
- Beschaffung: 1,728
- USt: 1,440

Der Unterschied zum Tarif in Tabelle 9 sind die Beschaffungskosten, die sich durch den Anteil von 40 Prozent fEE sich verdoppeln. Durch die steigenden Kosten erhöht sich ebenfalls die USt.

Der günstigste Tarif in Tabelle 9 ist mit 23,048 ct/kWh ausgewiesen, der günstigste Tarif in Tabelle 10 mit 22,721 ct/kWh. Beide Tarife haben dieselben Variablen. Der Unterschied liegt in den Beschaffungskosten und der Stromsteuer. Während der Tarif aus Tabelle 10 durch einen höheren Windanteil teurer in der Beschaffung ist, wird dieser Nachteil durch eine höhere Befreiung in der Stromsteuer kompensiert. Dadurch profitiert dieser Tarif ebenfalls von einer geringeren USt. Es entsteht der Kostenvorteil von 0,327 ct/kWh, der nur in diesem GM zu realisieren ist.

Auch hier ist der Vorteil der Stromsteuer von der Vergütung des Windes abhängig. In den genannten drei Vergütungsstufen kann der Vorteil nur im ersten Szenario (Wind zu 45 €) erreicht werden. In den beiden anderen Szenarien können die erhöhten Beschaffungskosten nicht kompensiert werden.

Der Effekt der Senkung durch die Stromsteuer ist sowohl im Tarif mit und ohne Prosumenten nachzuweisen.

Des Weiteren zeigt sich im Vergleich der Tarife der kostensenkende Einfluss der Prosumenten ohne Ausnahme in allen Tarifen.

#### 5.4.7 Darstellung potenzieller Tarif regionales Grünstromprivileg

Mit Abschluss der Koalitionsverhandlungen zwischen CDU/CSU und SPD ist es erklärtes Ziel der neuen Regierung das GSP abzuschaffen (Bundesregierung 2013, 53). Dieser Plan ist im Gesetzentwurf zum EEG 2014 ebenfalls umgesetzt (vgl. BMWi 2014).

Aus diesem Grund wird der Tarif an dieser Stelle nicht weiter dargestellt. Die Vorteile des GSP sind in Kapitel 0 beschrieben. Der Tarif hätte somit ein weiteres Senkungspotenzial von 2 ct/kWh. Eine Senkung der Stromsteuer ist im GSP hingegen nicht möglich.

### 5.5 Zwischenfazit

Eine Zukunftsaufgabe von EVU ist es, Kunden den Zugang zu EE zu ermöglichen. Dies ist bei EVU eine der obersten Prioritäten (vgl. Dow Jones Energy Weekly 2013). Für diese Aufgabe muss ein EVU ein tragfähiges GM entwickeln.

Das hier entwickelte GM kann dazu einen Beitrag leisten. Gerade bei neuen GM ist es möglich, das entwickelte GM in einem ersten Schritt als Hypothese zu verstehen und bei Inkrafttreten des GM über gezielte Veränderung zu verbessern. Somit ist das GM zunächst ein Planungsinstrument, bevor es in ein etabliertes GM überführt wird (vgl. Magretta 2002).

Im Folgenden werden infolgedessen noch einmal die Einflussgrößen der verschiedenen Variablen auf den Tarif beschrieben:

#### Prosumenten

Der Einfluss des Verhaltens von Prosumenten auf den Tarif bestätigt sich. Bei einem Anteil von 100 Prosumenten in der Modellregion wirkt sich deren Verhalten preismindernd auf die Beschaffungskosten aus. Ein Vergleich der Tarife zeigt einen Effekt zwischen 0,185 bis 0,221 ct/kWh Senkungspotenzial in den Tarifen mit 20 Prozent Windanteil (vgl. Tabelle 7: und Tabelle 9:). In den Tarifen mit 40 Prozent Windanteil liegt das Senkungspotenzial mit Prosumenten zwischen 0,190 bis 0,262 ct/kWh (vgl. 0 und Tabelle 10:).

Dieser positive Effekt lässt sich jedoch nur realisieren, wenn das PV-Erzeugungsprofil der Prosumenten ebenfalls das Abnahmeprofil der Kunden ändert. Im aktuellen SLP-Regime würde sich die Abnahmestruktur der SLP-Kunden nicht ändern. Der positive Effekt würde sich aktuell in der Beschaffung des Lieferanten nicht widerspiegeln. Derzeitiger Stand ist, dass Kunden mit Eigenverbrauch lediglich eine verringerte JEP haben und somit der Absatz verringert wird, die Struktur des Abnahmeverhaltens jedoch unverändert bleibt.

Der positive Effekt der Prosumenten liegt darin begründet, dass die PV-Einspeisung den Absatz der Kunden tendenziell in den Stunden verringert, in denen die Börsenpreise hoch sind. Dies betrifft insbesondere die Zeiten von 12:00 bis 17:00 Uhr (vgl. Datei im elektronischen Anhang zu Spot-Preisen der EPEX im Jahr 2013).

#### Windanteil und Windpreis

Ein höherer Windanteil führt in jedem Tarif zu einem höheren Beschaffungspreis. Dies liegt am Verhältnis von Windpreis zu Marktniveau. In der Simulation wird die Energie zu einem Spot-Preis im Jahresdurchschnitt von ca. 42 €/MWh gekauft. Die angenommenen Windpreise liegen alle über diesem Marktniveau. WEA werden in Deutschland nach dem EEG vergütet.

Erst nach dem Auslaufen der gesetzlichen EEG-Vergütung können WEA zu Marktpreisen akquiriert werden. Sollte auf der anderen Seite das Marktniveau steigen, sind WEA preislich konkurrenzfähig und für die Modellregion entsprechend attraktiv. Der durchschnittliche Windpreis im Portfolio von GPE liegt bei ca. 85 €/MWh.

### **Höhe der NNE/KA**

Die Variable der NNE hat den höchsten Effekt auf den Endpreis. So beträgt der Unterschied von niedrigen NNE zu hohen NNE 4,738 ct/kWh. Ergänzend ist der Unterschied bei der KA zwischen der niedrigsten und höchsten 1,070 ct/kWh. Im ungünstigsten Fall kann die Differenz zwischen zwei Regionen durch die Kombination von NNE und KA bei 5,853 ct/kWh liegen. Somit hat die Lage der Modellregion einen entscheidenden Einfluss auf die Höhe des Endkudentarifes.

Während die Höhe der KA stabil ist, werden die NNE jedes Jahr neu bestimmt und verändern sich laufend. Die Änderungen sind für einen Lieferanten nicht planbar und bilden somit ein Risiko für die mehrjährige Kalkulation von Tarifen. Die Änderungen betreffen Preisanpassungen für die Netznutzung in Höhe von -14 Prozent bis +30 Prozent (Veränderung der NNE für GPE im Jahr 2013 zu 2014 in den 30 größten Netzen bezogen auf den Absatz und die Kundenanzahl (eigene Auswertung)) zum Vorjahr. Die NNE werden sowohl in Form von Kostensteigerungen als auch als Kostensenkungen angepasst.

### **Anteil der Stromsteuer**

Der Senkungseffekt der Stromsteuer ist im Tarif mit dem höchsten Windanteil ebenfalls am höchsten. Bei einem Anteil von 40 Prozent Wind aus der Region verringert sich die Stromsteuer ebenfalls um 40 Prozent von 2,05 auf 1,230 ct/kWh. Dies bedeutet eine Senkung um 0,820 ct/kWh. Bei einem Anteil von 20 Prozent Wind beträgt die Ersparnis gegenüber dem regulären Steuersatz entsprechend 0,410 ct/kWh.

Ebenfalls gilt die Befreiung der Stromsteuer nur für Anlagen, die eine installierte Leistung bis 2 MW haben. Moderne WEA haben eine Leistung über 2 MW und erfüllen diese Leistungsgrenze nicht. Bei einer Versorgung von Kunden mit neuen Anlagen ist die Befreiung nach aktueller Gesetzeslage nicht möglich.

### **Umgang mit Risiken**

Risiken können in verschiedenen Risikofeldern auftreten. Diese Felder sind bspw. Markt-, Management-, strategische, operative und finanzielle Risiken (vgl. Thommen & Achleitner 2009, 1092 f.). Der Tarif besteht nahezu ausschließlich aus variablen Preisen und ist daher von dem Feld des Marktrisikos abhängig:

- Die Spot-Preise für die Differenz aus Windprognose zu Absatz sind im Vorwege nicht bekannt. Die Simulation von zukünftigen Spot-Preisen und insbesondere die Annahme von Stundenpreisen sind kaum möglich.
- Die AE-Preise sind ebenfalls im Vorwege nicht bekannt. Diese unterliegen zudem höheren Schwankungen.

- Die Erzeugungsmenge und Erzeugungsstruktur des Windes ist im Vorwege nicht bekannt. Diese hat Auswirkungen auf den Bezug zu Spot-Preisen. Die Prognosequalität hat Einfluss auf das Risiko der Kosten im Bezug auf die AE.
- Es besteht für den BKV die Möglichkeit, den Prognosefehler des Windes mit eigenen steuerbaren Erzeugungsanlagen (z.B. KWK) auszugleichen. Dazu muss der BKV am Tag der Lieferung (Intraday) weitere Erzeugungsprognosen für die WEA erstellen lassen und eine Live-Messung mit der abgegebenen Prognose und der neuen Prognose vergleichen. Bestehen zwischen Live-Messung und alter Prognose signifikante Unterschiede und werden diese Unterschiede mit einer neuen Prognose in die Zukunft bestätigt, kann der BKV diese Unterschiede mit Erzeugung ausgleichen. Mit dieser Maßnahme kann der BKV den Bezug von unkalkulierbarer AE reduzieren.

Aus diesem Grund kann ein Lieferant ggf. mit entsprechenden Sicherheitsaufschlägen bei der Festlegung eines Tarifes arbeiten. Auf der anderen Seite hat der Lieferant immer die Möglichkeit, einen Tarifpreis gegenüber dem Kunden anzupassen. Ggf. ist es möglich, Risikozuschläge auch über die Erhebung einer Grundgebühr mit einzupreisen.

#### *5.5.1 Abschätzung für einen realistischen Tarif*

Der Vorteil einer höheren Befreiung von der Stromsteuer bei einem hohen Anteil von fEE ist in den beschriebenen Varianten bei 45 €/MWh Vergütung für WEA festzustellen. Der Vorteil der Senkung der Stromsteuer endet bei ca. 60 €/MWh Vergütung für Wind. Diese Windvergütungspreise stehen in Deutschland bisher kaum zur Verfügung.

Aus diesem Grund ist ein Tarif in einer Modellregion zwischen 25,987 und 26,505 ct/kWh realistisch. Dies entspricht folgenden Variablen:

- durchschnittliche NNE/KA
- Windvergütung zu 75 €/MWh

Über den Einbezug von Prosumenten und den Anteil der fEE am Absatz ergibt sich die entsprechende Spannbreite des Tarifs. Werden des Weiteren die Differenzmengen von Wind zu Absatz mit Wasserqualität aufgefüllt, fällt ein weiterer Zuschlag von 0,4 ct/kWh an.

Somit ergibt sich ein möglicher Tarif zwischen 26,387 und 26,905 ct/kWh.

#### *5.5.2 Zusammenfassung der Einflussgrößen als Zieldreieck des Geschäftsmodells*

Das GM wird durch drei Punkte bestimmt:

- 1) Hoher Anteil regionaler fEE
- 2) Massenmodell
- 3) Günstiger Tarif

Diese drei Faktoren stehen idealerweise in dem GM in einem ausgewogenen Verhältnis zueinander. Dabei sind die Faktoren direkt abhängig voneinander. Im übertragenen Sinne müssen die drei Faktoren ein gleichschenkliges Dreieck bilden.

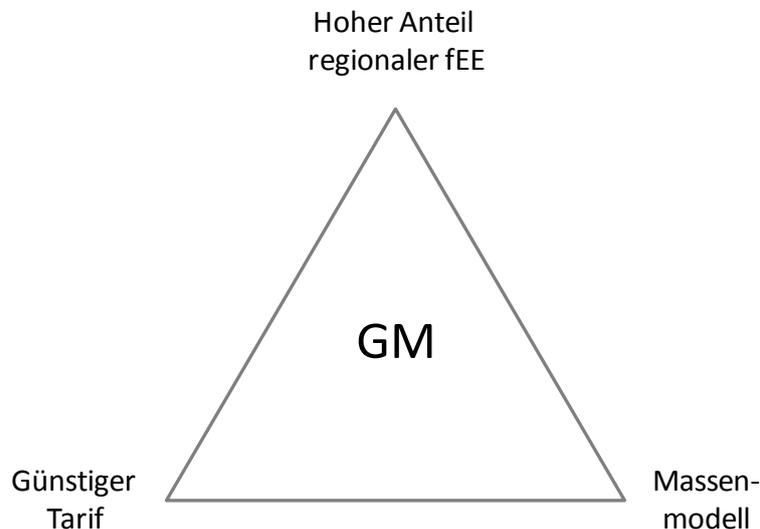


Abbildung 22: Zieldreieck des entwickelten GM (eigene Darstellung)

Dabei bringen die unten beschriebenen Punkte innerhalb der Hauptherausforderungen das Dreieck ins Ungleichgewicht, da zwischen den Faktoren ein Zielkonflikt besteht.

### Hoher Anteil regionaler fEE

Die erste Herausforderung bei der Umsetzung des GM ist der Zugang zu WEA. Die WEA und der dazugehörige Standort sollten dabei folgende Charakteristika haben:

- Hohes Windaufkommen, sodass für WEA mehr als 1.500 Bnh anfallen
- Stetiges Windaufkommen, sodass Erzeugungsprognose so genau wie möglich erstellt werden kann
- WEA sollte eine installierte Leistung kleiner 2 MW vorweisen, damit die Befreiung von Stromsteuer möglich ist
- WEA sollte Fixvergütung kleiner 75 €/MWh haben

Des Weiteren ist es für den Lieferanten von Vorteil, wenn er bereits Erfahrung im Umgang mit der Integration von fEE in ein Kundenportfolio hat. Dies bedeutet, dass der Lieferant Erzeugungsprognosen verarbeiten kann und Zugang zu den Kurzfristmärkten hat.

Hilfreich wäre zudem der Zugang zum Intraday-Handel, sodass der Lieferant das Preisrisiko der AE verringern kann.

Beim derzeitigen Vergütungsniveau der WEA ist ein hoher Anteil fEE gleichbedeutend mit einem hochpreisigen Tarif. Es besteht ein Zielkonflikt zwischen dem Punkt „hoher Anteil fEE“ und dem Punkt „günstiger Tarif“.

### **Massenmodell**

Für die Umsetzung des GM ist ein hoher Aufwand zur Abbildung des Modells in den energiewirtschaftlichen Prozessen notwendig. Da die Belieferung von Kunden mit Energie in Bilanzkreisen abgewickelt wird, sollte der Lieferant Kompetenzen als BKV haben. Innerhalb dieses GM wird jede Modellregion als Subbilanzkreis einzeln geführt und in einem entsprechenden EDM-System zur Abwicklung der Marktprozesse nachgebildet. Da ein Großteil der Prozesse automatisierbar ist, sollte der Lieferant ein Augenmerk auf die verwendeten Stammdaten richten.

Aus heutiger Sicht bildet das Regelwerk mit der Verwendung der Stammdaten zur Versorgung der Kunden ein weiteres Hindernis. Dies betrifft insbesondere die Verwendung der SLP und der JEP der einzelnen Kunden.

Derzeit scheint der Trend der Eigenversorgung noch kein Massenmodell zu sein. Experten sind sich hingegen einig, dass der Anteil der Kunden mit Eigenversorgung zunimmt (Eiselt 2012, 147 f). Dies ist gleichbedeutend mit einer Umstellung der Energieversorgung auf kleinere Einheiten, die ebenfalls nach einer Veränderung des Regelwerks verlangt.

Das GM bietet die Möglichkeit auf diesen Trend zu antworten und die Umstellung der Versorgung aus kleinen und dezentralen Einheiten aufzubauen.

Dafür ist auf der anderen Seite auch das Engagement eines Lieferanten notwendig, der die Versorgung aus EE in Kooperation mit Erzeugern aufbauen möchte. Diese Tatsache dürfte derzeit auf eine geringe Anzahl an Lieferanten zutreffen.

Es ist ebenfalls darauf zu achten, dass der Lieferant in Dialog mit dem jeweiligen VNB der Region tritt. Dies betrifft z.B. die Abstimmung darüber, wie der Eigenverbrauch der Kunden bilanziert werden soll. Ein weiteres Thema sind Maßnahmen des VNB zur Erhaltung der Netzstabilität. Dabei kann der VNB Erzeugung aus WEA regeln. Der Lieferant sollte darüber informiert werden, um entsprechend reagieren zu können. All diese Beispiele zeigen den Aufwand bei der Umsetzung des GM.

Der beschriebene Aufwand zeigt, dass das GM in einem ersten Schritt kein Massenmodell ist. Dadurch entsteht ebenfalls ein Zielkonflikt zu dem Punkt „günstiger Tarif“, da ein EVU höhere Kosten bei der Umsetzung des GM hat.

### **Günstiger Tarif**

Dieses GM benötigt in einer „idealen“ Region das richtige Zusammenspiel von diversen Einflussfaktoren auf den Preis des Tarifs. Diese Variablen sind:

- niedrige Entgelte für die Netznutzung
- niedrige Windvergütung
- stabile Preise an der Börse für den Kurzfristhandel
- niedriges Niveau der AE-Preise

So gerät z.B. das Dreieck ins Ungleichgewicht, wenn viel Wind zu hohen Preisen integriert wird. Dies hat zur Folge, dass ein günstiger Tarif nicht mehr angeboten werden kann. Gleiches gilt für eine Änderung des Preisniveaus an den Börsen oder den Märkten für AE. Das GM ist abhängig von diesen preisbestimmenden Einflussfaktoren.

