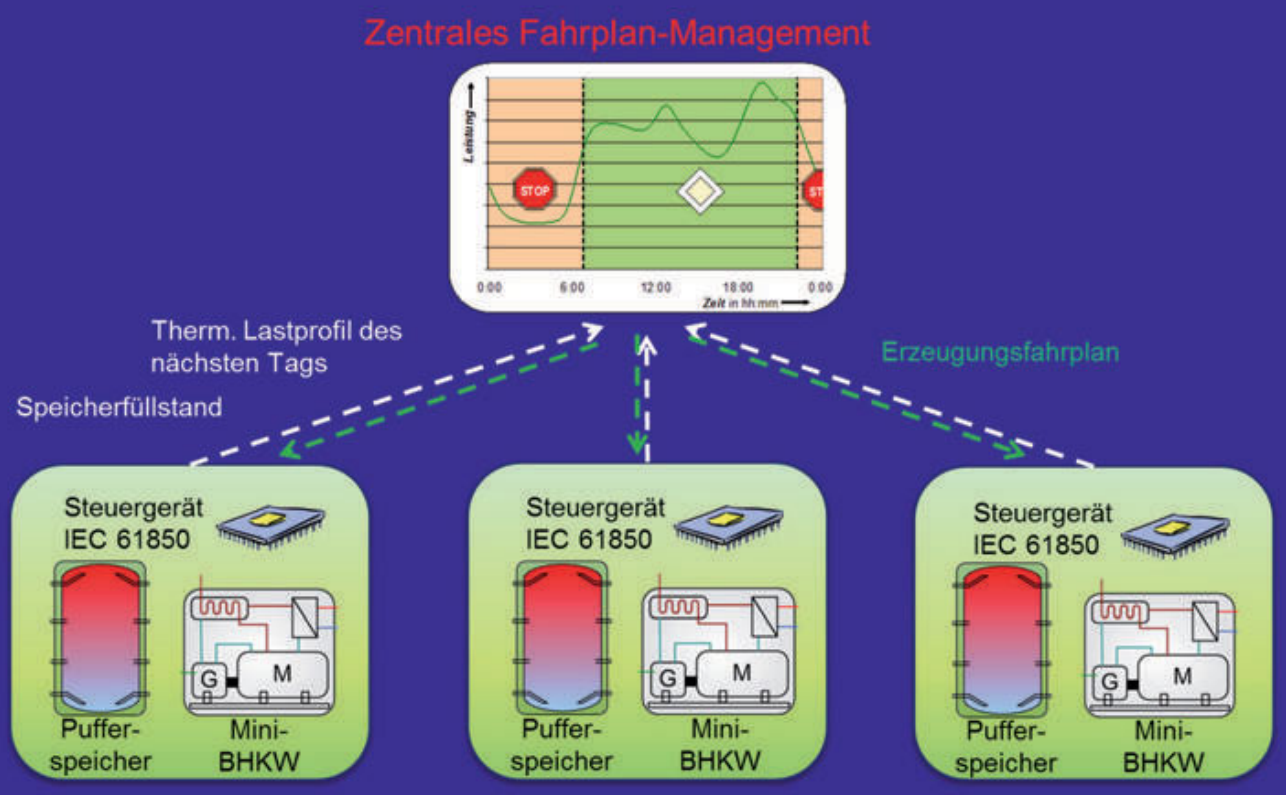
Magnus Pielke

Technisch-wirtschaftliche Systembetrachtung- zur netzorientierten Integration von Mini-Blockheizkraftwerken



Cuvillier Verlag Göttingen
Internationaler wissenschaftlicher Fachverlag

Technisch-wirtschaftliche Systembetrachtung zur netzorientierten Integration von Mini-Blockheizkraftwerken

Von der Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik, Physik
der Technischen Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig

zur Erlangung der Würde eines
Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte

Dissertation

von

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Magnus Pielke
aus Ibbenbüren

eingereicht am:	21.01.2010
mündliche Prüfung am:	30.04.2010
Referenten:	Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat
	Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann
	Dr.-Ing. Harald Waitschat
Vorsitzender:	Prof. Dr.-Ing. Jürgen Meins

2010

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über http://dnb.d-nb.de abrufbar.
1. Aufl. - Göttingen : Cuvillier, 2010
Zugl.: (TU) Braunschweig, Univ. Diss., 2010

978-3-86955-352-8

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2010
Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen
Telefon: 0551-54724-0
Telefax: 0551-54724-21
www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.
1. Auflage, 2010
Gedruckt auf säurefreiem Papier

978-3-86955-352-8

James Watt sagt man nach,
dass er folgendes Angebot machte
als niemand seine teure Erfindung kaufen wollte:

"Wir werden Ihnen kostenlos eine Dampfmaschine überlassen. Wir werden diese installieren und für fünf Jahre den Kundendienst übernehmen. Wir garantieren Ihnen, dass die Kohle für die Maschine weniger kostet, als Sie gegenwärtig an Futter für die Pferde aufwenden müssen. Und alles, was wir von Ihnen verlangen, ist, dass Sie uns ein Drittel des Geldes geben, das Sie sparen."