Daher ist es für das GM von Vorteil, wenn in den nächsten Jahren die fEE an ein schwankendes Vergütungsniveau herangeführt werden. Ansonsten droht jede Form der Direktvermarktung in ein Endkundenportfolio am Preisunterschied von Marktniveau zu Fixvergütung zu scheitern.

Für einen wettbewerbsfähigen Tarif kann eine Region mit durchschnittlichen NNE und WEA mit einer Vergütung von 75 €/MWh möglich sein. Insbesondere in den nächsten Jahren werden zahlreiche WEA aus der Bauzeit um das Jahr 2000 in die niedrigste Vergütungsstufe des EEG fallen bzw. komplett aus der fixen Vergütungsphase herausfallen. Dieser Umstand kann für das GM die „richtigen“ WEA bieten.

### *5.5.3 Grundsätze eines Geschäftsmodells in der Modellregion*

Die Versorgung einer Region aus fEE ist bei Einhaltung von diversen Variablen wirtschaftlich möglich. Der Vorteil aus der Absenkung der Stromsteuer kann jedoch von anderen Parametern übertroffen werden.

Die Umsetzung dieses GM ist möglich. Dazu sollte ein Bekenntnis zu den folgenden Grundbedingungen durch ein Unternehmen erfolgen:

- Überzeugung, dass die Versorgung aus fEE sinnvoll ist
- Wille, die Versorgung aus fEE vor Ort zu organisieren (ggf. aus eigenen Anlagen von Kunden)

Des Weiteren müssen beim Lieferanten Kompetenzen aus der Energiewirtschaft vorliegen. Auf der anderen Seite bedarf es des gesellschaftlichen Willens bei z.B. Energieerzeugungsgenossenschaften, sich aus ihren Anlagen versorgen zu lassen. Wenn diese Aspekte zusammentreffen, ist das GM mit den möglichen Namen

- „Regionalstrom“ oder
- „örtlicher Genossenschaftsstrom“ möglich.

Abbildung 23 zeigt die Details des GM für regionale Direktvermarktung.

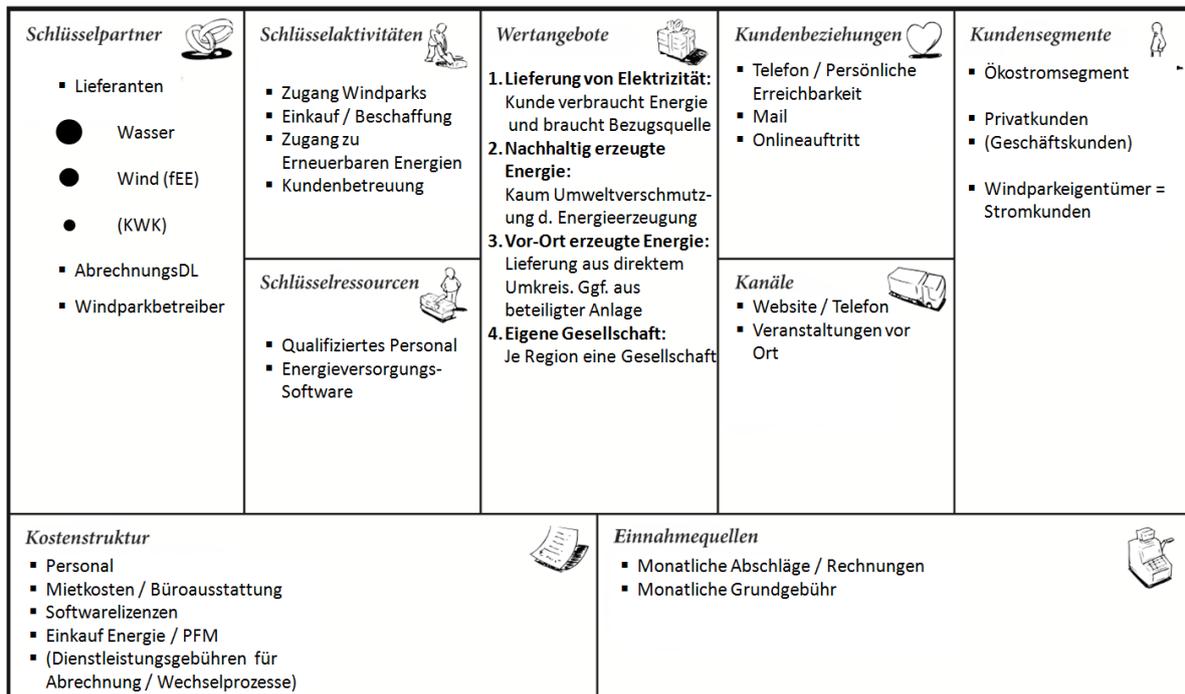


Abbildung 23: Modellregion als BMC (eigene Darstellung nach Osterwalder & Pigneur 2011, 48)

Unten stehend werden die neun Bestandteile für das GM erläutert:

### 1) Kundensegmente

Das GM bedient das Kundensegment im Bereich Ökostromversorgung. In diesem Modell wurde das Segment der SLP-Kunden untersucht. Das sind Privat- und Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch bis 100.000 kWh. Des Weiteren müssen diese Kunden innerhalb einer Region von wenigen Kilometern um die WEA herum wohnen.

Ein weiteres Segment in diesem GM sind Windparkeigentümer, die ggf. auch Privatkunden sind. Die Windparkeigentümer können Einzelpersonen oder Energieerzeugungsgemeinschaften / -genossenschaften sein.

### 2) Wertangebote

Der Lieferant bietet mit seinem Wertangebot verschiedene Lösungen an.

- **Lieferung Elektrizität:**  
In erster Linie benötigen Kunden Elektrizität zur Versorgung ihres Haushalts / Geschäfts. Der Lieferant stellt diese Elektrizität aus den regionalen Anlagen für die Kunden bereit.
- **Nachhaltige und vor Ort erzeugte Energie:**  
Der Lieferant nimmt die regionalen EE-Anlagen unter Vertrag und organisiert die Energielieferung an die Kunden über Bilanzkreise.

- Regionale Gesellschaft (ggf. als Genossenschaft):  
Der Lieferant gründet für jede Region eine eigene Gesellschaft. Diese Gesellschaft nimmt zum einen die EE-Anlagen unter Vertrag und schließt zum anderen mit den Kunden Verträge ab. Durch die Gründung einer Gesellschaft je Region ist das Versorgungskonzept transparent dargestellt. Die Rechtsform der Gesellschaft kann zudem eine Genossenschaft sein, sodass sich sowohl Anlageneigentümer als auch Kunden an der Gesellschaft beteiligen können.

### 3) Kanäle

Da die Gesellschaft in einer räumlich begrenzten Region tätig ist, ist eine Präsenz bei Veranstaltungen in der Region (z.B. Märkte / Stadtfeste / Bürgerdiskussion) sinnvoll. Die Vernetzung mit lokalen Akteuren (bspw. Politiker oder Anlageneigentümer) ist von Bedeutung für das Gelingen des GM.

Die Eröffnung eines Büros vor Ort ist für die Versorgung von 1.000 Kunden im Beispiel dieser Modellregion nicht wirtschaftlich. Aus diesem Grund ist eine Erreichbarkeit per Telefon zu gewährleisten. Dies kann z.B. über einen bestehenden Kundenservice des Lieferanten vollzogen werden.

### 4) Kundenbeziehungen

Analog zu den Kanälen wird die Pflege der Kundenbeziehungen per Telefon und E-Mail aus einem zentralen Kundenservice heraus geleistet. Die Erweiterung auf eine Onlinecommunity mit einer eigenen Plattform ist denkbar.

Insbesondere während der Aufbauphase der Region sind Ansprechpersonen vor Ort sinnvoll. Nach dem Start der Versorgung der Kunden in der Modellregion erscheint die zeitweise Präsenz von Ansprechpersonen vor Ort ausreichend.

### 5) Einnahmequellen

Die Einnahmen des GM beruhen – wie bei Endkundertarifen üblich – auf dem Arbeitspreis (ct/kWh) und einer fixen monatlichen Grundgebühr.

### 6) Schlüsselressourcen

Mit dem GM der regionalen Direktversorgung ist GPE auf qualifiziertes Personal und auf für den Markt spezifische / spezialisierte Software angewiesen. Innerhalb der Software müssen sehr kurzfristige Prozesse (z.B. Intraday-Handel) abgebildet werden. Des Weiteren muss die Software Erzeugungsprognosen für die WEA verarbeiten. Die Kombination aus Kurzfristhandel und Umgang mit fEE in einem Portfolio verlangt eine weitere Spezialisierung des Personals.

### 7) Schlüsselaktivitäten

Die erste Schlüsselaktivität ist das Herstellen des Zugangs zu preislich attraktiven Windparks. Erst durch den Zugang zu EE ist die Integration der fEE ins Portfolio machbar. Eine weitere Aktivität ist der Handel mit Energie, sodass aus fEE und Zukauf aus weiteren EE eine Versorgung der Kunden entsteht.

Der Kundenservice mit der Betreuung der Kunden ist ebenfalls ein weiteres Kernelement, um das Produkt in der Region zu etablieren.

#### 8) Schlüsselpartner

Schlüsselpartner in diesem Modell sind neben den Lieferanten der Abrechnungsdienstleister sowie der DL zur Erstellung der Erzeugungsprognose. Im weiteren Umfeld ist der Softwareanbieter für die Energieversorgungssoftware auch ein Schlüsselpartner.

Die Lieferanten für die Energie sind z.B. Wasserkrafthändler, Windparkeigentümer und Eigentümer von KWK-Anlagen.

#### 9) Kostenstruktur

Die meisten Kosten entstehen in der eigenen Beschaffung der Energie und im Bezug von AE. Des Weiteren entfallen Kosten auf die DL. Ein weiterer Kostenpunkt ist das Personal für den Bereich der energiewirtschaftlichen Umsetzung. Dazu fallen anteilig Kosten im Bereich des Kundenservices an sowie für die Nutzung von Büroräumen. Darüber hinaus bestehen Kosten für die Softwarelizenz sowie einmalige Beratungskosten bei der Implementierung des GM.

### *5.5.4 Konzeptionelle Voraussetzung*

Für ein tragfähiges GM der Direktvermarktung von regenerativ erzeugter Elektrizität in regionalen Bezügen bedarf es diverser Voraussetzungen in verschiedenen Bereichen.

#### **Voraussetzung Region**

Innerhalb einer Region ist die gesellschaftliche und politische Unterstützung von Vorteil, da dadurch die Implementierung des GM möglich wird. Für den politischen Teil kann dies bedeuten, dass die Politik die regionale Vermarktung unterstützt und diese Idee aktiv kommuniziert. Der gesellschaftliche Teil kann in Form von Unterstützung durch Energieerzeuger erfolgen. Diese müssen gewillt sein, an den Lieferanten die Energie zu verkaufen. Dabei steht der Lieferant in Konkurrenz mit der Festvergütung der Anlagen zu EEG-Konditionen und Energiehändlern, die die Anlagen im Marktprämienmodell direkt vermarkten. Sobald der gesellschaftliche Wille zur Versorgung aus regionaler Erzeugung formuliert ist, wird dieses GM leichter umzusetzen sein.

Des Weiteren bedarf es einer Anzahl von Kunden in der Region, die die erzeugte Energie aufnehmen und zum Lieferanten mit dem entsprechenden Tarif wechseln. Insbesondere für die Befreiung der Energielieferung von der Stromsteuer darf eine gewisse installierte Leistung nicht überschritten werden.

#### **Voraussetzung Preisgefüge**

Ein wesentlicher Einflussfaktor auf den Tarif ist die Höhe der NNE und der KA in der Region. Weiteren Einfluss auf den Tarif übt das Vergütungsniveau der fEE aus, da diese mit einem fixen Preis vergütet sind.

Zusätzlich preisbestimmend ist das Preisniveau an der Energiebörse für den Kurzfristhandel sowie das Preisniveau der AE.

### **Voraussetzung Energiewirtschaft**

Für den Bereich der Energiewirtschaft sind insbesondere die Marktregeln zur Versorgung von Kunden mit Energie zu beachten. Da die Belieferung von Kunden mit Energie in Bilanzkreisen organisiert wird, braucht der Lieferant einen Bilanzkreis. Dieser kann ggf. auch durch einen DL bewirtschaftet werden.

Für die Erstellung einer Absatzprognose benötigt der Lieferant eine Software, die die bilanzierungsrelevanten Daten verarbeitet und an die Marktteilnehmer versendet. Für die Erzeugungsprognose benötigt der Lieferant zudem einen DL, der die Prognosen erstellt. Diese werden ebenfalls in der Software verarbeitet.

Bei der Bewirtschaftung des Portfolios sind auf Seiten des Lieferanten Erfahrungen im Umgang mit fEE und Kurzfristhandel von Vorteil.

#### *5.5.5 Erste Geschäftsmodelle in der Praxis*

Für diese Art von GM gibt es in der Praxis erste Beispiele.

Die in.power GmbH aus Mainz hat die Tochter grün.power GmbH gegründet und versorgt in der Region Mainz Kunden mit WEA-Anlagen aus der Region. Der Strommix besteht aus 15 Prozent Wind und 85 Prozent Wasser. Für diesen Tarif muss ein Kunde in Mainz 27,11 ct/kWh und 9,11 Euro als Monatsgrundgebühr bezahlen. Die grün.power nutzt für dieses GM das Grünstromprivileg. Mit der Streichung des Privilegs durch die neue Bundesregierung bleibt abzuwarten, ob der Lieferant diesen Tarif weiterhin anbieten wird.

Ein weiteres Beispiel ist die Firma juwi AG. Diese Gesellschaft hat als Projektentwickler für EE-Kraftwerke begonnen und bietet derzeit in ausgewählten Regionen einen Bürgerstromtarif an. Der Anteil des fEE ist nicht angegeben. Dieser wird in drei Regionen angeboten:

- Wörrstadt: 24,3 ct/kWh und 9,85 Euro Monatsgrundgebühr
- Rheinböllen: 23,9 ct/kWh und 8,90 Euro Monatsgrundgebühr
- Alzey-Heimersheim: 24,9 ct/kWh und 10,10 Euro Monatsgrundgebühr

Für diese Tarife liegen keine Information über die Nutzung des Grünstromprivilegs vor.

Im Bereich Eigenerzeugung gibt es derzeit ebenfalls Beispiele für die Versorgung aus fEE. Der Automobilhersteller BMW hat auf dem Werksgelände in Leipzig WEA gebaut mit dem Zweck des Eigenverbrauchs. Diese Anlagen sollen 26 GWh Strom im Jahr produzieren. Die Erzeugung wird für die Produktion des Elektroautos i3 genutzt. Im Bereich der Eigenerzeugung (vgl. Kapitel 5.2.1) ist der Strom in den aktuellen Gesetzen befreit von allen Umlagen außer der USt. So muss der Eigentümer und Verbraucher nur die Gestehungskosten bezahlen. Bei Wind sind dies primär die Finanzierungs-, Wartungs-, Versicherungskosten sowie ggf. Pacht für das Gelände der WEA.

## 6 GREENPEACE ENERGY

### 6.1 Historie Greenpeace Energy eG

GPE wurde am 27. Oktober 1999 als Genossenschaft gegründet. Kurz zuvor wurde die Versorgung von Kunden mit Elektrizität liberalisiert. Aus diesem Grund wollte die Umweltschutzorganisation GP einen Stromversorger gründen, der nach eigens aufgestellten Kriterien Kunden mit Ökostrom versorgen sollte. Die Anforderungen für den Stromversorger wurden bundesweit ausgeschrieben („Aktion Stromwechsel“ im Jahr 1998). Es fand sich damals kein Anbieter, der die Anforderungen von GP erfüllen konnte. Aus diesem Grund hat GP die Herausforderung selber angenommen und GPE gegründet. Entsprechend sind GP und GPE personell und organisatorisch eng verzahnt.

GPE ist inzwischen die größte bundesweite, unabhängige Energie-Genossenschaft in Deutschland. Das Unternehmen versorgt derzeit mehr als 110.000 Kunden mit Ökostrom. Gestartet ist GPE im Jahr 2000 mit 187 Kunden. Seit 2011 versorgt GPE seine Kunden ebenfalls mit einem Gasprodukt.

Organisiert ist GPE als Genossenschaft mit ca. 22.000 Mitgliedern. Deren Einlagen sorgen für die Eigenkapitalbasis, die die Unabhängigkeit sichert. Die Genossenschaftsmitglieder sind somit Firmeninhaber und gleichzeitig auch oft Kunden. Die Genossenschaft soll dadurch für gleichgerichtete Interessen sorgen. GPE verfolgt eine ökologisch ausgerichtete Geschäftspolitik, die explizit nicht auf Profitmaximierung setzt.

Zudem baut GPE über die Tochter Planet energy selbst Anlagen. Mehrere Windparks und PV-Anlagen mit zusammen 58 Megawatt Leistung sind derzeit in Betrieb.

### 6.2 Geschäftsmodell

#### 6.2.1 Genossenschaft

GPE ist als Rechtsform eine eingetragene Genossenschaft. Der Zweck der Genossenschaft ist in der Satzung mit Stand vom 25. August 2011 unter Paragraph zwei beschrieben (vgl. Greenpeace Energy eG 2011b):

„(1) Zweck der Genossenschaft ist die Förderung des Erwerbs und der Wirtschaft ihrer Mitglieder.

(2) Gegenstand des Unternehmens ist der gemeinschaftliche Einkauf, die Produktion elektrischen Stroms und alle damit verbundenen Dienstleistungen von Energie, insbesondere die Versorgung von Haushaltungen und Betrieben der Mitglieder durch umweltverträgliche und kostenbewusste Strom- und Gaslieferungen sowie die Beratung der Mitglieder in Energiefragen. Die Genossenschaft kann ihren Geschäftsbetrieb auch auf die Nutzung weiterer umweltverträglicher Energieformen ausdehnen“.