James Watt (19.01.1736 – 25.08.1819)

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen der Technischen Universität Braunschweig in den Jahren 2006 bis 2010.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Michael Kurrat, dem Inhaber des Lehrstuhls, gilt mein besonderer Dank für die Anregung zu dieser Arbeit und die stetige Begleitung und Förderung durch fachliche Gespräche. Für die sehr gute Zusammenarbeit sowie für die Möglichkeit meine Arbeit auf nationalen und internationalen Fachtagungen und Kongressen vorstellen zu können, danke ich Herrn Prof. Kurrat ganz besonders.

Bei Herrn Prof. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann, Inhaber des Lehrstuhls Elektrische Energieversorgung an der Leibniz Universität Hannover, bedanke ich mich für die Übernahme des Koreferats und das Interesse an meiner Arbeit. Herrn Dr.-Ing. Harald Waitschat möchte ich ebenso für die Übernahme des Koreferats sowie für die stetige Begleitung meiner wissenschaftlichen Tätigkeit danken.

Meinen aktiven und ehemaligen Kolleginnen und Kollegen danke ich für die gute Zusammenarbeit und Arbeitsatmosphäre sowie für die vielen konstruktiven Gespräche. Ebenso möchte ich allen Studierenden danken, die im Rahmen ihrer Studien- und Diplomarbeiten sowie wissenschaftlichen Hilfstätigkeiten zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Einen besonderen Dank möchte ich auch an die Mitglieder des Forschungsverbunds Energie Niedersachsen richten. Durch die sehr gute Zusammenarbeit und den fortwährenden Austausch von Erkenntnissen war ich erst in der Lage diese Arbeit zu erstellen.

Meinen Eltern danke ich für die stetige Unterstützung während meiner Studienzeit sowie für die Förderung meiner Interessen für Technik und Wirtschaft.

Ganz besonderer Dank gilt meiner Freundin Kathrin für ihren Zuspruch sowie für ihre Geduld während der Erstellung dieser Arbeit.

Braunschweig, im Januar 2010

Kurzfassung

Diese Arbeit liefert eine technisch-wirtschaftliche Systembetrachtung zur Integration von Mini-Blockheizkraftwerken (Mini-BHKW) der Hausenergieversorgung in das Netz der öffentlichen Stromversorgung. Im Rahmen dieser Untersuchung wird die Bedeutung der dezentralen Energiewandlung durch Mini-BHKW für die öffentliche Stromversorgung analysiert und deren Einfluss auf den Betrieb von elektrischen Verteilungsnetzen quantifiziert. Darauf aufbauend wird ein netzorientierter Verbundbetrieb vorgestellt, der neben der Energieversorgung der Wohnobjekte auch die Anforderungen des elektrischen Verteilungsnetzes berücksichtigt.

Anhand einer Marktpotenzialabschätzung für Mini-BHKW zur Hausenergieversorgung in Deutschland können Szenarien abgeleitet werden, die verschiedene Markterschließungsgrade beschreiben. Zur Simulation des BHKW-Betriebs dienen zum einen Messdaten von Ortnetztransformatoren, zum anderen probabilistische Lastgänge für elektrische Energie sowie zur Heizwärme und Trinkwarmwasser. Die Simulation ist damit in der Lage Auswirkungen der dezentralen Energiewandlung im Versorgungsnetz sowie in der Hausenergieversorgung anhand wesentlicher Kennzahlen zu beschreiben.

Die Gegenüberstellung der entwickelten Integrationsstrategie mit dem wärmegeführten BHKW-Betrieb erfolgt nach einer technischen Bewertung auch wirtschaftlich. Hierbei erfolgt eine Einordnung der Betriebsweise mit der dynamischen Kapitalwertmethode. Dabei werden zur Motivation der netzorientierten Betriebsweise verschiedene monetäre Anreizsysteme vorgestellt und im Anschluss technisch und wirtschaftlich bewertet.

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Untersuchungen liefern im Weiteren Ansätze für die Entwicklung von Geschäftsmodellen für einen netzorientierten BHKW-Verbundbetrieb. Hierbei werden die verschiedenen Marktteilnehmer, die als Betreiber geeignet erscheinen, diskutiert und das Verfahren zur Realisierung eines Energieliefer-Contractings in der Wohnungswirtschaft beschrieben.

Die Ergebnisse zeigen, dass der dargestellte BHKW-Verbundbetrieb sowohl technisch als auch wirtschaftlich große Vorteile dem wärmegeführten Betrieb gegenüber liefert. Die Diskussion der rechtlichen Rahmenbedingungen zeigt jedoch, dass die Umsetzung dieses Verfahrens auf Basis eines Energieliefer-Contractings eine Anpassung der aktuellen Förderrichtlinien sowie eine Schärfung und Abstimmung der Rechtslage in der Wohnungs- und Energiewirtschaft erfordert.

Abstract

This thesis provides a technological and economical system analysis of integration strategies for combined-heat-and-power (CHP) micro units into the main electricity supply. The relevance of CHP micro units for the main electricity supply will be investigated. Their impact on the system load of distribution networks will be quantified by different simulations. Based on these results a grid oriented operation mode will be developed, which takes needs of the main electricity supply into account.

In consideration of a market potential analysis, scenarios will be derived which describes the market development on the one hand side and shares of CHP power in distribution networks on the other hand side. The simulations use probabilistic load profiles for electrical and thermal demand of households as well as measured data of a low voltage network district. With this information it is possible to describe the impact of distributed energy resources for the main energy supply by operating figures. Beside a technical analysis of the operation mode, an economical evaluation will be elucidated. Therefore the dynamical net present value method will be used. The main attention will be focused on the CHP operator. To motivate the operator taking part in an interconnected CHP-operation, different monetarily incentive systems will be calculated.

At the end different business models will be developed. They describe how several market members are able to interact as the operator of a group of interconnected CHP units. Based on energy contracting as a main business model, price models will be evaluated. The economical analysis ends with a discussion of the regulatory framework.

The results show that the developed grid-oriented operation mode of CHP micro units offer advantages in economical as well as technological aspects. But a realization of this concept needs adjustments in the current guideline to encourage the use of CHP units as well as in the Energy Industry Act as well as in the tenancy law.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungen **XV**

Symbole **XVII**

Abbildungsverzeichnis **XIX**

Tabellenverzeichnis **XXI**

1 Einleitung **1**

1.1 Ausgangslage und Problemstellung 1

1.2 Zielsetzung und Lösungsweg 3

2 Ordnungspolitische Rahmenbedingungen **4**

2.1 Integrierte Energie- und Klimaprogramm 4

2.2 Energierechtliche Instrumente zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung 5

2.2.1 Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz 5

2.2.2 Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen 6

2.2.3 Energiesteuergesetz, Stromsteuergesetz 9

2.3 Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz 9

2.4 Energieeinsparverordnung 11

3 Bedeutung von Mini-Blockheizkraftwerken für die Energieversorgung **14**

3.1 Technische Grundlagen 14

3.1.1 Begriffsdefinitionen zur Beschreibung von Blockheizkraftwerken 14

3.1.2 Funktionsweise von Blockheizkraftwerken 16

3.1.3 Energetische Kennzahlen eines Mini-Blockheizkraftwerkes 17

3.1.4 Integration in die Hausenergieversorgung 19

3.1.5 Dimensionierung von BHKW-Systemen zur Hausenergieversorgung 22

3.2 Marktkapazität und Marktpotenzial von Mini-BHKW zur Hausenergieversorgung 24

3.2.1 Definition wesentlicher Marktkennzahlen 24

3.2.2 Marktkapazität von erdgasbetriebenen Mini-BHKW zur Hausenergieversorgung 25

3.2.3 Marktpotenzial von Mini-BHKW zur Hausenergieversorgung 28

3.2.4 Marktvolumen und Marktsättigung von Mini-BHKW zur Hausenergieversorgung 32

3.3 Auswirkungen von BHKW auf die Energieversorgung 32
3.3.1 Annahmen zur Simulation 33
3.3.1.1 Systembeschreibung „öffentliche Energieversorgung“ 33
3.3.1.2 Systembeschreibung „Wohngebäude“ 34
3.3.1.3 Systembeschreibung „BHKW-Anlage“ 38
3.3.2 Effekte in der Hausenergieversorgung 39
3.3.3 Effekte in der öffentlichen Energieversorgung 40
3.4 Bedeutung dezentraler BHKW für die Energieversorgung 43
4 Netzorientierte Integration von BHKW in die öffentliche Energieversorgung 44
4.1 Idee der netzorientierten Integrationsstrategie 44
4.2 Voraussetzungen für eine netzorientierte Integrationsstrategie 46
4.2.1 Prognose des Netzlastgangs 46
4.2.2 Prognose des thermischen Energiebedarfslastgangs 46
4.3 Realisierung einer netzorientierten Integrationsstrategie 52
4.4 Auswirkungen des netzorientierten Verbundbetriebs 55
4.4.1 Effekte auf die Hausenergieversorgung 55
4.4.2 Effekte auf die öffentliche Energieversorgung 57
4.5 Bewertung der Integrationsstrategie aus technischer Sicht 59
5 Wirtschaftliche Bewertung der netzorientierten Integrationsstrategie 61
5.1 Verfahren zur Wirtschaftlichkeitsbewertung 61
5.1.1 Verfahren der dynamischen Kapitalwertmethode 61
5.1.2 Beschreibung der Systemgrenzen 62
5.1.3 Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung 63
5.2 Wirtschaftliche Bewertung aus Sicht der Hausenergieversorgung 65
5.3 Wirtschaftliche Bewertung aus Sicht der öffentlichen Energieversorgung 67
5.4 Aktueller Anreiz für netzorientierte Integrationsstrategien 67
5.5 Monetäre Anreizsysteme zur Motivation einer netzorientierten BHKW-Integration 68
5.5.1 Zeitvariables Preismodell zur KWK-Stromvergütung 68
5.5.2 Zeitvariables Preismodell zur KWK-Stromeinspeisevergütung 71
5.6 Abschließende Bewertung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung 73