GPE will Gewinne erwirtschaften, um damit Investitionen in die Systemänderung der Energiewirtschaft voranzubringen. GPE existiert nicht, um den größtmöglichen Profit zu erwirtschaften, sondern um den größtmöglichen Vorteil für Mensch und Umwelt bei der notwendigen Energieversorgung herzustellen. GPE versucht seit jeher mit dem GM etwas besser zu machen und steht mit dieser Haltung auch in der wissenschaftlichen Diskussion nicht alleine da (vgl. Handy 2002).

6.2.2 Business Model Canvas Greenpeace Energy eG

Abbildung 24 zeigt das aktuelle GM von GPE in Form einer BMC. Die Vorlage der BMC stammt von Osterwalder & Pigneur (2011) und wurde um eigene Inhalte ergänzt. Die einzelnen Bestandteile sind unten stehend beschrieben.

<p><b>Schlüsselpartner</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lieferanten</li> <li>▪ Wasser</li> <li>▪ Wind (inkl. planet)</li> <li>▪ AbrechnungsDL</li> <li>▪ e.V.</li> </ul>	<p><b>Schlüsselaktivitäten</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einkauf / Beschaffung</li> <li>▪ Zugang zu Erneuerbaren Energien</li> <li>▪ Politische Arbeit</li> <li>▪ Präsenz in Fachwelt</li> <li>▪ Kundenbetreuung</li> </ul>	<p><b>Wertangebote</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>1. Lieferung von Elektrizität:</b> Kunde verbraucht Energie und braucht Bezugsquelle</li> <li><b>2. Nachhaltig erzeugte Energie:</b> Kaum Umweltverschmutzung durch Energieerzeugung</li> <li><b>3. Politische Arbeit:</b> GPE setzt sich für Energie-wende ein</li> <li><b>4. Genossenschaft:</b> Kunde kann Eigentümer von GPE sein</li> <li><b>5. Glaubwürdigkeit</b> Transparentes Arbeiten und Unabhängigkeit</li> </ol>	<p><b>Kundenbeziehungen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Telefon (inbound) / Persönliche Erreichbarkeit</li> <li>▪ Kundenzeitschrift</li> <li>▪ Mail</li> <li>▪ Identifikation über Wert Nachhaltigkeit</li> </ul>	<p><b>Kundensegmente</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ökostromsegment</li> <li>▪ (Nischen)markt</li> <li>▪ Privatkunden</li> <li>▪ Geschäftskunden</li> <li>▪ Weiterverteiler</li> <li>▪ Genossen-schaftsmitglieder</li> </ul>
<p><b>Schlüsselressourcen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Qualifiziertes Personal</li> <li>▪ Energieversorgungs-Software</li> <li>▪ Beteiligungsmöglichkeit</li> <li>▪ Marke</li> </ul>			<p><b>Kanäle</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Website / Telefon</li> <li>▪ Soziale Medien</li> <li>▪ Tarif- / Wechselportale</li> <li>▪ „Aktivisten“ / Mund zu Mund</li> <li>▪ Kunden-Kooperation (z.B. Bio-Hotels )</li> <li>▪ Orte: Demo / Messe / Biosupermarkt</li> </ul>	
<p><b>Kostenstruktur</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wertorientierung</li> <li>▪ Personal</li> <li>▪ Mietkosten / Büroausstattung</li> <li>▪ Softwarelizenzen</li> <li>▪ Dienstleistungsgebühren für Abrechnung / Wechselprozesse</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einkauf Energie / PFM</li> <li>▪ Qualitätskosten Energie</li> <li>▪ Lizenzkosten</li> <li>▪ Indirekt: Tarifnebenkosten</li> </ul>	<p><b>Einnahmequellen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Monatliche Abschläge / Rechnungen</li> <li>▪ Monatliche Grundgebühr</li> <li>▪ Bundesweiter Tarif (Breite Streuung der Kunden)</li> </ul>	

Abbildung 24: Aktuelles GPE GM als BMC (eigene Darstellung nach Osterwalder & Pigneur 2011, 48)

Kapitel 3.2.2 erläutert die Bestandteile allgemein. Im Folgenden werden die neun Bestandteile der BMC bei GPE charakterisiert:

1) Kundensegmente

GPE ist als Energieversorger im Segment der Ökostromanbieter angesiedelt. Zu Beginn der Liberalisierung war dies ein Nischenmarkt. Inzwischen bietet nahezu jeder Versorger einen Ökostromtarif an.

GPE hat seine Kunden in drei Segmente unterteilt:

- Privatkunden: Ca. 100.000 Kunden von 110.000 sind diesem Segment zugeordnet und werden per SLP versorgt.

- Geschäftskunden: Ca. 10.000 Kunden von 110.000 sind diesem Segment zugeordnet und werden überwiegend per SLP versorgt. Ca. 230 Kunden von den 10.000 sind Kunden mit einer Leistungsmessung (rLM).
- Weiterverteiler: GPE versorgt derzeit vier Stadtwerke als Weiterverteiler mittels einer Fahrplanlieferung in den Bilanzkreis der Weiterverteiler-Kunden. Die Endkunden der Weiterverteiler werden durch den Weiterverteiler selbst betreut. Letzterer nutzt die Energielieferung von GPE zur Versorgung seiner Kunden mit Ökostrom.

Des Weiteren ist GPE als Genossenschaft aufgestellt. Aus diesem Grund werden derzeit ca. 22.000 Genossen mit ihren jeweiligen Anteilen in der Genossenschaft verwaltet. Der Mindestanteil an der Genossenschaft beträgt 55 Euro. Ein Mitglied kann bis zu 100 Anteile halten. Jedes Mitglied ist stimmberechtigt, kann die Anzahl der Stimmen durch die Anzahl der Anteile jedoch nicht erhöhen. Die rd. 22.000 Mitglieder haben derzeit ca. 12,5 Mio. Euro eingezahlt. Diese Summe ist das Eigenkapital von GPE.

## 2) Wertangebote

GPE bietet mit seinem Wertangebot verschiedene Lösungen an.

- **Lieferung Elektrizität:**  
In erster Linie benötigen Kunden Elektrizität zur Versorgung ihres Haushalts / Geschäfts. GPE liefert diese Elektrizität bundesweit an die Kunden.
- **Nachhaltige Energie:**  
Des Weiteren stellt GPE sicher, dass diese Elektrizität nachhaltig erzeugt ist. GPE bezieht aktuell Strom aus Wasserkraftanlagen und WEA. Durch direkte Bezugsverträge ist sichergestellt, dass das Geld der Kunden beim Anlagenbetreiber landet. Zum anderen speisen nur diese Kraftwerke in den GPE-Bilanzkreis ein.
- **Politische Arbeit:**  
Ein weiteres Angebot an die Kunden besteht darin, dass GPE sich als politischer Energieanbieter versteht. Indem Kunden bei GPE Strom beziehen, stärken und bündeln sie die Verbrauchermacht an einer Stelle. GPE nutzt dieses Mandat, um die Vorstellungen einer zukünftigen Energieversorgung gegenüber der Politik zu vertreten.
- **Genossenschaft:**  
Mit der Unternehmensform einer Genossenschaft ermöglicht es GPE seinen Kunden, ihren Energieversorger zu besitzen. Dadurch haben Mitglieder die Möglichkeit, direkten Einfluss auf die Organisation auszuüben. Aus dem Kreis der Mitglieder wird z.B. die Vertreterversammlung bestimmt. Diese Versammlung tagt regulär einmal im Jahr und umfasst bis zu 50 Personen. Aus dem Kreis der Vertreter wird der Aufsichtsrat gewählt. Der Aufsichtsrat wiederum bestellt und entlässt den Vorstand von GPE.
- **Glaubwürdigkeit:**  
GPE ist eine Gründung von GP. Durch die Nutzung der Marke Greenpeace und durch die Verpflichtung zu transparentem Handel (z.B. Veröffentlichung aller Lieferkraftwerke) steht GPE für Glaubwürdigkeit. Darüber hinaus ist GPE unabhängig von

Konzernen und geht keine Kooperation mit Konzernen ein, die eine Beteiligung an der Atomindustrie haben. Die Unabhängigkeit wird durch die Organisation als Genossenschaft gestärkt.

### 3) Kanäle

GPE verkauft ein Produkt, welches sich nicht in einem Laden kaufen lässt und welches nicht physisch existiert. Aus diesem Grund vertreibt GPE sein Produkt mit einer eigenen Website und mit einem eigenen Kundenservice. Neben der Website ist GPE in den sozialen Medien aktiv und betreut selber eine Facebookseite sowie einen Twitter-Account. Des Weiteren haben sich im Markt Wechsellportale mit der Möglichkeit von Tarifvergleichen etabliert. Mit diesen Portalen kooperiert GPE. Im Bereich Internet nutzt GPE darüber hinaus z.B. Google AdWords, um in der Google-Suchmaschine Anzeigen zu schalten.

Diverse weitere Kanäle ergänzen das Internet: GPE nutzt in Großstädten freie Mitarbeiter für den Direktvertrieb. Daneben wird das Produkt von der Initiative „Atomausstieg selber machen“ beworben. GPE ist mit Mitarbeitern auf Messen und Demonstrationen präsent, um im direkten Kontakt das Produkt zu verkaufen. Im Segment der Geschäftskunden gibt es darüber hinaus Kooperationen, sodass z.B. in Hotels Material von GPE ausliegt.

### 4) Kundenbeziehungen

Die Pflege der Kundenbeziehung findet zu einem Großteil per Telefon statt. GPE unterhält einen eigenen Kundenservice, der den Kunden für eine Vielzahl von Fragestellungen zur Verfügung steht. Neben den Fragen zur Energieabrechnung sind dies vornehmlich politische Fragen rund um das Thema Energiewende.

Mehrmals im Jahr veröffentlicht GPE eine eigene Kundenzeitschrift („Energy aktuell“), um somit über aktuelle Entwicklungen des Unternehmens und des Marktes zu informieren.

Insgesamt identifizieren sich Kunden mit GPE über das Thema Nachhaltigkeit. Letzteres betrifft neben der Energiebeschaffung insbesondere auch interne Prozesse. Im Bereich Marketing werden z.B. Materialien (Broschüren / Berichte / Werbematerial) nach nachhaltigen Gesichtspunkten ausgewählt und auch nur bei bestimmten Zulieferern bestellt. Ein weiteres Beispiel sind die Produkte, die den Mitarbeitern im Rahmen der Arbeitszeit frei zur Verfügung stehen. Dazu gehören Äpfel aus der Region und fair gehandelter Kaffee bzw. Tee.

### 5) Einnahmequellen

Die Einnahmen sind abhängig von der Anzahl der Kunden und deren Energieverbrauch. So gibt es auf der einen Seite eine monatliche Grundgebühr, die der Kunde an GPE zahlen muss. Auf der anderen Seite gibt es einen Tarif bzw. einen Arbeitspreis, der an die verbrauchte kWh gekoppelt ist. Mittels der Grundgebühr soll die Finanzierung von GPE vom Verbrauch unabhängig sein. Im Tarif sind z.B. lediglich Kosten enthalten, jedoch keine Marge, sodass die Einnahmen aus dem Tarif komplett an die Lieferanten bzw. die Netzbetreiber oder den Staat durchgereicht werden. Zusätzlich hat GPE aufgrund seiner Philosophie ein Interesse an einem geringen Verbrauch seiner Kunden.

## 6) Schlüsselressourcen

Als Energieversorger ist GPE auf qualifiziertes Personal sowie auf für den Markt spezifische / spezialisierte Software angewiesen.

Auf der anderen Seite ist das immaterielle Gut der Marke eine wichtige Schlüsselressource. Die Marke wird um die Möglichkeit der Beteiligung ergänzt und komplettiert so die wichtigsten Ressourcen.

## 7) Schlüsselaktivitäten

Die zentrale Schlüsselaktivität ist die eigene Steuerung des Energieportfolios von GPE. Die Verhandlung der Verträge mit den Lieferanten und die Beschaffung des Portfolios sind die beiden Kernelemente für die Umsetzung einer „sauberen“ Energiebeschaffung. Das Produkt Ökostrom entsteht mit den Lieferanten und mit dem Konzept der Bewirtschaftung des Portfolios. Weitere Details für die Bewirtschaftung sind in den Kriterien beschrieben (vgl. Greenpeace Energy eG 2011a). Durch die Kontakte zu den Lieferanten und die Präsenz im Markt seit ca. 15 Jahren kann GPE den Zugang zu EE für sich und die Kunden ermöglichen. Erst durch den Zugang zu EE ist eine Versorgung aus EE zu organisieren.

Auf der anderen Seite ist der Kundenservice mit seiner Betreuung der Kunden ein weiteres Kernelement, um die Bekanntheit des Produktes zu steigern und um Fragen der Kunden zu beantworten.

Mit der politischen Arbeit versucht GPE seine Vorstellungen einer guten Energieversorgung umzusetzen. Dabei nimmt GPE insbesondere auf Politiker Einfluss, da der Energiemarkt stark durch politische Entscheidungen und Regulierung geprägt wird. Auch die politische Arbeit steigert die Präsenz in der Fachwelt.

## 8) Schlüsselpartner

Schlüsselpartner sind zum einen die Lieferanten der Energie. Diese teilen sich auf in Lieferanten aus Wasserkraft und Windenergie. Des Weiteren zählt zu diesen Partnern die Tochterfirma Planet energy, die GPE ebenfalls WEA zur Verfügung stellt.

Ein weiterer wichtiger Partner sind die Stadtwerke Schwäbisch-Hall. Diese übernehmen die Wechselprozesse, das Bilanzkreismanagement für die Endkundenbelieferung sowie die Abrechnung der Kunden.

Zu den Schlüsselpartnern zählt zudem GP. GP hat GPE gegründet und vergibt die Lizenz für die Namensnutzung an GPE. Beide Organisationen arbeiten an der Umsetzung der Energiewende.

## 9) Kostenstruktur

GPE ist von der Grundausrichtung ein Unternehmen, welches sich an Werten orientiert.

Die meisten Kosten entstehen in der Beschaffung der Energie. Durch das aktuelle Versorgungskonzept zahlt GPE den Lieferanten von Energien Aufschläge für die Bereitstellung von „sauberer“ Energie aus Wasserkraftanlagen und WEA (vgl. Greenpeace Energy eG 2011a).

Neben den Kosten für die Energiebeschaffung entfällt der nächstgrößte Teil an die DL, insbesondere die Stadtwerke Schwäbisch-Hall.

Die übrigen Kosten entfallen auf die Aufbringung der Schlüsselressourcen wie Gehälter des Personals, die Lizenzen für Software sowie für die Lizenzgebühr der Marke Greenpeace.

### **6.3 Zusammenspiel mit Greenpeace e.V.**

Für GP steht das Thema Energiewende im Zentrum der politischen Aktivitäten. Die Umsetzung der Energiewende ist im Energiekonzept „Klimaschutz: Plan B 2050. Energiekonzept für Deutschland“ (vgl. Greenpeace e.V. 2010) beschrieben.

Diese Studie gibt eine politische Vision vor. Wesentliche Eckpunkte der Studie sind:

- Atomausstieg bis 2015
- Braun- / Steinkohleausstieg bis 2040
- Stromversorgung aus EE bis 2050
- Versorgung aus Gas- und KWK-Kraftwerken in Übergangszeit
- Steigerung der Energieeffizienz, insbesondere im Wärmebereich
- Umstellung auf ökologische Landwirtschaft und Viehhaltung bis 2050
- Umstellung der Mobilität auf 1,5-Liter-Autos
- Durch alle Maßnahmen Absenkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bis 2050 um 90 Prozent

Im Bereich der Energieversorgung ist die Umsetzung des „Plan B 2050“ im weitesten Sinne der Fahrplan für GPE. Während GP die politische Vision definiert, setzt GPE diese um und tritt den Praxisbeweis an. Aus diesem Grund gibt es eine enge Abstimmung zwischen GP und GPE.

### **6.4 Bestehende Marktstrategie von Greenpeace Energy**

#### *6.4.1 Mission und Vision*

Die Mission von GPE orientiert sich an dem Konzeptpapier „Plan B 2050“ von GP. Auch aus diesem Grund ist die Mission mit dem Zweck und der Aufgabe von GPE derzeit wie folgt definiert:

*„Unser Ziel ist die Energiewende: Eine Energieversorgung nur aus umweltfreundlichen Quellen, ohne Kohle und Atom. Als Genossenschaft verbinden wir politische Forderungen mit energiewirtschaftlichen Lösungen. Wir bauen saubere Kraftwerke und laden jeden Einzelnen ein, sich je nach Können, Wollen und Vermögen in die Bewegung einzubringen.“*

Die Mission wird um die Vision ergänzt. Sie definiert die Zukunftsvorstellung von GPE:

*„Greenpeace Energy entwickelt sich zum bundesweit führenden Anbieter von ökologisch nachhaltigen und wirtschaftlichen Energieprodukten. Durch attraktive Mitwirkungsmodelle und politische Impulse aktivieren wir breite Schichten der Bevölkerung für eine erfolgreiche Gestaltung der Energiewende“ (vgl. Greenpeace Energy eG 2013).*

#### 6.4.2 Strategie

Parallel zur Erstellung dieser Arbeit findet bei GPE ein Prozess zur Strategieentwicklung statt, der ebenfalls das Thema GM umfasst. Die Strategie soll im zweiten Halbjahr 2014 fertig gestellt sein; sie beinhaltet auch das Thema „regionale Direktvermarktung“.

Derzeit liegt für GPE keine Strategie in Schriftform vor; sie besteht vielmehr implizit. Aktuell nutzt GPE folgende Unterscheidungsmerkmale im Wettbewerb:

- **Marke Greenpeace**  
Verwendung des Namens „Greenpeace“ in der Firmierung. Die Marke Greenpeace ist in Deutschland bekannt und steht für Glaubwürdigkeit (vgl. Greenpeace e.V. 2013).
- **Eingetragene Genossenschaft**  
Durch die Rechtsform der Genossenschaft ist eine Beteiligung der Kunden am Unternehmen möglich.
- **Anlagenbau über Planet energy**  
Über die Tochterfirma werden Projekte im Bereich der EE realisiert. Der Zugriff auf Erzeugung ermöglicht es, mit diesen Anlagen perspektivisch das eigene Kundenportfolio zu versorgen.
- **Transparenz**  
GPE benennt im Internet zu Beginn eines jeden Lieferjahres die Kraftwerke, aus denen Energie bezogen wird. Die Informationen geben Standort und Eigentümer der Kraftwerke wieder. Somit kann jeder Kunde offen einsehen, an wen sein Geld fließt.