6 Geschäftsmodell zur Realisierung eines netzorientierten BHKW-Verbundbetriebs 75
6.1 Geschäftsmodell eines netzorientierten BHKW-Verbundbetriebs 75
6.1.1 Modell eines Energieliefer-Contractings 75
6.1.2 Betreiber des BHKW-Verbundes 78
6.1.3 Ansatz eines Energieliefercontractings 78
6.1.3.1 Vertrag zum Energieliefer-Contracting 78
6.1.3.2 Mietvertrag 82
6.1.3.3 Stromliefervertrag 83
6.1.4 Abrechnungsverfahren der Mietparteien in Mehrfamilienhäusern 83
6.2 Wirtschaftliche Bewertung des Geschäftsmodells 86
6.2.1 Annahmen zur Bewertung der Geschäftsmodelle 86
6.2.2 Technisch-wirtschaftliche Bewertung aus Sicht des Netzbetreibers 88
6.2.3 Wirtschaftliche Bewertung des Geschäftsmodells aus Sicht des Contractors 91
6.2.4 Wirtschaftliche Bewertung des Geschäftsmodells aus Sicht der Mietparteien 95
6.2.5 Sensitivitätsanalyse des Geschäftsmodells 98
7 Rechtliche Hemmnisse für Energieliefer-Contracting in der Wohnungswirtschaft 102
7.1 Übertragung der Betriebsführung der Heizung auf einen Contractor 102
7.2 Übertragung der Contracting-Kosten auf die Mietnebenkosten 104
7.3 Behandlung des Contractors als Objektnetzbetreiber 105
7.4 Entflechtung vertikal integrierter Versorgungsunternehmen 107
7.5 Forderungen zur Behebung des Investor-Nutzer-Dilemmas in der Wohnungswirtschaft 108
8 Zusammenfassung 110
Literaturverzeichnis i
Rechtsquellenverzeichnis ix
Anhang xi
Veröffentlichungen xiii
Studentische Arbeiten xv
Lebenslauf xix

Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
CO_2	Kohlenstoffdioxid
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnEV	Energieeinsparverordnung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
Mon.	Monat
NOx	Stickoxide
qm	Quadratmeter
SPK	Spitzenlastkessel
TA-Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
WE	Wohneinheit
WG	Wohngebäude

Symbole

c	spezifische Wärmekapazität
D_t	Nachfrage (demand) zum Zeitpunkt t
F_{n+1}	Vorhersage (forecast) für den Zeitpunkt n+1
H_U	Heizwert
I	Anfangsinvestition
i	Kalkulationszinsfuß
L_t	Level zum Zeitpunkt t
m	Masse
$\dot{m}_{Br}$	Brennstoffmassenstrom
P	Periodendauer
P	elektrische Last
P'	elektrische Last
p	Inflationsrate
$P_{el,Netto}$	elektrische Nettoleistung
$\Delta\mathrm{p}_{\mathrm{max}}$	prozentuale Spitzenlastveränderung
P_N	elektrische Nennleistung
$P_{th,Netto}$	Netto-Nutzwärmestrom
Q	Wärmemenge
$\dot{Q}$	Wärmeleistung
Q_i	Wärmespeicherkapazität
$\dot{Q}_N$	Nennwärmeleistung
$\dot{Q}_{Nutz}$	Nutzwärmeleistung
$\dot{Q}_{primär}$	zugeführte Primärenergieleistung
R	Rückspeisungen aus dem Niederspannungs- in das Mittelspannungsnetz
r	Korrelationskoeffizient
R_t	Rückfluss der Investition I zum Zeitpunkt t
Δs	prozentuale Veränderung der Lastgangspreizung
S_t	Saisonfaktor zum Zeitpunkt t
ΔT	Temperaturdifferenz von Vor- und Rücklauftemperatur
t	Zeit
T_{aN}	Ausnutzungsdauer
$T_{rück}$	Rücklauftemperatur
T_t	Trend zum Zeitpunkt t
T_{vor}	Vorlauftemperatur
u_i	Residuum i

VBh	Vollbenutzungsstunde
$V_{Speicher}$	Volumen des Schichtenspeichers
W	elektrische Energiemenge
WE_{Erdgas}	Gesamtzahl erdgasversorgter Wohneinheiten in Deutschland
WE_{ges}	Gesamtzahl aller Wohneinheiten in Deutschland
WG_{Erdgas}	Gesamtzahl erdgasversorgter Wohngebäude in Deutschland
WG_{ges}	Gesamtzahl aller Wohngebäude in Deutschland
x	Regressor
y	Regressand

α	Wärmeausbeute
β	Stromausbeute
η_{SPK}	Wirkungsgrad des Spitzenlastkessels
σ	Stromkennzahl
σ^2	Standardabweichung
ω	Brennstoffausnutzungsgrad

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Entwicklung des spezifischen zulässigen Heizenergiebedarfs und dem aktuellen Bedarf im Bundesmittel	12
Abbildung 3.1:	Schematischer Aufbau eines Gasottomotor-BHKW	17
Abbildung 3.2:	Anhebung der Rücklauftemperatur durch eine BHKW-Anlage	20
Abbildung 3.3:	Rücklauftemperaturanhebung durch eine BHKW-Anlage mit Pufferspeicher	21
Abbildung 3.4:	Indirekte Einbindung einer BHKW-Anlage über einen Pufferspeicher	21
Abbildung 3.5:	Thermische Jahresdauerlinie eines Mehrfamilienhauses	22
Abbildung 3.6:	Heizungsbestand deutscher Wohneinheiten	26
Abbildung 3.7:	Aufteilung der Wohneinheiten nach überwiegend verwendeter Energieart	27
Abbildung 3.8:	Ansatz zur stochastischen Variation thermischer Lastprofile	36
Abbildung 4.1:	Elektrischer Siedlungs- und Gebäudelastgang an einem Frühlingswerktag	45
Abbildung 4.2:	Verfahren der Lastfortschreibung (2-Tages- und 7-Tages-Horizont)	47
Abbildung 4.3:	Veränderung des Netzlastgangs ohne abgestimmte BHKW-Einspeisung	53
Abbildung 4.4:	Veränderung des Netzlastgangs mit abgestimmter BHKW-Einspeisung	54
Abbildung 4.5:	Effekte auf die öffentliche Energieversorgung bei verschiedenen BHKW-Betriebsweisen und Markterschließungsgraden	58
Abbildung 4.6:	Rückspeisungen in das vorgelagerte Mittelspannungsnetz in Abhängigkeit der Betriebsweise und des Markterschließungsgrads	59
Abbildung 5.1:	Relevante Finanzflüsse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, links: Referenzsystem, rechts: dezentrale, gekoppelte Energieversorgung	63
Abbildung 5.2:	Zusammensetzung des Erdgaspreises (links) und des Strompreises (rechts) im Jahr 2008	65
Abbildung 5.3:	Zeitvariables KWK-Stromvergütungsmodell	69
Abbildung 5.4:	Zeitvariables Einspeisepreismodell	72
Abbildung 6.1:	Struktur im Energieliefer-Contracting	77
Abbildung 6.2:	Möglichkeiten zur Ausgestaltung eines Energieliefer-Contractings	80

Abbildung 6.3: Bestandteile eines Energieliefercontractings in der Wohnungswirtschaft 81
Abbildung 6.4: Abrechnung des KWK-Stroms in einem Mehrparteienhaus wenn alle Mietparteien KWK-Strom beziehen 84
Abbildung 6.5: Abrechnung des KWK-Stroms in einem Mehrparteienhaus wenn nicht alle Mietparteien KWK-Strom beziehen 86
Abbildung 6.6: Aufschlüsselung der Mietnebenkosten ohne Heizung und Trinkwarmwasser in €/qm*Mon. 88
Abbildung 6.7: Absenkung der Jahresnetzlastspitze in Abhängigkeit vom KWK-Stromanteil im Netz 89
Abbildung 6.8: Änderung der Jahresnetzlastgangspreizung in Abhängigkeit vom KWK-Stromanteil im Netz 90
Abbildung 6.9: Rückspeisungen in vorgelagerte Netze in Abhängigkeit vom KWK-Stromanteil im Netz 91
Abbildung 6.10: Rendite der Investitionstätigkeit in Abhängigkeit des Contracting-Modells und der Stromvermarktung bei einheitlichem Wärmepreis von 8,45 ct./kWh 93
Abbildung 6.11: Wärmepreis des Contractors zur Erreichung einer Rendite von 12 Prozent in Abhängigkeit des Contracting-Modells und der Stromvermarktung 94
Abbildung 6.12: Einheitlicher Wärmepreis des Contractors zur Erreichung einer Rendite über alle Gebäude von 12 Prozent in Abhängigkeit des Contracting-Modells und der Stromvermarktung 95
Abbildung 6.13: Warmmiete inkl. Strombezugskosten in Abhängigkeit des Contracting-Modells und der Stromvermarktung bei einer Zielrendite von 12 % bei jedem Wohnobjekt 96
Abbildung 6.14: Warmmiete inkl. Strombezugskosten in Abhängigkeit des Contracting-Modells und der Stromvermarktung bei einer Rendite von 12 % über alle Wohnobjekte 97
Abbildung 6.15: Sensitivitätsanalyse des Investitionsvolumens, der Wartungskosten und des üblichen Preises 99
Abbildung 6.16: Sensitivitätsanalyse des Fördermechanismus und der Prognose 100