Ziel des aktuellen Strategieprozesses ist es, die Aufstellung von GPE nach innen und nach außen zu überprüfen und zu verändern. In der Außenwahrnehmung geht es insbesondere darum, das GM mit seinem Produktangebot zu überdenken.

Die Sicht nach innen beschäftigt sich vornehmlich mit Fragen der Kommunikation und der Beteiligung sowie der Organisationsstruktur.

## **7 HANDLUNGSEMPFEHLUNG FÜR GREENPEACE ENERGY**

### **7.1 Einbettung des Geschäftsmodells „Direktvermarktung“ in die Strategie**

Der Unternehmenszweck von GPE ist es, Kunden eine Versorgung aus EE anzubieten. Die aktuelle Strategie zur Differenzierung gegenüber Wettbewerbern ist in Kapitel 6.4.2 beschrieben.

In diesem Kapitel wird überprüft, ob die aktuelle Strategie mit dem zukünftigen GM vereinbar ist. GPE kann mit einer Strategie den Handlungsrahmen für mehrere GM vorgeben. Das Zusammenspiel von Strategie und GM ist in dem Kapitel 3.2.3 weiter erläutert.

Im Folgenden werden die vier zuvor genannten Eckpfeiler mit dem GM abgeglichen:

#### **Marke Greenpeace**

Die Umsetzung des GM kann GPE als Vorreiterunternehmen profilieren. Bei einer erfolgreichen Umsetzung kann auch GP profitieren, da in einer Modellregion die Energiewende in einem kleinen Maßstab umgesetzt wird.

Des Weiteren ist das Angebot von Lösungen zur Direktvermarktung durch den Anbieter GPE aufgrund des Unternehmensziels glaubwürdig. Aus diesem Grund harmonisieren GM und Marke: Auf der einen Seite ist die Umsetzung von Modellregionen mittels der Marke möglich. Durch die Umsetzung wird die Marke weiter gestärkt, da das GM der Direktvermarktung das Ziel von GPE und GP stützt.

Laut der Fachzeitschrift Energiespektrum (2011) wird die Glaubwürdigkeit des Unternehmens als einer der Haupterfolgskriterien bei der Belieferung von Kunden mit Ökostrom gesehen. Das neue GM unterstützt die Marke und somit auch die Glaubwürdigkeit.

#### **Eingetragene Genossenschaft**

Das neue GM sieht die Gründung einer Gesellschaft vor, deren Rechtsform im GM nicht vorgegeben ist. Aus diesem Grund ist es wahrscheinlich, dass eine neue Gesellschaft ebenfalls eine Genossenschaft ist. Außerdem sind jetzige Bürgerenergiegenossenschaften mögliche Kooperationspartner / Kunden innerhalb des GM. Unabhängig von der Wahl der Rechtsform hilft das GM die Energiewende „von unten“ zu unterstützen, da potenzielle Kunden von Beginn an involviert sind.

#### **Anlagenbau über Planet energy**

Das GM sieht die Einbindung von fEE vor. Es ist ebenfalls möglich, eine Modellregion mit einer Gemeinde zu entwickeln und Anlagen für ein GM zu bauen. Dieser Bau der Anlagen kann im Auftrag einer neuen Genossenschaft erfolgen.

Auch bei der Einbindung bestehender Anlagen in ein GM ist das Wissen von Planet energy über WEA unverzichtbar, da auf der einen Seite die Kompetenz im Anlagenbau Vertrauen bei Verhandlungspartner schafft und andererseits eine Einschätzung über die Qualität der Anlagen bei der Kalkulation eines Tarifes hilfreich ist.

## **Transparenz**

Das künftige GM würde den Aspekt der Transparenz weiter ausbauen, da eine konkrete Zuordnung der Erzeugungsanlagen zu den Kunden in einem eigenen Bilanzkreis stattfindet. In diesem Fall ist der energetische und finanzielle Kreislauf geschlossen. Die Transparenz als Erfolgsfaktor (vgl. Energiespektrum 2011) von Energieversorgungsangeboten wird weiter gestärkt und stützt somit die aktuelle Strategie.

## **Fazit**

Das neue GM der regionalen Direktversorgung ergänzt das aktuelle GM und steht nicht in Konkurrenz dazu. Es steigert die Akzeptanz der Versorgung aus EE insgesamt und stützt dadurch das aktuelle GM sowie die Vision von GPE einer Versorgung aus EE.

Das neue GM ist sehr stark abhängig von den Gegebenheiten am Standort. Aus diesem Grund wird es nicht das aktuelle GM ersetzen können. Das entworfene GM ist als Ergänzung zum aktuellen GM zu bewerten.

Beide GM sind innerhalb der aktuellen Strategie, die den Handlungsrahmen stellt, umsetzbar.

## **7.2 Bewertung des Geschäftsmodells „Direktvermarktung“**

In Abbildung 25 sind die Unterschiede des neuen GM zum aktuellen GM rot markiert. Dabei ist zu erkennen, dass nur wenige Änderungen notwendig sind, was die Umsetzung des neuen GM erleichtert; gleichzeitig unterstreicht dies den ergänzenden Charakter des neuen GM.

Die Veränderungen betreffen die folgenden Bereiche in der BMC:

### **Wertangebot**

Im Rahmen des GM werden Kunden mit vor-Ort-erzeugter Energie versorgt. Dies ist eine wesentliche Änderung zum bestehenden GM und bildet den Hauptvorteil für die Kunden.

Des Weiteren ist es ggf. notwendig, je Region eine eigene Gesellschaft zu gründen. Damit werden Kunden von GPE separiert. Auf der anderen Seite erhöht es die Transparenz, wenn sowohl Kunden als auch Anlagen in einer Gesellschaft gebündelt werden.

### **Kundensegmente**

Das Kundensegment wird um Windparkeigentümer ergänzt, welche Privatpersonen oder Energiegenossenschaften sein können. Diese sollen idealerweise im GM der Direktversorgung auch Stromkunde werden.

### **Schlüsselaktivitäten**

Schon jetzt ist eine Schlüsselaktivität der Zugang zu EE. Dies wird im GM weiter fokussiert, da ein Zugang zu Windparks von entscheidender Bedeutung ist.

### **Schlüsselpartner**

Im Vergleich zum bestehenden GM nehmen die Anteile der Lieferanten aus Wasserkraft tendenziell ab, wohingegen Betreiber von WEA Anteile gewinnen. Des Weiteren können regionale Betreiber von KWK-Anlagen im neuen GM vermehrt eingebunden werden.

## Weitere Unterschiede

Der Tarif wird abhängig von der Region berechnet und ist damit individuell. Einen einheitlichen Tarif wie im bestehenden GM gibt es nicht.

Darüber hinaus nimmt die benötigte Qualifikation der Mitarbeiter für die Umsetzung des GM zu. Dies betrifft insbesondere den Umgang mit fEE, den Kurzfristhandel sowie das Wissen im Bereich Bilanzkreismanagement.

<p><b>Schlüsselpartner</b> </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lieferanten</li> <li>▪ <b>Wasser</b></li> <li>▪ <b>Wind (fEE)</b></li> <li>▪ <b>(KWK)</b></li> <li>▪ AbrechnungsDL</li> <li>▪  stadtwerke</li> <li>▪ <b>Windparkbetreiber (inkl. planet)</b></li> <li>▪  PLANET ENERGY</li> <li>▪ e.V.</li> <li>▪ <b>GREENPEACE</b></li> </ul>	<p><b>Schlüssellaktivitäten</b> </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Zugang Windparks</b></li> <li>▪ Einkauf / Beschaffung</li> <li>▪ Zugang zu Erneuerbaren Energien</li> <li>▪ Politische Arbeit</li> <li>▪ Präsenz in Fachwelt</li> <li>▪ Kundenbetreuung</li> </ul> <p><b>Schlüsselressourcen</b> </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Qualifiziertes Personal</li> <li>▪ Energieversorgungs-Software</li> <li>▪ Beteiligungsmöglichkeit</li> <li>▪ Marke</li> </ul>	<p><b>Wertangebote</b> </p> <ol style="list-style-type: none"> <li><b>1. Lieferung von Elektrizität:</b> Kunde verbraucht Energie und braucht Bezugsquelle</li> <li><b>2. Nachhaltig erzeugte Energie:</b> Kaum Umweltverschmutzung d. Energieerzeugung</li> <li><b>3. Politische Arbeit:</b> GPE setzt sich für Energie-wende ein</li> <li><b>4. Vor-Ort erzeugte Energie:</b> Lieferung aus direktem Umkreis. Ggf. aus beteiligter Anlage</li> <li><b>5. Eigene Gesellschaft:</b> Je Region eine Gesellschaft</li> <li><b>6. Glaubwürdigkeit</b> Transparentes Arbeiten und Unabhängigkeit</li> </ol>	<p><b>Kundenbeziehungen</b> </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Telefon (inbound) / Persönliche Erreichbarkeit</li> <li>▪ Kundenzeitschrift</li> <li>▪ Mail</li> <li>▪ Identifikation über Wert Nachhaltigkeit</li> </ul> <p><b>Kanäle</b> </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Website / Telefon</li> <li>▪ Soziale Medien</li> <li>▪ Tarif- / Wechselportale</li> <li>▪ „Aktivisten“ / Mund zu Mund</li> <li>▪ Kunden-Kooperation (z.B. Bio-Hotels)</li> <li>▪ Orte: Demo / Messe / Biosupermarkt</li> </ul>	<p><b>Kundensegmente</b> </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ökostromsegment</li> <li>▪ (Nischen)markt</li> <li>▪ Privatkunden</li> <li>▪ Geschäftskunden</li> <li>▪ Weiterverteiler</li> <li>▪ Genossen-schaftsmitglieder</li> <li>▪ <b>Windparkeigentümer = Stromkunden</b></li> </ul>
<p><b>Kostenstruktur</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wertorientierung</li> <li>▪ Personal</li> <li>▪ Mietkosten / Büroausstattung</li> <li>▪ Softwarelizenzen</li> <li>▪ Dienstleistungsgebühren für Abrechnung / Wechselprozesse</li> <li>▪ Einkauf Energie / PFM</li> <li>▪ Qualitätskosten Energie</li> <li>▪ Lizenzkosten</li> <li>▪ Indirekt: <b>Geringere</b> Tarifnebenkosten</li> </ul>		<p><b>Einnahmequellen</b> </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Monatliche Abschläge / Rechnungen</li> <li>▪ Monatliche Grundgebühr</li> <li>▪ Bundesweiter Tarif (Breite Streuung der Kunden)</li> <li>▪ <b>Regionaler Tarif (individuell)</b></li> </ul>		

Abbildung 25: BMC Modellregion für GPE (eigene Darstellung nach Osterwalder & Pigneur 2011, 48)

GPE verfügt im aktuellen Strommix bereits über einen Anteil fEE. Mit dem GM besteht die Möglichkeit, die Integration der fEE / EE weiter voranzutreiben sowie die Versorgung aus EE in einzelnen Regionen zu beweisen. Aus diesem Grund konkurriert es nicht mit dem bestehenden GM.

Zusätzlich werden mit der Gründung von einzelnen Gesellschaften Kunden einzelnen Firmen zugeordnet. Das Hauptproblem dabei ist, dass ein Kunde nur am vorgestellten GM partizipieren kann, wenn er in einer entsprechenden Region wohnt. Alle anderen Kunden müssen weiterhin ihre Versorgung über GPE in Anspruch nehmen.

### 7.3 Umsetzungsplanung

Von der Entscheidung zur Umsetzung des GM bis zur tatsächlichen Versorgung der Kunden sind diverse Schritte und Tätigkeiten zu vollziehen. In Abbildung 26 ist ein erster grober Projektplan skizziert. Er startet im dritten Quartal 2014 mit einer Entscheidungsvorlage für den Vorstand und sieht bei einer erfolgreichen Umsetzung des Projektes den Versorgungsstart von Kunden zum 1. Januar 2016 vor.

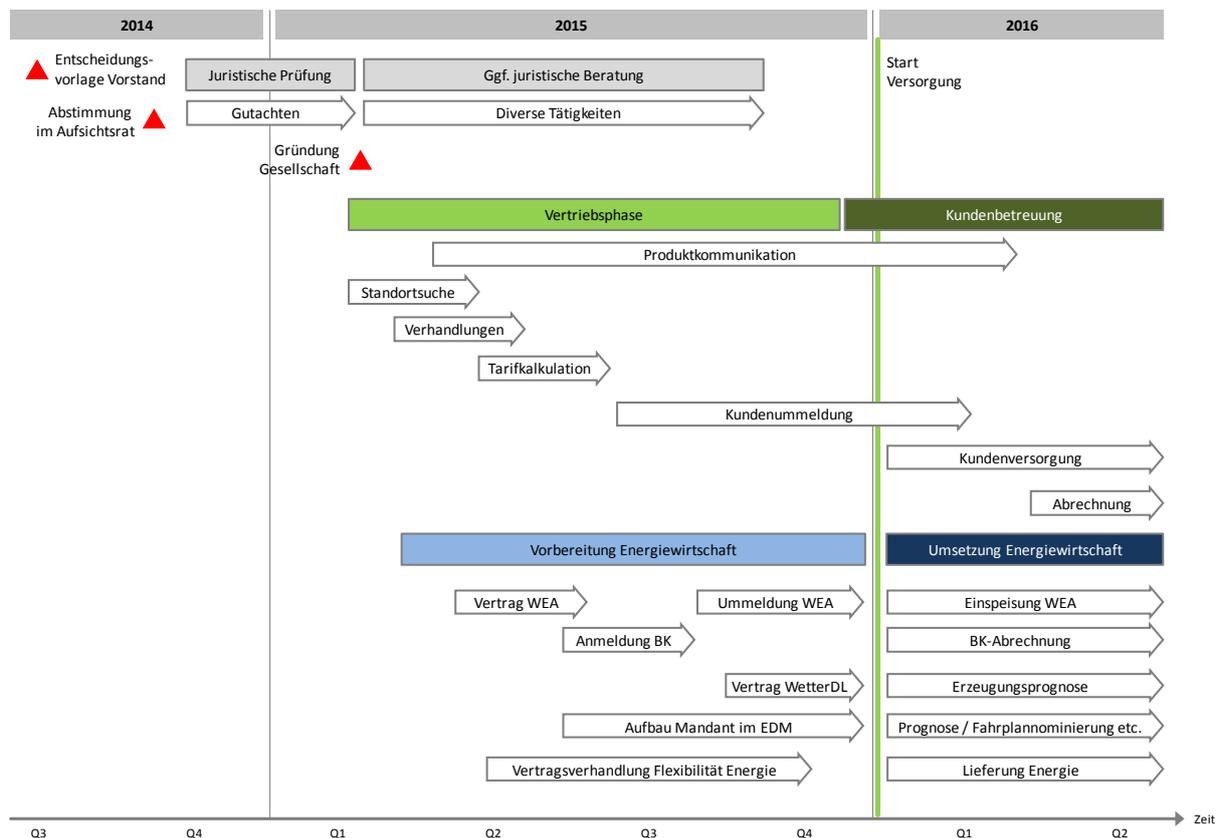


Abbildung 26: Umsetzungsprojektplan (eigene Darstellung)

Die Umsetzung startet mit der Entscheidung von Vorstand sowie Aufsichtsrat und unterteilt sich in der Folge vornehmlich in die drei Phasen von juristischer Prüfung, Vertrieb und Vorbereitung der Energiewirtschaft.

Der erste Meilenstein ist die Erstellung einer Entscheidungsvorlage für den Vorstand im dritten Quartal 2014. In dieser wird das GM mit seinen Chancen und Risiken erläutert und eine Empfehlung zur Umsetzung ausgesprochen.

Mit der Zustimmung des Vorstandes für das GM muss eine weitere Entscheidungsvorlage für den Aufsichtsrat erarbeitet werden. Nach der Abstimmung im Aufsichtsrat muss eine juristische Prüfung anhand der dann gültigen Gesetzestexte erfolgen. Die Dauer der Prüfung ist mit zwei bis drei Monaten veranschlagt.

Erst nach Erstellung des juristischen Gutachtens kann eine Gesellschaft zur regionalen Direktvermarktung gegründet werden. Die Gründung kann in etwa zum Ende des ersten Quartals 2015 erfolgen. Im weiteren Verlauf der Umsetzung wird situativ juristische Beratung abgerufen. Dies kann z.B. bei der Verhandlung von Verträgen erfolgen.

Mit der Gründung der Gesellschaft startet die Vertriebsphase zum zweiten Quartal 2015. Die Vertriebsphase beginnt mit der Identifikation attraktiver Standorte. Diese zeichnen sich durch folgende Kriterien aus:

- Gutes Windaufkommen (Bereich Norddeutschland)
- Geringere Netzentgelte im Bereich Norddeutschland (einzelne Netze in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern, Bundesland Niedersachsen, nördliches Sachsen-Anhalt)
- Gemeinden bis zu 100.000 Einwohnern

Während der Standortsuche können bereits erste Verhandlungen aufgenommen werden. Dies umfasst die Kontaktaufnahme mit Bürgerenergiegenossenschaften, die z.B. bereits Windparks gebaut haben. Im Rahmen des GM können somit die Eigentümer des Windparks aus ihren eigenen Anlagen und ggf. auch aus ihrer eigenen Gesellschaft versorgt werden. Mit dem Abschluss von WEA-Verträgen startet dann die Umsetzung der energiewirtschaftlichen Aspekte.

Soll andererseits ein Windpark erst gebaut werden und gemeinsam mit einer Gemeinde die Gesellschaft zur Versorgung der Bürger gegründet werden, verlängert sich die Projektdauer entsprechend der Genehmigungs- und Bauphase eines Windparks.

Sobald die WEA unter Vertrag sind, ist beim entsprechenden ÜNB der Modellregion ein Bilanzkreis zu eröffnen. Dieser kann als Subbilanzkreis des Lieferanten geführt werden (vgl. Kapitel 4.4). Erst nach Eröffnung des Bilanzkreises können die WEA als Einspeiser zum Stichtag der Belieferung in den Bilanzkreis angemeldet werden.

Parallel zur Bilanzkreisanmeldung wird die Modellregion in einem EDM-System aufgebaut. Hier müssen alle relevanten Stammdaten zur Energieerzeugung sowie von den Kunden hinterlegt werden. Der Nachbau der Modellregion wird in diesem IT-System umgesetzt.

Zum Ausgleich der fluktuierenden Windleistung benötigt der Lieferant Flexibilität. Mit Verhandlung der Flexibilität (z.B. aus Wasserkraft und / oder KWK) ist der Bezug von ausreichend Energie sichergestellt. Parallel benötigt der Lieferant einen DL, der die Leistungsprognose für die WEA bereit stellt.

In der vertrieblichen Phase müssen die Annahmen zu einem Tarif mit Abschluss der Verträge verifiziert werden. Mit der finalen Kalkulation des Tarifs kann das Produkt gezielter beworben werden. Sobald die Kunden Verträge zur Versorgung abschließen, werden die Kunden laufend in den neuen Bilanzkreis zum Stichtag der ersten Versorgung angemeldet. Des Weiteren ist zu entscheiden, ob innerhalb des GM der Verkauf von PV-Modulen an Kunden durch den Lieferanten erfolgen soll. Dadurch kann die Anzahl der Prosumenten in der Region erhöht werden.

Der Versorgungsstart der Kunden löst diverse energiewirtschaftliche Prozesse aus (Auswahl):

- Tägliche Anmeldung der Absatzprognose im Bilanzkreis
- Tägliche Erstellung der Leistungsprognose Wind
- Täglicher Zukauf von Wasser / KWK zur Erfüllung der Absatzprognose
- Monatliche Abrechnung des Bilanzkreises gemäß der Ist-Erzeugung

Des Weiteren werden die Kunden in einem definierten Zyklus abgerechnet und vom Kundenservice betreut.

## 8 ALLGEMEINE HANDLUNGSEMPFEHLUNG

Das beschriebene GM fördert nachhaltiges Wirtschaften, da in regionaler Abhängigkeit Energieerzeugung und Verbrauch aus EE zusammengebracht werden. Nachhaltigkeit ist ein strategisches Thema und daher sowohl für Energieversorger als auch die Politik wichtig (vgl. Müller 2009).

### 8.1 Empfehlung an Energieversorger

Das GM stellt den regionalen Bezug von EE in den Mittelpunkt. Insbesondere die Identifikation einer attraktiven Region ist für das GM von Bedeutung. Aus diesem Grund sind auf der einen Seite Energieversorger geeignet, die bereits ein regionales GM betreiben und vor Ort ein gewisses Vertrauen genießen, wie z.B. Stadtwerke. Stadtwerke genießen bei Kunden einen hohen Grad an Glaubwürdigkeit (vgl. Höfer & Schulze 2013).

Auf der anderen Seite ist das GM für diejenigen Energieversorger attraktiv, die bereits Ökostromtarife anbieten. Bei Ökostromtarifen gelten für Kunden die folgenden Argumente (vgl. Briese 2011):

- Unternehmen muss glaubwürdig sein
- Kunden wechseln aus Überzeugung
- Nicht der Preis, sondern der Inhalt ist entscheidend

Jeder in Frage kommende Energieversorger muss sein aktuelles GM auf Verträglichkeit mit dem GM zur regionalen Direktvermarktung überprüfen. Des Weiteren sollte ein Energieversorger seine Stärken und Schwächen analysieren und das Ergebnis mit den Anforderungen des neuen GM abgleichen. Die Hauptanforderungen an das GM sind:

- Zugang zu fEE
- Zugang / Kompetenz Kurzfristhandel
- Kompetenz Portfoliomanagement
- Kompetenz Bilanzkreismanagement
- Erfahrung Integration fEE in ein Portfolio mit Erzeugungsprognosen
- Idealerweise Zugang zu steuerbarer Leistung zum Ausgleich der fEE (z.B. mit KWK)

Während großen Versorgern mitunter die Glaubwürdigkeit fehlt, können kleinere Versorger meistens die für das GM benötigten Kompetenzen nicht aufbringen. Die Umsetzung des GM ist im Vergleich zu bundesweiten Versorgungslösungen sehr aufwändig. Aus diesem Grund entstehen aus der Umsetzung eines solchen GM Chancen und Risiken.

### *8.1.1 Chancen des Versorgungsmodells*

Für regionale Versorger und Anbieter von Ökostrom bietet das GM die Chance, die Akzeptanz von EE zu stärken sowie die Versorgung aus EE zu etablieren. Mit einer Direktversorgung der Kunden aus sichtbaren Anlagen wird die Kundenbindung gestärkt. Des Weiteren kann ein Kreislauf zwischen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern hergestellt werden. Die Anlagen liefern Energie für die Verbraucher, während die Verbraucher Geld an die Anlageneigentümer zahlen. Anlageneigentümer sind ggf. selbst Verbraucher im GM.

Wie in der Arbeit beschrieben, will die Politik eine Versorgung aus EE vorantreiben. Energieversorger als regionale Infrastrukturanbieter müssen den Auftrag der Politik mittragen und versuchen mit umzusetzen (vgl. Gebhardt & Weiss 2013). Die Chance besteht darin, dass vornehmlich kleinere Stadtwerke die Stärkung der regionalen Wertschöpfung als Leitstrategie entwickeln (Wolf & Grimm-Rohn 2012, 30) und mit dem GM stützen können. Das Besetzen des Themas „Regionalität“ ist sehr wichtig für die zukünftige Energieversorgung (UBA 2014, 76), da die Erzeugung von Energie ebenfalls zunehmend regional erfolgen wird.

Im Jahr 2010 waren nur 8 Prozent der installierten Windleistung im Besitz von EVU (vgl. Eichborn et al. 2013). Mit dem GM sind ein Ausbau und die gleichzeitige Integration der WEA möglich. Versorger haben die Chance, den Anteil der EE in ihrem Portfolio an den Mix in Deutschland anzugleichen und gleichzeitig eine Integrationsrolle zu übernehmen.

Zur Begrenzung des Risikos von AE-Bezug kann der Lieferant in der Region z.B. eigene KWK-Anlagen installieren und mit einer Livemessung der Winderzeugung Prognosefehler zwischen der Anmeldung der Leistung im Bilanzkreis und tatsächlicher Ist-Erzeugung ausgleichen. Das Zusammenschalten von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern ist die Zukunftsaufgabe der Energiewirtschaft (vgl. Kramer 2013). In einem nächsten Schritt kann das EVU das Thema „Verbrauchssteuerung“ angehen. Hierbei findet eine weitere Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch statt.

### *8.1.2 Risiken des Versorgungsmodells*

Die erste Hürde liegt in der Identifikation einer geeigneten Region für das GM. Das EVU muss einen relativ hohen Aufwand erbringen, um die Versorgung in den energiewirtschaftlichen Prozessen abbilden zu können. Es besteht das Risiko, dass Aufwand und Erträge aus einem einzelnen GM in einer Region nicht tragfähig sind.

Insbesondere für kleinere Versorger kann ggf. eine Überforderung aufgrund der anspruchsvollen Portfoliobewirtschaftung eintreten, da eine Komplexitätsfalle (vgl. Gebhardt & Weiss 2013) durch die Vielzahl der Prozesse entsteht.

Ein weiteres Risiko sind die Abhängigkeiten des GM von den externen Preisentwicklungen auf den Kurzfristmärkten und dem Markt für AE. Das GM sieht eine risikoaffine Versorgung vor, sodass eine Abhängigkeit des Tarifes von den Spot- und AE-Preisen besteht.

## **8.2 Empfehlung an die Politik**

### *8.2.1 Veränderung der Bilanzierungsregeln*

Lieferanten sind derzeit verpflichtet bei Haushaltskunden die SLP der VNB anzuwenden. Diese SLP geben die Abnahmestruktur der Endkunden vor. Die Struktur der SLP wird bei Einspeisung von Prosumenten derzeit nicht geändert. Dadurch ist für den Lieferanten in der Beschaffung kein wesentlicher Vorteil zu realisieren, da sich die Erzeugung der PV-Anlagen zu den teuren Mittagsstunden nicht im SLP niederschlägt.

Der Lieferant ist ferner gezwungen, die JEP des jeweiligen Kunden zu erfüllen. Eine Berücksichtigung der Eigenerzeugung findet kurzfristig nicht statt.

Es fehlt somit an einer massengeschäftstauglichen Bilanzierungsvariante in Ergänzung zu den SLP (vgl. BNetzA 2010). Die Bilanzierung kann analog zu rLM erfolgen oder anhand einer täglichen Neubestimmung der SLP-Struktur erfolgen. Es ist ebenfalls denkbar, dass der Lieferant das Profil bestimmt (vgl. Fest & Ploch 2013) und im Gegenzug auch an den Risiken bei Abweichungen beteiligt wird.

### *8.2.2 Veränderung der Netzentgeltvergütung*

Derzeit sind die Entgelte für die Netznutzung an die verbrauchte kWh gebunden. Es ist denkbar, eine variablen Kostenstruktur nach Tageszeit (vgl. Ecofys et al. 2009) einzuführen. Dies kann den Ausbau von Speichern in Haushalten ebenfalls anreizen, um den Bezug aus dem Netz in gewissen Stunden zu verringern.

Des Weiteren könnte eine Umstellung der Finanzierung bei den NNE nach Leistung (kW) anstelle von Arbeit (kWh) erfolgen. Dann würden Endverbraucher ggf. versuchen, die benötigte Leistung aus dem Netz zu reduzieren. Dem steht die Einführung einer Netzfltrate entgegen. Diese wird immer bezahlt, egal welche Arbeit verbraucht wird (vgl. Bauchmüller 2013).

Bei Eigenverbrauch und Nahversorgung ist zu überlegen, die Netzentgelte zu reduzieren (vgl. Bauchmüller 2013), da das Zusammenbringen von Erzeugung und Verbrauch entlastend wirkt und regionale Lösungen für die Versorgung aus EE fördert.

Die stark schwankenden Änderungen der Höhe der NNE bedeutet für den Lieferanten ebenfalls ein Risiko, da Vorhersagen für die Entwicklung der Preise kaum möglich sind. Eine bessere Planbarkeit von NNE durch entsprechende Regulierung ist anzuraten.

### *8.2.3 Veränderung der Stromsteuer*

Derzeit gibt es im Rahmen der Entlastung der Stromsteuer noch keine Rechtssicherheit. Insbesondere die Grenze der Nahversorgung ist nicht eindeutig definiert. Die Hauptzollämter urteilen nicht immer konform zur 4,5-Kilometer-Grenze für Nahversorgung (vgl. Krägenow 2013).

Des Weiteren ist die Leistungsgrenze bei Anlagen von 2 MW nicht nachvollziehbar, wenn der Gesetzgeber gleichzeitig die Versorgung aus EE in regionalen Bezügen stärken möchte. Heutige WEA werden mit größeren Leistungen gebaut und fallen demnach nicht unter eine mögliche Befreiung.

#### *8.2.4 Veränderung des Marktdesigns*

Die jetzige Preisfindung über die Merit-Order führt zum beschriebenen Preisverfall an den Marktplätzen (vgl. Kapitel 3.4). Solange die Grenzkosten den Preis bestimmen, wird durch den Zubau von EE der Preisverfall stetig weiter voranschreiten. Dies führt insbesondere zu dem Effekt, dass in flexible Gaskraftwerke nicht mehr investiert wird, diese aber für die Integration der fEE aufgrund der sehr schnellen Steuerbarkeit benötigt werden.

Aus diesem Grund sollte der Preis an den Börsen für Elektrizität ggf. über einen anderen Mechanismus gefunden werden. Ein Ansatz wäre die bessere Einpreisung von externen Kosten über die Neugestaltung eines CO<sub>2</sub>-Emissionsmarktes. Weiterhin wäre die Preisbestimmung für die Bereitstellung von regelbarer Leistung möglich.

In Österreich werden die geförderten EE den Lieferanten jeden Tag anteilig an ihrem Absatz physisch zwangszugewiesen (OeMAG 2013, 6 ff.). Mit dem Entzug der EE-Erzeugung aus dem Spot-Markt würde das Marktniveau aufgrund der Merit-Order entsprechend steigen. Lieferanten hätten dann alle denselben Anteil an EE und würden sich über die Bewirtschaftung des Restportfolios unterscheiden.

## 9 ZUSAMMENFASSUNG

Viele Unternehmen aus der Energiewirtschaft denken derzeit über die Zukunft der Energieversorgung nach und sind auf der Suche nach neuen GM. Dies geschieht zu einem Zeitpunkt, zu dem das EEG reformiert wird und der Ausbau der EE mit seinen Auswirkungen auf das Marktniveau tradierte GM nicht weiter existieren lässt.

Im Rahmen der Arbeit wird ein GM entwickelt, welches EE in eine Kundenversorgung einbindet; welches den Trend des Prosumenten bereits in das Konzept integriert und die Umsetzung des GM auf einer regionalen Ebene unter Einbindung der Kunden vor Ort aufzeichnet. Das beschriebene GM der regionalen Direktvermarktung bietet einem Lieferanten folgende Vorteile:

- Integration von EE und fEE in ein Kundenportfolio ist möglich
- Direkte Beteiligung der Kunden/Verbraucher an der Umsetzung der Energiewende in der Region der Kunden durch die Wahl des Tarifes
- Akzeptanz zum Bau von EE steigt durch die mögliche Identifikation der Kunden mit „ihrer Versorgungsregion“
- Vertrauen in eine Versorgung aus EE steigt durch die Einbindung von regionaler EE-Erzeugung
- Vor-Ort-Erzeugung wird in einen direkten Zusammenhang mit Vor-Ort-Verbrauch gebracht
- Das GM berücksichtigt die zukünftige Entwicklung hin zum Prosumenten
- Das GM gibt eine weitere Antwort darauf, wie eine Versorgung aus EE sichergestellt werden kann

Die Kernfrage der Arbeit lautet: Welches Geschäftsmodell ermöglicht einem nachhaltigkeitsorientierten Energieversorger eine ökonomisch tragfähige Direktvermarktung regenerativ erzeugter Elektrizität in regionalen Bezügen? Die Herausforderungen bei der Umsetzung des beschriebenen GM lässt sich zusammenfassend mit Abbildung 27 beantworten.

Dieses Dreieck bildet die drei Hauptherausforderungen für das GM ab:

### 1) Hoher Anteil regionaler fEE

Beim derzeitigen Vergütungsniveau von WEA ist ein hoher Anteil fEE gleichbedeutend mit einem hochpreisigen Tarif. Es besteht daher ein Zielkonflikt zwischen dem Punkt „hoher Anteil fEE“ und dem Punkt „günstiger Tarif“.

Da WEA innerhalb des EEG für rund 20 Jahre gefördert werden und diese Förderung seit dem Jahr 2000 besteht werden in den nächsten Jahren vermehrt WEA zu Marktpreisen angeboten werden. Ab diesem Moment ist die wirtschaftliche Umsetzung des GM einfacher zu handhaben als derzeit.

Zudem werden in Zukunft die fixen Vergütungen für Anlagen beim Wegfall der EEG-Vergütung ebenfalls kaum zu halten sein. Neben der Vergütung zu einem Marktniveau wird die Vergütung voraussichtlich auch variabel erfolgen.

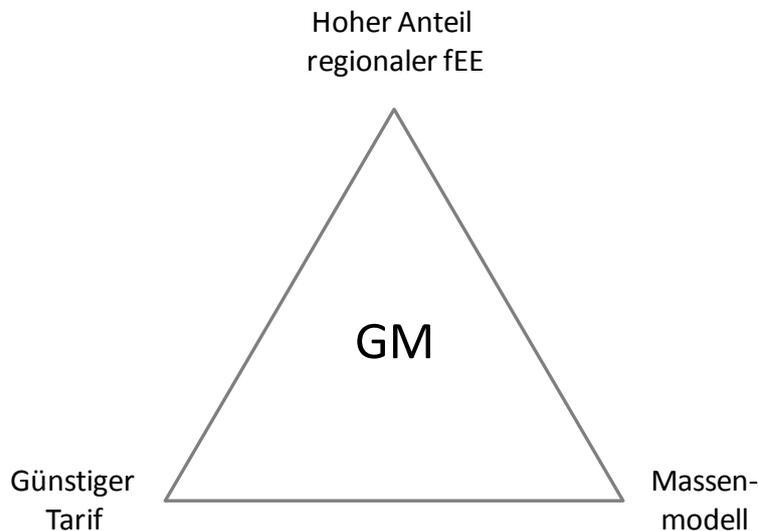


Abbildung 27: Zieldreieck des entwickelten GM (eigene Darstellung)

## 2) Massenmodell

Die Umsetzung des GM ist ein aufwendiger Prozess, da ein EVU innerhalb des beschriebenen Modells diverse komplexe Prozesse übernehmen muss. Dazu gehört bspw. die tägliche Berechnung einer Absatzprognose der Kunden unter Berücksichtigung von Prosumenten in einem EDM-Tool; die Erstellung einer Erzeugungsprognose für die WEA (mehrmals am Tag); die Bewirtschaftung eines Bilanzkreises; der Handel von Energie an Kurzfristmärkten (day-ahead- und Intraday-Markt). Für diese Prozesse benötigt das EVU qualifiziertes Personal.

Das beschriebene GM soll in einer (begrenzten) Region umgesetzt werden, sodass ein EVU eine vorteilhafte Region für dieses Modell identifizieren muss. Diese Region zeichnet sich idealerweise durch WEA mit einer günstigen Vergütung aus, durch gutes Windaufkommen und vorteilhafte NNE. In einem ersten Schritt ist davon auszugehen, dass dieses GM daher kurzfristig nur in einzelnen Regionen Anwendung finden kann.