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Basisförderung von KWK-Anlagen	8
Tabelle 2.2:	Bonusförderung von KWK-Anlagen	8
Tabelle 3.1:	Anteil des BHKW am maximalen thermischen Energiebedarf	23
Tabelle 3.2:	Elektrischer Jahresenergieverbrauch in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße	29
Tabelle 3.3:	Clusterung des Wohngebäudebestandes	29
Tabelle 3.4:	Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse	30
Tabelle 3.5:	Clusterung der Wohneinheiten nach dem primär verwendeten Energieträger	30
Tabelle 3.6:	Abschätzung der Gebäudeanzahl mit Erdgasnutzung	31
Tabelle 3.7:	Anzahl der wirtschaftlichen BHKW-Standorte	31
Tabelle 3.8:	Absatzzahlen von Mini-BHKW-Anlagen-Herstellern	32
Tabelle 3.9:	Charakterisierung der Wohngebäude im Niederspannungsnetzbezirk	33
Tabelle 3.10:	Typtage der VDI-Richtline 4655	35
Tabelle 3.11:	Betriebskennzahlen der BHKW-Anlage in den Wohngebäuden	40
Tabelle 3.12:	Untersuchte Markterschließungsszenarien	42
Tabelle 3.13:	Effekte in der öffentlichen Energieversorgung	42
Tabelle 4.1:	Prognosefehler bei unterschiedlichen Prognoseverfahren	52
Tabelle 4.2:	Mittlere Betriebskennzahlen der BHKW-Anlage in den Wohngebäuden bei netzorientiertem und wärmegeführtem Betrieb	56
Tabelle 5.1:	Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung	64
Tabelle 5.2:	Wirtschaftlichkeitskennzahlen wärmegeführt und netzorientiert betriebener Mini-BHKW in Wohngebäuden	66
Tabelle 5.3:	Änderung der mittleren jährlichen KWK-Stromvergütung	70
Tabelle 5.4:	Änderung der Anlagenrendite bei zeitvariabler KWK-Stromvergütung	70
Tabelle 5.5:	Änderung der Anlagenrendite bei zeitvariabler KWK-Stromeinspeisevergütung	72
Tabelle 6.1:	Übersicht der Wohngebäude mit Mini-BHKW-Anlage	87

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Die Energieversorgung befindet sich in einem Umbruch. War die Energiebereitstellung bis in die Neunzigerjahre geprägt durch zentrale Großkraftwerke, die mit fossilen Energieträgern befeuert wurden, erhielten zur Jahrtausendwende erstmalig dezentrale Stromerzeuger auf Basis von erneuerbaren Energien eine deutliche Förderung. Durch das 100.000-Dächer-Solarstrom-Programm wurden zinsverbilligte Kredite für die Installation von Photovoltaik-Anlagen gewährt. Die Vergütung des erzeugten Photovoltaik-Stroms erfolgte dabei durch das am 01.04.2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Seit dem ist das EEG zweimal, 2004 sowie 2009, novelliert worden und umfasst neben der Förderung der Stromgewinnung durch Photovoltaik-Anlagen auch die Stromerzeugung auf Basis von Windenergieanlagen, Biomasseanlagen und Wasserkraftanlagen.

Neben der Fokussierung auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde am 01.04.2002 mit dem *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung* (KWKG) erstmalig die Energieeffizienzsteigerung im Bereich der Stromerzeugung durch die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in die deutsche Gesetzgebung aufgenommen.

Deutlich früher fanden im Bereich des Energiebedarfs Bestrebungen zur Effizienzsteigerungen Niederschlag in der Gesetzgebung: Seit 1978 gilt die Wärmeschutzverordnung (heute Energieeinsparverordnung), die unter anderem Wärmestandards für neu zu errichtende beheizte Gebäude definiert. Ergänzt wird diese Verordnung seit dem 01.01.2009 durch das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz, welches den Einsatz erneuerbarer Energien zur Bereitstellung eines Teils des Wärmebedarfs in Gebäuden vorschreibt.

Neben weiteren haben diese Gesetzgebungen und Verordnungen dazu geführt, dass erneuerbare Energien aktuell einen Anteil von 16 Prozent am Bruttostromverbrauch und 9 Prozent am gesamten Primärenergieverbrauch in Deutschland aufweisen.[1] Dieses sind Teilerfolge zur Erreichung der für das Jahr 2012 vereinbarten CO_2-Minderungsziele von 12,5 Prozent der Treibhausgasemissionen zum Vergleichsjahr 1990, wie sie im Kyoto-Protokoll vom 16.02.2005 vereinbart wurden. Im Rahmen der Verhandlungen über ein neues Klimaabkommen erklärt sich Deutschland auf der UN-Klimakonferenz in Kopenhagen bereit, die CO_2-Emissionen bis 2050 um 80 Prozent