## 3) Günstiger Tarif

Der Tarif des GM ist abhängig von dem Niveau der Spotpreise und der Preise für AE. Der Anteil der Spotpreise beträgt in den simulierten Tarifen mindestens 60 Prozent. Steigt das Niveau des Spotmarktes an, hat dies einen wesentlichen Einfluss auf den Tarif in dem GM.

Des Weiteren ist der Einfluss der Stromsteuerersparnis zu sehen, auch wenn auf einem niedrigen Niveau. Den größten Einfluss auf den Tarif haben die NNE, das Marktniveau der Kurzfristmärkte und das Vergütungsniveau der WEA.

Unter den gegebenen Marktniveau ergibt die Simulation bei 36 näher untersuchten Varianten einen „realistischen“ Tarif um die 27 ct/kWh. Dies beinhaltet NNE auf einem mittleren Niveau (6,7 ct/kWh) und eine Vergütung von 75 €/MWh für Windenergie. Dieser Tarif kann somit bereits heute durch ein EVU angeboten werden.

Trotz der bestehenden Zielkonflikte innerhalb des Zieldreiecks, ist das beschriebene GM bereits heute ökonomisch tragfähig. Im Folgenden wird der Einfluss der Politik dargestellt und ein Ausblick für das GM gegeben.

### **Politik**

Deutschland wird als Vorreiter für den Rest der Welt bei der Umsetzung der Energiewende gesehen (vgl. Dausend et al. 2011). Dabei scheint die Politik einem Dilemma ausgesetzt zu sein: Auf der einen Seite ist der Umbau der Energieversorgung gewollt. Auf der anderen Seite zeigt die Politik keine eindeutige Linie bei der Umsetzung der Energiewende (vgl. Lenz & Kaltschmitt 2012). Dadurch sind Entscheidungen nicht kalkulierbar und bilden ein hohes Änderungsrisiko für das mögliche GM. Dies betrifft die Abhängigkeit des GM von energiewirtschaftlichen Gesetzesänderungen. Eine Gesetzesänderung (insbesondere im EEG) kann eine Umsetzung gefährden; derzeit scheint dies aber nicht realistisch.

Für dieses GM sind die Unsicherheiten bei der Stromsteuerbefreiung zu klären. In einem Dialog mit dem Hauptzollamt muss vor Umsetzung des GM geklärt sein, wie das Hauptzollamt eine regionale Nahversorgung definiert und ob in Zukunft die Leistungsgrenze von 2 MW erweitert wird. Eine juristische Prüfung des GM ist ohnehin unumgänglich.

### **Konkurrenz zu diesem GM**

In einer konventionellen Versorgung wird der Kundenabsatz über Börsengeschäfte geschlossen. Der Kunde kennt „seine“ Kraftwerke i.d.R. nicht. Da gleichzeitig nahezu alle EE am Spot-Markt des Großhandels vermarktet werden, findet indirekt eine Versorgung dieser Kunden mit EE statt. Dadurch bleiben eine Zuordnung von Kunden und Erzeugern aus und somit auch die Steuerung der Geldflüsse. Diese Vermarktung vernachlässigt in erster Instanz das Zusammenbringen von Erzeugungs- und Verbrauchslastgängen.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die Kunden und Anlagen aus mehreren Regionen in ein Portfolio aufzunehmen und eine Zuordnung der Kosten über individuelle Tarife zu gestalten. In diesem Modell findet demnach keine Trennung auf Bilanzkreisebene statt. Damit ist eine Reduktion der Stromsteuer nicht möglich. Andererseits ist diese Umsetzung mit geringerem administrativem Aufwand verbunden.

### **Ausblick**

Die Arbeit gibt einen Ausblick – aber keine allumfängliche Lösung – für die Versorgung von Kunden aus EE. Dieses vorgestellte GM ist für Lieferanten eine Möglichkeit, ihr bestehendes GM zu ergänzen. Für GPE trifft dies zu.

Derzeit werden 7,4 Prozent der Elektrizitätsabgabe in einem Ökostromtarif vermarktet (vgl. UBA 2014), während der Anteil von EE an der Stromerzeugung in 2013 über 25 Prozent liegen wird. Das GM trägt dazu bei, dass zwischen diesen beiden Zahlen eine Angleichung stattfinden kann. Dabei gilt auch für dieses GM, dass der Lieferant Geduld mit Wachstum aber keine Geduld mit Gewinnen/Erlösen aus dem GM haben sollte (vgl. Johnson et al. 2008).

Folgende ausblickende Fragen begleiten das GM in der Zukunft:

- Welche Form der Vermarktung von EE (Marktprämienmodell oder dieses / ähnliche GM) ist volkswirtschaftlich am geeignetsten?  
Dies meint die Vermarktung am Großhandel oder Vermarktung in einzelnen Endkundenportfolien von diversen Lieferanten.
- Welches System gleicht den Unterschied zwischen fluktuierender Erzeugung und dem Absatz aus?  
Dies meint den Ausgleich der fEE durch das zentrale System Regelenergie der ÜNB oder den Ausgleich durch z.B. dezentrale KWK-Anlagen im Portfolio des Lieferanten.

Der Ausbau der EE findet in Regionen unter Beteiligung der Bevölkerung statt. Zahlreiche Energieerzeugungsgenossenschaften haben WEA und PV-Anlagen gebaut. In einem nächsten Schritt müssen diese Anlagen mit den Energieverbrauchern vor Ort zusammengebracht werden.

Die Energiewende in Deutschland gelingt, wenn in zahlreichen Regionen auf einer kleinen Ebene die Energiewende gelingt. In Summe führt dies zur nationalen Energiewende. Dieses GM bietet die Möglichkeit diese Entwicklung umzusetzen und eine Kreislaufwirtschaft zu installieren: Bürger investieren in Anlagen; diese Anlagen versorgen die Bürger; die Bürger vergüten über ihren Tarif Erlöse zurück an die Anlagen; die Anlageneigentümer werden gleichzeitig Energiekunden und etablieren so den Kreislauf von Energie- und Geldflüssen. Indem ein EVU diesen Prozess organisiert, sichert sich ein EVU die Aufgabe für die Energieversorgung der Zukunft.

**LITERATURVERZEICHNIS**

- abLaV – Verordnung zu abschaltbaren Lasten (2012): Verordnung über Vereinbarungen von abschaltbaren Lasten, Bundesgesetzblatt 2012, Teil I, Nr. 63, 2998-3002.
- AGEB – AG Energiebilanzen (2012): Energie in Zahlen. Arbeit und Leistungen der AG Energiebilanzen,  
[http://www.ag-energiebilanzen.de/#ageb\\_broschuere\\_2012\\_web](http://www.ag-energiebilanzen.de/#ageb_broschuere_2012_web)  
(Zugriff: 21.03.2014).
- Agentur für Erneuerbare Energien (2012): Einstellung zur Erhöhung der EEG-Umlage,  
[http://www.unendlich-viel-energie.de/media/image/3838.aee\\_akzeptanzumfrage-2013\\_eeg\\_umlage\\_72dpi.jpg](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/image/3838.aee_akzeptanzumfrage-2013_eeg_umlage_72dpi.jpg) (Zugriff: 20.07.2013).
- Aichele, C. (2012): Smart Energy. Von der reaktiven Kundenverwaltung zum proaktiven Kundenmanagement. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Balser, M. (2013): „Unter Spannung. Die neue Bundesregierung hat mit der Energiewende eine Mammutaufgabe vor sich: Konzernchefs warnen angesichts steigender Energiekosten vor Deutschlands Deindustrialisierung. Doch Forscher und Politiker sind sicher: Nur die Wende bringt Fortschritt“, Süddeutsche Zeitung, 11. Oktober 2013, Nr. 235, 18.
- Balser, M. & Bauchmüller, M. (2013): Kassensturz beim Ökostrom. Experten fordern einen Fonds für milliardenschwere Altlasten. Kunden würden entlastet, Süddeutsche Zeitung, 18. Oktober 2013, Nr. 241, 18.
- Bauchmüller, M. (2013): Kraftwerk. Immer mehr Unternehmen und Haushalte erzeugen ihren Strom selbst – ganz zum Leidwesen der übrigen Kunden. Denn die bleiben auf hohen Kostensitzen. Eine Geschichte über die Trittbrettfahrer der Energiewende, Süddeutsche Zeitung, 27. September 2013, Nr. 224, 17.
- Baulig, C. & Hecking, C. (2009): Grüne Revolutionäre, Financial Times Deutschland, 30. November 2009, 23.
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2012): Wettbewerb 2012. Wo steht der deutsche Energiemarkt?  
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8CF41C4A9D744B5DC1257AAD005326D9/\\$file/121023-BDEW-Wettbewerb-Dt-Energiemarkt-longVersion-WEB.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/8CF41C4A9D744B5DC1257AAD005326D9/$file/121023-BDEW-Wettbewerb-Dt-Energiemarkt-longVersion-WEB.pdf)  
(Zugriff: 15.09.2013).
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2013): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken. Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme,  
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Energieinfo\\_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf) (Zugriff 10.08.2013).

- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2014a): Entwicklungen in der deutschen Strom und Gaswirtschaft 2013,  
[https://bdew.de/internet.nsf/id/20140114-pi-mueller-grundlegende-reform-des-eeg-ist-eine-kernaufgabe-der-neuen-bundesregierung-2014/\\$file/Entwicklungen%20in%-20der%20deutschen%20Strom-%20und%20Gaswirtschaft%202013.pdf](https://bdew.de/internet.nsf/id/20140114-pi-mueller-grundlegende-reform-des-eeg-ist-eine-kernaufgabe-der-neuen-bundesregierung-2014/$file/Entwicklungen%20in%-20der%20deutschen%20Strom-%20und%20Gaswirtschaft%202013.pdf)  
(Zugriff: 08.03.2014).
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2014b): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken. Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme,  
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/\\$file/Energie-Info\\_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20\(2014\)\\_-24.02.2014\\_final\\_Journalisten.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20(2014)_-24.02.2014_final_Journalisten.pdf) (Zugriff 24.03.2014).
- Bieger, T. et al. (Hrsg.) (2011): Innovative Geschäftsmodelle. Konzeptionelle Grundlagen, Gestaltungsfelder und unternehmerische Praxis. Heidelberg: Springer Verlag.
- Blättel-Mink, B. & Hellmann, K.-U. (Hrsg.) (2010): Prosumer revisited. Zur Aktualität einer Debatte. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften.
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2014): Gesetzesentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts,  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-eines-gesetzes-zur-grundlegenden-reform-des-erneuerbare-energien-gesetzes-und-zur-aenderung-weiterer-bestimmungen-des-energiewirtschaftsrechts,property=pdf,bereich=bmwi-2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (Zugriff: 14.04.2014).
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2010): Bericht. Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen,  
[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/-Bericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/-Bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1) (Zugriff: 09.01.2014).
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2013): Monitoringbericht 2013,  
[http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217\\_Monitoringbericht2013.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=9](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=9) (Zugriff: 20.12.2013).
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2014): Über die Bundesnetzagentur,  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/UeberdieAgentur/Aufgaben/aufgaben-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/UeberdieAgentur/Aufgaben/aufgaben-node.html) (Zugriff: 03.01.2014).
- Bornemann, M. (2010): Die Erfolgswirkung der Geschäftsmodellgestaltung. Eine kontextabhängige Betrachtung. Wiesbaden: Gabler Verlag.

- Briese, D. (2011): Ökotarife sind nicht mehr wegzudenken, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61. Jahrgang, Heft 5, 59-60.
- Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, [http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5) (Zugriff: 27.07.2013).
- Bundesregierung (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode, [http://www.bundesregierung.de/Content/DE/\\_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=543272A1FF476B9A633EE7C1EAA47D11.s4t2?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=543272A1FF476B9A633EE7C1EAA47D11.s4t2?__blob=publicationFile&v=2) (Zugriff: 09.02.2014).
- Casadesus-Masanell, R. & Ricart, J. (2011): How to design a winning business model, *Harvard Business Review*, Januar / Februar 2011, 100-107.
- Dausend, P. et al. (2011): Vorsicht, Baustelle. Die Energiewende naht. Es ist der größte Umbau der Industrie seit Jahrzehnten – und das größtmögliche Risiko für die Kanzlerin, *Die Zeit*, No. 22, 25-26.
- Dohmen, F. et al. (2013): Das Strom-Phantom, *Der Spiegel*, Nr. 36, 02.09.2013, 18-26.
- Dow Jones Energy Daily (2013a): Energiekonzerne wollen fast 30 Kraftwerke abschalten, *Dow Jones News GmbH*, Nr. 196, 11. Oktober 2013.
- Dow Jones Energy Daily (2013b): EU auf der Zielgeraden – Unterschiede in Mitgliedsstaaten, *Dow Jones News GmbH*, Nr. 196, 11. Oktober 2013.
- Dow Jones Energy Weekly (2013): Energieversorger wandeln sich weltweit zu Dienstleistern, *Dow Jones News GmbH*, Nr. 41, 11. Oktober 2013.
- Dow Jones Tradenews Energy (2013): Versorgungssicherheit in Europa akut gefährdet, *Dow Jones News GmbH*, Nr. 196, 11. Oktober 2013.
- Ecofys et al. (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, im Auftrag der Bundesnetzagentur, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/-EcofysLastvariableZeitvariableTarife.pdf;jsessionid=8C62F9B961E32C267CA1EF3017DB2317?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/MessUndZaehlwesen/-EcofysLastvariableZeitvariableTarife.pdf;jsessionid=8C62F9B961E32C267CA1EF3017DB2317?__blob=publicationFile&v=1) (Zugriff: 13.10.2013).
- EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien sowie der Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes. *Bundesgesetzblatt 2000, Teil I, Nr. 13, 305-309.*
- EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz (2004): Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich. *Bundesgesetzblatt 2004, Teil I, Nr. 40, 1918-1930.*

- EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz (2008): Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften. Bundesgesetzblatt 2008, Teil I, Nr. 49, 2074-2100.
- EEG – Erneuerbare-Energien-Gesetz (2011): Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Bundesgesetzblatt 2011, Teil I, Nr. 42, 1634-1678.
- EEX – European Energy Exchange (2012): EEX Produktbroschüre Strom, [http://cdn.eex.com/document/113163/Konzept%20Strom%20Release%2003A\\_deutsch.pdf](http://cdn.eex.com/document/113163/Konzept%20Strom%20Release%2003A_deutsch.pdf) (Zugriff: 29.10.2013).
- EEX – European Energy Exchange (2013): Im Zentrum des europäischen Energiehandels, [http://cdn.eex.com/document/144177/EEX\\_Produktbroschuere\\_DE.pdf](http://cdn.eex.com/document/144177/EEX_Produktbroschuere_DE.pdf) (Zugriff: 09.01.2014).
- Eichborn, A. et. al. (2013): Implikationen der Energiewende für Geschäftsmodelle und die Finanzierung von Energieversorgern, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63. Jahrgang, Heft 8, 62-65.
- Eiselt, J. (2012): *Dezentrale Energiewende. Chancen und Herausforderungen*. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Energie-Control Austria (2013): Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien – Ermittlung des Wertes von Nachweisen im österreichischen Strommarkt, [http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at\\_pages/events/iewt/iewt2013/uploads/fullpaper/P\\_160\\_Reinert\\_Mathias\\_19-Feb-2013\\_8:43.pdf](http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2013/uploads/fullpaper/P_160_Reinert_Mathias_19-Feb-2013_8:43.pdf) (Zugriff: 14.04.2014).
- Energiespektrum (2011): „Herausfordernder Ausblick im Grünstrom-Segment“, Gilching: Henrich Publikationen GmbH, Ausgabe 10 2011.
- EnWG – Energiewirtschaftsgesetz (1998): Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, Bundesgesetzblatt 1998, Teil I, Nr. 23, 730-736.
- EnWG – Energiewirtschaftsgesetz (2005): Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, Bundesgesetzblatt 2005, Teil I, Nr. 42, 1970-2018.
- Europäische Kommission (2014): Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2014:0015:FIN:DE:PDF> (Zugriff: 21.03.2014).
- Fest, C. & Ploch, D. (2013): Auf der Suche nach massenmarktfähigen Belieferungskonzepten für die Energiewende, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63. Jahrgang, Heft 1/2, 14-19.
- Funke, P. & Tüllmann, P. (2011): Grün, nah, smart – Überlebensstrategien für Stadtwerke, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61. Jahrgang, Heft 1/2, 58-61.
- Gebhardt, A. & Weiss, C. (2013): Zukunftsfähige Geschäftsmodelle für Stadtwerke, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63. Jahrgang, Heft 4, 74-77.