[1] Vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2008), Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2009a) und (2009b)

und mittelfristig (2020) um 20 Prozent bzw. wenn andere Länder vergleichbare Anstrengungen vornehmen um 30 Prozent zu senken, um die Erderwärmung um mehr als zwei Grad gegenüber der Zeit vor der Industrialisierung zu verhindern.[2]

Zur Erreichung dieser Ziele sind der weitere Ausbau erneuerbarer Energien sowie die energieträgerübergreifende Steigerung der Energieeffizienz von größter Bedeutung. Diese Einschätzung wurde durch die Aussage der Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel auf dem Vierten Ordentlichen Gewerkschaftskongress der IG Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) am 14. Februar 2009 in Hannover bekräftigt und wichtige Handlungsfelder zur Erreichung der Ziele identifiziert: "*Der Wärmemarkt außerhalb der Industrieproduktion ist eigentlich der große schlafende Riese, den man noch erschließen muss, wenn es um die Frage des Klimaschutzes geht*."[3]

Hierbei kann die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einen wichtigen Beitrag übernehmen. Durch den hohen Ausnutzungsgrad sowie den verbrauchsnahen Einsatz ist diese Form der Energiewandlung besonders effizient und für den Einsatz in der Wohnungswirtschaft sehr gut geeignet. Vertreter aus Forschung und Wissenschaft haben bereits 2006 in der achten Bullenseee-These, die durch die EWE AG herausgegeben wurde, postuliert, dass "*neben der zentralen Stromerzeugung und der Nutzung erneuerbarer Energien […] auch die dezentrale Stromerzeugung aus Kleinst-KWK-Anlagen an Bedeutung gewinnen […]*"[4] muss. Nach dem aktuellen KWKG soll mit einem Anteil von 25 Prozent des Gesamtstromverbrauchs in Zukunft ein großer Teil der elektrischen Energie nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung gewonnen werden.

Bei einem angestrebten Anteil von über 30 Prozent regenerativ erzeugter elektrischer Energie und einem damit rückläufigen Anteil elektrischer Energie aus zentralen, fossil befeuerten Großkraftwerken, bietet die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung den Vorteil der gesteuerten und planbaren Energiebereitstellung. Während die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schwer prognostizierbar und stark fluktuierend ist, kann der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gesteuert werden. Im Bereich der Hausenergieversorgung verfügen diese Anlagen über einen thermischen Pufferspeicher, der es ermöglicht den Anlagenbetrieb vom Bedarf zu entkoppeln. Damit bildet die Kraft-Wärme-Kopplung mit der Steuerbarkeit ein in Zukunft immer wichtigere Eigenschaft von Stromerzeugungsanlagen zur Wahrung des sicheren Betriebs der öffentlichen Stromversorgungssysteme.

[2] Vgl. Bundesregierung (2009)
[3] Siehe Merkel (2009), S. 13
[4] Siehe Luther et al. (2007), S. 24

1.2 Zielsetzung und Lösungsweg

In den weiteren Ausführungen der Bullensee-These wird konstatiert, dass "*der unkoordinierte Betrieb einer großen Anzahl von Mikro-KWK-Anlagen […] energiewirtschaftlich suboptimal [ist]. Daher sind technische, organisatorische und tarifliche Systeme und Produkte zu entwickeln, bei denen sich die Einspeisung am übergeordneten Strombedarf orientiert.*"[5] Diese Aussage wird durch Simulationen sowohl eines messtechnisch erfassten Niederspannungsnetzes sowie einer für Deutschland repräsentativen Gruppe von Wohngebäuden quantifiziert.

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse wird im Rahmen dieser Arbeit ein Algorithmus zur Steuerung dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der Hausenergieversorgung vorgestellt, welcher unter der Berücksichtigung der thermischen Bedarfsdeckung des Wohngebäudes den Betrieb an den Anforderungen des öffentlichen Versorgungsnetzes orientiert. Zur Erreichung dieses Ziels wird ein Verfahren entwickelt, welches auf Basis von thermischen Energiebedarfsprognosen die Betriebszeiten von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen planbar und durch die Nutzung eines thermischen Pufferspeichers steuerbar macht. Dabei wird versucht, die Netzlastfluktuationen im öffentlichen Versorgungsnetz zu reduzieren, indem der Betrieb der Mini-Blockheizkraftwerke (Mini-BHKW) durch eine vorausschauende Bewirtschaftung des Pufferspeichers von Zeiten niedriger in Zeiten hoher Netzlast verschoben wird. Die Gegenüberstellung der entwickelten Betriebsweise mit dem wärmegeführten Anlagenbetrieb wird den Vorteil des Verbundbetriebs anhand wesentlicher Netzkennzahlen darlegen.