- Giesen, C. (2012): Rechtsstreit um Teldafax Insolvenz,  
<http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/rechtsstreit-um-teldafax-insolvenz-wir-haben-genug-beweise-1.1381932> (Zugriff: 25.03.2014).
- Götz, P. et. al. (2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen,  
[http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora\\_-\\_Studie\\_Stromboersen-Endkundenpreise\\_EnergyBrainpool\\_V1-1-28032013.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_-_Studie_Stromboersen-Endkundenpreise_EnergyBrainpool_V1-1-28032013.pdf) (Zugriff: 14.03.2014).
- Götz, P. & Lenck, T. (2013): Kompensieren sinkende Beschaffungskosten den Anstieg der EEG-Umlage für Haushaltskunden?  
[http://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag\\_de/themen\\_az/-energie/PDF/Strompreiskompensation\\_der\\_EEG-Umlage\\_EnergyBrainpool.pdf](http://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/-energie/PDF/Strompreiskompensation_der_EEG-Umlage_EnergyBrainpool.pdf) (Zugriff: 14.03.2014).
- Greenpeace Energy eG (2011a): Kriterien von Greenpeace für sauberen Strom,  
[http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/zertifizierung/gp\\_kriterien.pdf](http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/zertifizierung/gp_kriterien.pdf) (Zugriff: 11.03.2014).
- Greenpeace Energy eG (2011b): Satzung von Greenpeace Energy eG,  
[http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/agb/gpe\\_genossenschaft\\_-\\_satzung.pdf](http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/agb/gpe_genossenschaft_-_satzung.pdf) (Zugriff: 11.03.2014).
- Greenpeace Energy eG (2013): Geschäftsbericht 2012,  
[http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/geschaeftsberichte/Greenpeace\\_-\\_Energy\\_Geschaeftsbericht2012.pdf](http://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/geschaeftsberichte/Greenpeace_-_Energy_Geschaeftsbericht2012.pdf) (Zugriff: 12.09.2013).
- Greenpeace Energy eG (2014): Der Stromtarif,  
<http://www.greenpeace-energy.de/oekostrom/der-stromtarif.html> (Zugriff: 24.04.2014).
- Greenpeace e.V. (2010): Klimaschutz: Plan B 2050. Energiekonzept für Deutschland (Kurzfassung),  
<http://www.greenpeace.de/file/38252/download?destination=node/13687>  
(Zugriff: 10.03.2014).
- Greenpeace e.V. (2013): Jahresrückblick 2012. Kampagnen, Struktur, Bilanz, Erträge und Aufwendungen,  
<http://www.greenpeace.de/file/50339/download?destination=node/13687>  
(Zugriff: 04.01.2014).
- Handy, C. (2002): What's a business for?, Harvard Business Review, Dezember 2002, 49-55.
- Henkel, J. & Lenck, T. (2013): Ertragsoptimierung von Kraftwerken durch EEG-Regelungen,  
[http://www.greenpeace-energy.de/uploads/media/Studie\\_Ertragsoptimierung\\_von\\_-\\_Kraftwerken\\_durch\\_EEG-Regelungen.pdf](http://www.greenpeace-energy.de/uploads/media/Studie_Ertragsoptimierung_von_-_Kraftwerken_durch_EEG-Regelungen.pdf) (Zugriff: 09.02.2013).
- Höfer, R. & Schulze, M. (2013): Den Verbraucher in die smarte Energiewelt integrieren – Potenziale und Kundenmotivationen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63. Jahrgang, Heft 6, 12-15.

- Ionescu, D. & Kalny, G. (2012): Geschäftsmodelle für die Energiemärkte von morgen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62. Jahrgang, Heft 6, 8-11.
- Johnson, M et al. (2008): Reinventing your business model, Harvard Business Review, Dezember 2008, 51-59.
- Kästner, T. & Kießling, A. (2009): Energie in 60 Minuten. Ein Reiseführer durch die Stromwirtschaft. Wiesbaden: Verlag für Sozialwissenschaften.
- KAV – Konzessionsabgabenverordnung (1992): Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas. Bundesgesetzblatt 1992, Teil I, Nr. 1, 12-13 und Nr. 11, 407.
- Kerth, K., Asum, H. & Stich, V. (2011): Die besten Strategietools in der Praxis. Welche Werkzeuge brauche ich wann? Wie wende ich sie an? Wo liegen die Grenzen? München: Carl Hanser Verlag, fünfte Auflage.
- Kleimaier, M. (2008): Smart Distribution 2020. Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen, [http://www.e-energie.info/documents/VDE\\_Studie\\_Smart\\_Distribution.pdf](http://www.e-energie.info/documents/VDE_Studie_Smart_Distribution.pdf) (Zugriff: 24.03.2014).
- Kluge, F. (1999): Etymologisches Wörterbuch der deutschen Sprache. Berlin: Walter de Gruyter. 23., erweiterte Auflage.
- Köpke, R. (2012): Ökostrom: Der Schwung ist raus, Energie & Management, 15. Dezember 2012, 12.
- Köpke, R. (2013): Deutliche Abkühlung auf dem Ökostrommarkt, Energie & Management, 15. Juli 2013, 9-11.
- Krägenow, T. (2013): Ökostrom direkt aus dem Windrad, Energie & Management, 15. September 2013.
- Kramer, M. (2013): Strom bedarfsgerecht steuern, Energy 2.0, Kompendium 2013, 169-171.
- KWKG – Kraftwärme-Kopplungsgesetz (2002): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und des Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Bundesgesetzblatt 2002, Teil I, Nr. 19, 1092-1096.
- Lenz, V. & Kaltschmitt, M. (2012): Erneuerbare Energien. BWK – Das Energie-Fachmagazin, Band 64, Nr. 4, 61-75.
- Magretta, J. (2002): Why business models matter, Harvard Business Review, Mai 2002, 86-92.
- Müller, A. (2009): Zu locker bei der Nachhaltigkeit, Energie & Management, 15. November 2009, 10.
- Netzentwicklungsplan (2014): Die vier Regelzonen, <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/die-%C3%BCbertragungsnetzbetreiber> (Zugriff: 21.01.2014).

- netztransparenz.de (2013): Pressemitteilung. EEG-Umlage 2014 beträgt 6,240 Cent pro Kilowattstunde,  
[http://www.netztransparenz.de/de/file/Pressemitteilung\\_EEG-Umlage\\_2014.pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/Pressemitteilung_EEG-Umlage_2014.pdf) (Zugriff: 23.10.2013).
- OeMAG (2013): Abwicklungsstelle für Ökostrom AG. Geschäftsbericht 2012,  
[http://www.oem-ag.at/fileadmin/user\\_upload/Dokumente/geschaeftsberichte/-oemag\\_gb\\_12\\_online.pdf](http://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/geschaeftsberichte/-oemag_gb_12_online.pdf) (Zugriff: 02.02.2014).
- Osterwalder, A. & Pigneur, Y. (2011): Business Model Generation. Ein Handbuch für Visionäre, Spielveränderer und Herausforderer. Frankfurt a.M.: Campus Verlag.
- Pregger, T. et al. (2011): „Ausbaupfade, Kosten und Nutzen der erneuerbaren Energien“, Düsseldorf: BWK – Das Energie-Fachmagazin, Band 63, Nr. 11, 6-14.
- Richtlinie 2009/72/EG (2009): Richtlinie des Europäischen Parlamentes und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Amtsblatt der Europäischen Union, 14.08.2009, L211/55-L211/93,  
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:-de:PDF> (Zugriff: 21.03.2014).
- Samweber, F. et al. (2014): „Den eigenen PV Strom tanken“. Düsseldorf: BWK – Das Energie-Fachmagazin, Band 66, Nr. 3, 46-49.
- Sauthoff, M. & Schön, O. (2010): Neue, zukunftsfähige Geschäftsmodelle für Stadtwerke, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 60. Jahrgang, Heft 12, 58-62.
- Schabbach T. & Wesselak V. (2012): Energie. Die Zukunft wird erneuerbar. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Schallmo, D. (2013): Geschäftsmodelle erfolgreich entwickeln und implementieren. Mit Aufgaben und Kontrollfragen. Berlin: Springer Verlag.
- Schreiner, S., Kremin, Dr. J. & Schmiegel, Dr. A. (2013): Solarstrom intelligent nutzen, Energy 2.0, Kompendium 2013, 126-129.
- Spitsa, N. (2013): Die Befreiung. Unter bestimmten Umständen fallen EEG-Umlage und Stromsteuer für „regionale“ EEG-Anlagen weg. Ein Fakt, der künftig mehr ins Gewicht fällt, Zeitung für kommunale Wirtschaft, Februar 2013.
- SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt Verlag.
- Stephan, A. & Schmiegel, Dr. A. (2012): Eigenverbrauchsquote erhöhen, Energy 2.0, Kompendium 2012, 204-207.
- Strobel, Dr. J. & Frühbauer, M. (2011): Geschäftsmodelle für Stadtwerke, Energy 2.0, Ausgabe 01.2011, 30-33.

- StromEinspG – Stromeinspeisungsgesetz (1990): Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz. Bundesgesetzblatt 1990, Teil I, Nr. 67, 2633-2634.
- StromNZV – Stromnetzzugangsverordnung (2005): Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. Bundesgesetzblatt 2005, Teil I, Nr. 46, 2243-2251.
- StromStG – Stromsteuergesetz (1999): Stromsteuergesetz. Bundesgesetzblatt 1999, Teil I, Nr. 14, 378-384.
- TenneT TSO B.V. (2012): Bilanzkreisabweichung ab 01.08.2011. Preise für Bilanzkreisabweichung,  
<http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/bilanzkreise/preise-ausgleichsenergie/bilanzkreisabweichung-ab-01.08.2011> (Zugriff: 06.12.2013).
- TenneT TSO B.V. (2013): White Paper zu einem nachhaltigen Strommarktdesign. Herausforderungen an den Strommarkt und Leitplanken für die weitere Ausgestaltung des Marktdesigns,  
<http://www.tennet.eu/de/08012014/article/tennet-marktorientierte-weiterentwicklung-des-strommarktdesigns-statt-kapazitaetsmechanismen.html> (Zugriff: 09.01.2014).
- Thommen, J.-P. & Achleitner, A.-K. (2009): Allgemeine Betriebswirtschaftlehre. Umfassende Einführung aus managementorientierter Sicht. Wiesbaden: Gabler. 6. Auflage.
- Timpe, C. (2013): Standards von Herkunftsnachweisen und ihr internationaler Austausch über Register,  
<http://www.oeko.de/oekodoc/1750/2013-442-de.pdf> (Zugriff: 26.01.2014).
- UBA – Umweltbundesamt (2012): Sustainable electricity for the future. Costs and benefits of transformation to 100% renewable energy,  
[http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/sustainable\\_electricity\\_for\\_the\\_future\\_-neu.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/sustainable_electricity_for_the_future_-neu.pdf) (Zugriff: 02.12.2013).
- UBA – Umweltbundesamt (2014): Marktanalyse Ökostrom. Endbericht,  
[http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte\\_04\\_2014\\_marktanalyse\\_oekostrom\\_0.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_04_2014_marktanalyse_oekostrom_0.pdf) (Zugriff: 20.03.2014).
- VDE-Report – Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2012): Energiehorizonte 2020. Stromversorgung der Zukunft,  
<http://www.vde.com/de/smart-grid/Publikationen/Seiten/details.aspx?eslShopItemID=f4276bf8-cf55-42a2-9b24-d0d25b0cc86c> (Zugriff: 15.11.2013).
- Wissen, R. & Nicolosi, M. (2008): „Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet?“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58. Jahrgang, Heft 1/2, 110-115.
- Wolf, H. & Grimm-Rohn, V. (2012): Grüne Kooperationen – Stadtwerke und ihr Beitrag zur Energiewende,  
[https://www.deloitte.com/assets/Dcom-Germany/Local%20Assets/Documents/17\\_Veranstaltungen/04\\_EnergieundVersorgungswirtschaft/2011/DE\\_E\\_EV\\_Ein-BreakfastMeeting120425.pdf](https://www.deloitte.com/assets/Dcom-Germany/Local%20Assets/Documents/17_Veranstaltungen/04_EnergieundVersorgungswirtschaft/2011/DE_E_EV_Ein-BreakfastMeeting120425.pdf) (Zugriff: 12.09.2013).

ZfK – Zeitung für kommunale Wirtschaft (2014): 120 Milliarden Euro für EEG-Anlagenbetreiber,  
<http://www.zfk.de/politik/deutschland/artikel/120-milliarden-euro-fuer-eeg-anlagenbetreiber.html> (Zugriff: 13.01.2014).

**ANHANG**

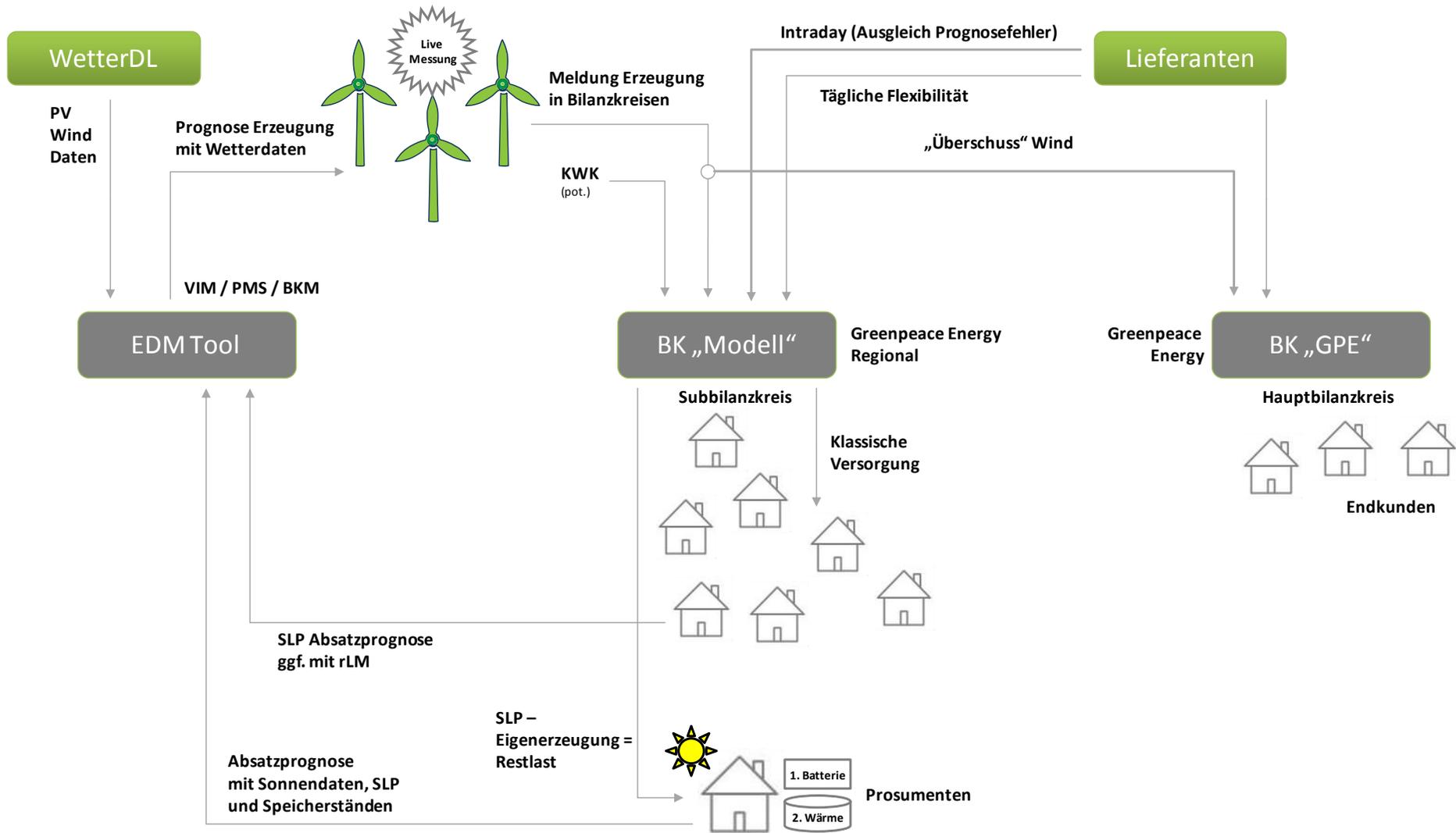
Anhang 1)	Übersicht elektronischer Anhang .....	113
Anhang 2)	Skizze Modellregion.....	114
Anhang 3)	IWES: Fehlerverteilung Folgetagsprognose Deutschland .....	115
Anhang 4)	IWES: Prognosegüte einzelner Windparks.....	116
Anhang 5)	Übersicht Tarifvarianten: 20 Prozent Wind/ohne Prosuming/ ..... niedrige NNE .....	117
Anhang 6)	Übersicht Tarifvarianten: 20 Prozent Wind/ohne Prosuming/ ..... hohe NNE .....	118
Anhang 7)	Übersicht Tarifvarianten: 20 Prozent Wind/ohne Prosuming/ ..... durchschnittliche NNE .....	119
Anhang 8)	Übersicht Tarifvarianten: 40 Prozent Wind/ohne Prosuming/ ..... niedrige NNE .....	120
Anhang 9)	Übersicht Tarifvarianten: 40 Prozent Wind/ohne Prosuming/ ..... hohe NNE .....	121
Anhang 10)	Übersicht Tarifvarianten: 40 Prozent Wind/ohne Prosuming/ ..... durchschnittliche NNE .....	122
Anhang 11)	Übersicht Tarifvarianten: 20 Prozent Wind/mit Prosuming/ ..... niedrige NNE .....	123
Anhang 12)	Übersicht Tarifvarianten: 20 Prozent Wind/mit Prosuming/ ..... hohe NNE .....	124
Anhang 13)	Übersicht Tarifvarianten: 20 Prozent Wind/mit Prosuming/ ..... durchschnittliche NNE .....	125
Anhang 14)	Übersicht Tarifvarianten: 40 Prozent Wind/mit Prosuming/ ..... niedrige NNE .....	126
Anhang 15)	Übersicht Tarifvarianten: 40 Prozent Wind/mit Prosuming/ ..... hohe NNE .....	127
Anhang 16)	Übersicht Tarifvarianten: 40 Prozent Wind/mit Prosuming/ ..... durchschnittliche NNE .....	128

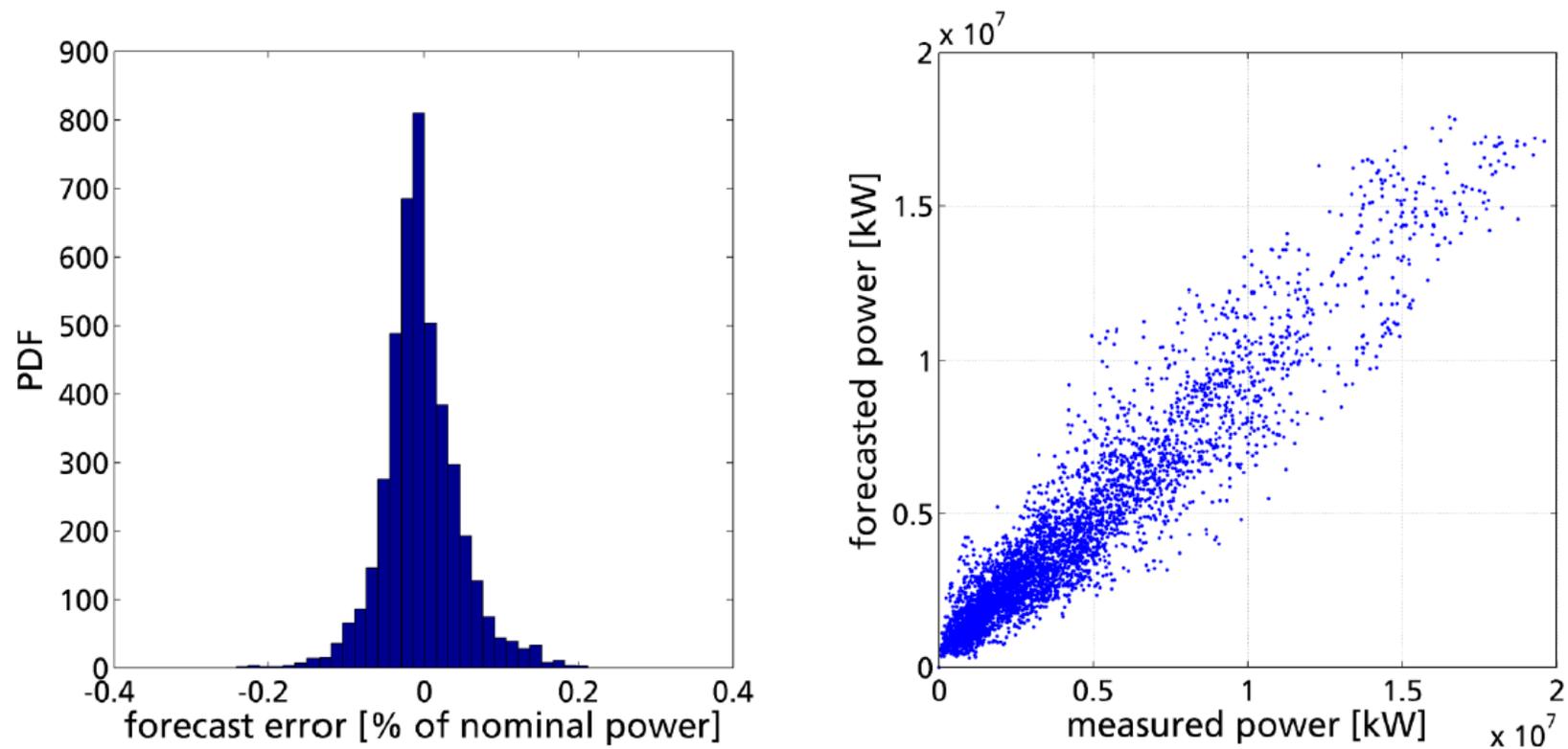
## **Anhang 1) Übersicht elektronischer Anhang**

Dieser Arbeit ist eine CD mit Daten beigefügt. Diese Daten sind:

- 1) Masterarbeit „Geschäftsmodell für regionale Direktvermarktung von Strom in einer Modellregion am Beispiel von Greenpeace Energy“ (Dateityp: pdf)
- 2) Proposal zur Masterarbeit „Geschäftsmodell für regionale Direktvermarktung von Strom in einer Modellregion am Beispiel von Greenpeace Energy“ (Dateityp: pdf)
- 3) Profil PV-Erzeugung (Dateityp: Excel)
- 4) Profil SLP H0 (normiert) (Dateityp: Excel)
- 5) EPEX Spot-Markt Einzelstunden Lieferjahr 2012 (Dateityp: Excel)
- 6) EPEX Spot-Markt Einzelstunden Lieferjahr 2013 (Dateityp: Excel)
- 7) Preissimulation (Dateityp: Excel) mit:
  - SLP H0
  - SLP PV-Erzeugung
  - WEA-Erzeugung 2012
  - EPEX Spot-Preise 2012
  - AE-Preise 2012

Anhang 2) Skizze Modellregion (eigene Darstellung)



**Anhang 3) IWES: Fehlerverteilung Folgetagsprognose Deutschland (IWES Auswertung)**

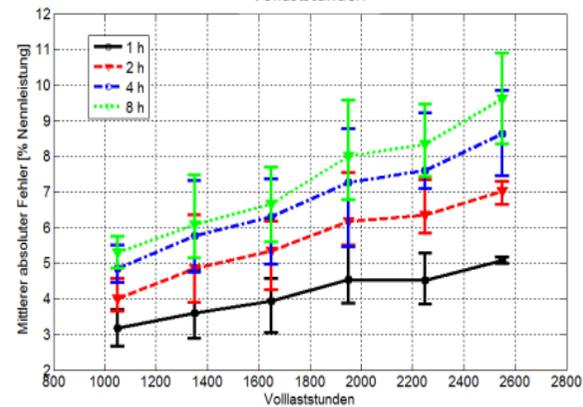
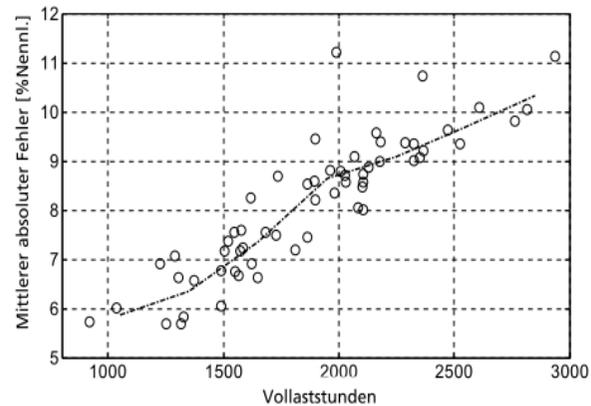
## Anhang 4) IWES: Prognosegüte einzelner Windparks

### Prognosegüte einzelner Windparks

Folgetagsprognose:  
MAE ~ 6-11 %

Kürzestfristprognosen  
MAE ~ 3-5 % bei 1h  
~ 4-7 % bei 2h  
~ 5-9 % bei 4h  
~ 5.5-10 % bei 8h

Höhe des Prognosefehlers ist abhängig von:  
1) Vorhersagehorizont  
2) lokalem Windaufkommen und -charakteristika



[Quelle: EEG Erfahrungsbericht 2011 des BMU]  
© Fraunhofer IWES

**Anhang 5) Übersicht Tarifvarianten: 20 Prozent Wind/ohne Prosuming/niedrige NNE (eigene Berechnung)**

	Windanteil 20 Prozent - kein Prosuming									
	Stromsteuerbefreite Menge: 20 Prozent									
	Wind 45 €	Wind 50 €	Wind 55 €	Wind 60 €	Wind 65 €	Wind 70 €	Wind 75 €	Wind 80 €	Wind 85 €	Wind 90 €
	niedrige NNE / KA									
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,708	4,808	4,908	5,008	5,108	5,208	5,308	5,408	5,508	5,608
Stromsteuer	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640
USt. (19%)	3,715	3,734	3,753	3,772	3,791	3,810	3,829	3,848	3,867	3,886
<b>Summe</b>	<b>23,268</b>	<b>23,387</b>	<b>23,506</b>	<b>23,625</b>	<b>23,744</b>	<b>23,863</b>	<b>23,982</b>	<b>24,101</b>	<b>24,220</b>	<b>24,339</b>

**Anhang 6) Übersicht Tarifvarianten: 20 Prozent Wind/ohne Prosuming/hohe NNE (eigene Berechnung)**

	Windanteil 20 Prozent - kein Prosuming									
	Wind 45 €	Wind 50 €	Wind 55 €	Wind 60 €	Wind 65 €	Wind 70 €	Wind 75 €	Wind 80 €	Wind 85 €	Wind 90 €
	hohe NNE / KA									
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,708	4,808	4,908	5,008	5,108	5,208	5,308	5,408	5,508	5,608
Stromsteuer	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640
USt. (19%)	4,827	4,846	4,865	4,884	4,903	4,922	4,941	4,960	4,979	4,998
<b>Summe</b>	<b>30,233</b>	<b>30,352</b>	<b>30,471</b>	<b>30,590</b>	<b>30,709</b>	<b>30,828</b>	<b>30,947</b>	<b>31,066</b>	<b>31,185</b>	<b>31,304</b>

**Anhang 7) Übersicht Tarifvarianten: 20 Prozent Wind/ohne Prosuming/durchschnittliche NNE (eigene Berechnung)**

	Windanteil 20 Prozent - kein Prosuming									
	Wind 45 €	Wind 50 €	Wind 55 €	Wind 60 €	Wind 65 €	Wind 70 €	Wind 75 €	Wind 80 €	Wind 85 €	Wind 90 €
	Durchschnitt NNE / KA									
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,708	4,808	4,908	5,008	5,108	5,208	5,308	5,408	5,508	5,608
Stromsteuer	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640
USt. (19%)	4,093	4,112	4,131	4,150	4,169	4,188	4,207	4,226	4,245	4,264
<b>Summe</b>	<b>25,636</b>	<b>25,755</b>	<b>25,874</b>	<b>25,993</b>	<b>26,112</b>	<b>26,231</b>	<b>26,350</b>	<b>26,469</b>	<b>26,588</b>	<b>26,707</b>

**Anhang 8) Übersicht Tarifvarianten: 40 Prozent Wind/ohne Prosuming/niedrige NNE (eigene Berechnung)**

	Windanteil 40 Prozent - kein Prosuming									
	Stromsteuerbefreite Menge: 40 Prozent									
	Wind 45 €	Wind 50 €	Wind 55 €	Wind 60 €	Wind 65 €	Wind 70 €	Wind 75 €	Wind 80 €	Wind 85 €	Wind 90 €
	niedrige NNE / KA									
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,848	5,048	5,248	5,448	5,648	5,848	6,048	6,248	6,448	6,648
Stromsteuer	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230
USt. (19%)	3,664	3,702	3,740	3,778	3,816	3,854	3,892	3,930	3,968	4,006
<b>Summe</b>	<b>22,947</b>	<b>23,185</b>	<b>23,423</b>	<b>23,661</b>	<b>23,899</b>	<b>24,137</b>	<b>24,375</b>	<b>24,613</b>	<b>24,851</b>	<b>25,089</b>

## Anhang 9) Übersicht Tarifvarianten: 40 Prozent Wind/ohne Prosuming/hohe NNE (eigene Berechnung)

	Windanteil 40 Prozent - kein Prosuming									
	Wind 45 €	Wind 50 €	Wind 55 €	Wind 60 €	Wind 65 €	Wind 70 €	Wind 75 €	Wind 80 €	Wind 85 €	Wind 90 €
	hohe NNE / KA									
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,848	5,048	5,248	5,448	5,648	5,848	6,048	6,248	6,448	6,648
Stromsteuer	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230
USt. (19%)	4,776	4,814	4,852	4,890	4,928	4,966	5,004	5,042	5,080	5,118
<b>Summe</b>	<b>29,912</b>	<b>30,150</b>	<b>30,388</b>	<b>30,626</b>	<b>30,864</b>	<b>31,102</b>	<b>31,340</b>	<b>31,578</b>	<b>31,816</b>	<b>32,054</b>

**Anhang 10) Übersicht Tarifvarianten: 40 Prozent Wind/ohne Prosuming/durchschnittliche NNE (eigene Berechnung)**

	Windanteil 40 Prozent - kein Prosuming									
	Wind 45 €	Wind 50 €	Wind 55 €	Wind 60 €	Wind 65 €	Wind 70 €	Wind 75 €	Wind 80 €	Wind 85 €	Wind 90 €
	Durchschnitt NNE / KA									
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,848	5,048	5,248	5,448	5,648	5,848	6,048	6,248	6,448	6,648
Stromsteuer	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230
USt. (19%)	4,042	4,080	4,118	4,156	4,194	4,232	4,270	4,308	4,346	4,384
<b>Summe</b>	<b>25,315</b>	<b>25,553</b>	<b>25,791</b>	<b>26,029</b>	<b>26,267</b>	<b>26,505</b>	<b>26,743</b>	<b>26,981</b>	<b>27,219</b>	<b>27,457</b>

## Anhang 11) Übersicht Tarifvarianten: 20 Prozent Wind/mit Prosuming/niedrige NNE (eigene Berechnung)

	Windanteil 20 Prozent - 100 Prosumenten									
	Stromsteuerbefreite Menge: 20 Prozent									
	Wind 45 €	Wind 50 €	Wind 55 €	Wind 60 €	Wind 65 €	Wind 70 €	Wind 75 €	Wind 80 €	Wind 85 €	Wind 90 €
	niedrige NNE / KA									
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,523	4,619	4,715	4,811	4,907	5,003	5,099	5,195	5,291	5,387
Stromsteuer	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640
USt. (19%)	3,680	3,698	3,716	3,735	3,753	3,771	3,789	3,808	3,826	3,844
<b>Summe</b>	<b>23,048</b>	<b>23,162</b>	<b>23,276</b>	<b>23,391</b>	<b>23,505</b>	<b>23,619</b>	<b>23,733</b>	<b>23,848</b>	<b>23,962</b>	<b>24,076</b>

**Anhang 12) Übersicht Tarifvarianten: 20 Prozent Wind/mit Prosuming/hohe NNE (eigene Berechnung)**

	Windanteil 20 Prozent - 100 Prosumenten									
	Wind 45 €	Wind 50 €	Wind 55 €	Wind 60 €	Wind 65 €	Wind 70 €	Wind 75 €	Wind 80 €	Wind 85 €	Wind 90 €
	hohe NNE / KA									
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,523	4,619	4,715	4,811	4,907	5,003	5,099	5,195	5,291	5,387
Stromsteuer	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640
USt. (19%)	4,792	4,810	4,828	4,847	4,865	4,883	4,901	4,920	4,938	4,956
<b>Summe</b>	<b>30,013</b>	<b>30,127</b>	<b>30,241</b>	<b>30,356</b>	<b>30,470</b>	<b>30,584</b>	<b>30,698</b>	<b>30,813</b>	<b>30,927</b>	<b>31,041</b>

**Anhang 13) Übersicht Tarifvarianten: 20 Prozent Wind/mit Prosuming/durchschnittliche NNE (eigene Berechnung)**

	Windanteil 20 Prozent - 100 Prosumenten									
	Wind 45 €	Wind 50 €	Wind 55 €	Wind 60 €	Wind 65 €	Wind 70 €	Wind 75 €	Wind 80 €	Wind 85 €	Wind 90 €
	Durchschnitt NNE / KA									
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,523	4,619	4,715	4,811	4,907	5,003	5,099	5,195	5,291	5,387
Stromsteuer	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640	1,640
USt. (19%)	4,058	4,076	4,095	4,113	4,131	4,149	4,167	4,186	4,204	4,222
<b>Summe</b>	<b>25,416</b>	<b>25,530</b>	<b>25,645</b>	<b>25,759</b>	<b>25,873</b>	<b>25,987</b>	<b>26,101</b>	<b>26,216</b>	<b>26,330</b>	<b>26,444</b>

**Anhang 14) Übersicht Tarifvarianten: 40 Prozent Wind/mit Prosuming/niedrige NNE (eigene Berechnung)**

	Windanteil 40 Prozent - 100 Prosumenten									
	Stromsteuerbefreite Menge: 40 Prozent									
	Wind 45 €	Wind 50 €	Wind 55 €	Wind 60 €	Wind 65 €	Wind 70 €	Wind 75 €	Wind 80 €	Wind 85 €	Wind 90 €
	niedrige NNE / KA									
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320	1,320
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208	5,208
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,658	4,850	5,042	5,234	5,426	5,618	5,810	6,002	6,194	6,386
Stromsteuer	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230
USt. (19%)	3,628	3,664	3,701	3,737	3,774	3,810	3,847	3,883	3,920	3,956
<b>Summe</b>	<b>22,721</b>	<b>22,949</b>	<b>23,178</b>	<b>23,406</b>	<b>23,635</b>	<b>23,863</b>	<b>24,092</b>	<b>24,320</b>	<b>24,549</b>	<b>24,777</b>

**Anhang 15) Übersicht Tarifvarianten: 40 Prozent Wind/mit Prosuming/hohe NNE (eigene Berechnung)**

	Windanteil 40 Prozent - 100 Prosumenten									
	Wind 45 €	Wind 50 €	Wind 55 €	Wind 60 €	Wind 65 €	Wind 70 €	Wind 75 €	Wind 80 €	Wind 85 €	Wind 90 €
	hohe NNE / KA									
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390	2,390
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991	9,991
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,658	4,850	5,042	5,234	5,426	5,618	5,810	6,002	6,194	6,386
Stromsteuer	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230
USt. (19%)	4,740	4,776	4,813	4,849	4,886	4,922	4,959	4,995	5,032	5,068
<b>Summe</b>	<b>29,686</b>	<b>29,914</b>	<b>30,143</b>	<b>30,371</b>	<b>30,600</b>	<b>30,828</b>	<b>31,057</b>	<b>31,285</b>	<b>31,514</b>	<b>31,742</b>

**Anhang 16) Übersicht Tarifvarianten: 40 Prozent Wind/mit Prosuming/durchschnittliche NNE (eigene Berechnung)**

	Windanteil 40 Prozent - 100 Prosumenten									
	Wind 45 €	Wind 50 €	Wind 55 €	Wind 60 €	Wind 65 €	Wind 70 €	Wind 75 €	Wind 80 €	Wind 85 €	Wind 90 €
	Durchschnitt NNE / KA									
AbLa	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
EEG	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240	6,240
KA	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780
KWK	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
NNE	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738	6,738
Offshore	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
Beschaffung	4,658	4,850	5,042	5,234	5,426	5,618	5,810	6,002	6,194	6,386
Stromsteuer	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230	1,230
USt. (19%)	4,006	4,042	4,079	4,115	4,152	4,188	4,225	4,261	4,298	4,334
<b>Summe</b>	<b>25,089</b>	<b>25,317</b>	<b>25,546</b>	<b>25,774</b>	<b>26,003</b>	<b>26,231</b>	<b>26,460</b>	<b>26,688</b>	<b>26,917</b>	<b>27,145</b>