Der technischen Beurteilung folgt eine energiewirtschaftliche Bewertung aus Sicht des Anlagenbetreibers. Diese Untersuchung dient dazu Anpassungen der aktuellen Fördersysteme zu entwickeln, um für die Ausrichtung des Anlagenbetriebs an einem übergeordneten Strombedarf Anreize zu schaffen. Darauf aufbauend werden Geschäftsmodelle auf Basis des Energieliefer-Contractings skizziert, welche die Etablierung des Verbundbetriebs in der Wohnungswirtschaft ermöglichen. Die Beurteilung dieses Energieliefer-Contractings erfolgt dabei aus der Sicht des Contractors sowie des Vermieters und der Mieter als Contracting-Nehmer. Die mit den Geschäftsmodellen entstehenden rechtlichen Hemmnisse werden aufgezeigt und Lösungsvorschläge aus der Literatur benannt.

[5] Siehe Bradke et al. (2006), S. 5, (6)

2 Ordnungspolitische Rahmenbedingungen

Der aktuelle ordnungspolitische Rahmen für die Energiewirtschaft ist stark geprägt durch den EU-Frühjahrsgipfel am 08./09. März 2007 in Brüssel. Auf diesem Treffen einigten sich die Vertreter der EU-Mitgliedstaaten auf verbindliche Ziele zur Reduktion des CO_2-Ausstosses, zum Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch sowie zur Energieeinsparung.[6] Dabei verständigten sich die Vertreter auf eine rasche Überführung der vereinbarten Klimaschutzziele in nationale, nachhaltig integrierte Energie- und Klimaprogramme. Die Umsetzung der Vereinbarungen erfolgte in Deutschland mit der Kabinettklausur am 23./24. August 2007 in Meseberg, bei der Eckpunkte für ein nationales integriertes Energie- und Klimaprogramm beschlossen wurden.

2.1 Integriertes Energie- und Klimaprogramm

Das Ziel des am 05. Dezember 2007 von der Bundesregierung verabschiedete Integrierten Energie- und Klimaprogramms besteht in der Überführung der internationalen Zielvereinbarungen in ein nationales Gesetzgebungs- und Maßnahmenprogramm. Hierbei gilt es, insbesondere die quantifizierbaren Ziele in nationalen Gesetzen zu verankern. Zu diesen Zielen zählen:[7]

- Reduzierung der Treibhausgasemissionen (CO_2) um 20 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 1990. Beteiligen sich auch andere Industrienationen aus Amerika und Asien an diesen Zielen, strebt die EU eine Reduzierung um 30 Prozent gegenüber 1990 an.
- Verbesserung der Energieeffizienz. Realisierung eines Energieverbrauchs im Jahr 2020, der 20 Prozent unter dem aktuell geschätzten Energieverbrauch für das Jahr 2020 liegt.
- Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 20 Prozent bis zum Jahr 2020.
- Erreichung eines Anteils von mindestens 10 Prozent Biokraftstoff am gesamten Kraftstoffverbrauch von Fahrzeugen in der EU.

Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm bildet ein Grundgerüst für eine nationale Klimapolitik, die versucht die gesteckten Klimaschutzziele in einem kontinuierlichen Prozess bis 2020 durch kosteneffiziente Maßnahmen zu realisieren. Hierbei stellt das Zieldreieck, bestehend aus Versorgungssicherheit,

[6] Vgl. Rat der Europäischen Union (2007)
[7] Vgl. Rat der Europäischen Union (2007)

Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit, die Grundlage dar.[8] Die Eckpunkte des Klimaprogramms dienen der Gestaltung neuer Verordnungen und Gesetze sowie der Novellierung bestehender Gesetzgebungen. So sind auf Basis des Integrierten Energie- und Klimaprogramms das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, das Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie die Energieeinsparverordnungen novelliert und beispielsweise das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz ins Leben gerufen worden. Die Neuartigkeit dieses integrierten Programms besteht darin, dass die weitgefassten Ziele des europäischen Rats in konkrete Gesetzgebungs- und Maßnahmenprogramme überführt werden, die trotz ihrer Heterogenität aufeinander abgestimmt sind und gemeinschaftlich einen Rahmen bieten, die gesteckten Ziele zum Klimaschutz zu erreichen. Die für den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung wesentlichen Gesetze und Verordnungen werden im Abschnitt 2.2 näher erläutert.

2.2 Energierechtliche Instrumente zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung

Die Kraft-Wärme-Kopplung wird aktuell durch verschiedene energierechtliche Instrumente gefördert bzw. ihr Einsatz in Wohnobjekten begünstigt. Allen voran steht hier das novellierte Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, welches die Förderung von KWK-Anlagen seit dem 01. Januar 2009 neu regelt. Zeitgleich ist ein Marktanreizprogramm für Mini-KWK-Anlagen, die Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen, aufgesetzt worden, welches die Investition in Mini-KWK-Anlagen einmalig durch einen Investitionszuschuss fördert. Ferner befasst sich auch das Energiesteuergesetz mit der besonderen Besteuerung von Erdgas für KWK-Anlagen. Indirekt nehmen auch das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz sowie die Energieeinsparverordnung Einfluss auf die Einsatzmöglichkeiten sowie die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen, indem durch diese Regelungen Rahmenbedingungen für den Einsatz von KWK-Anlagen tangiert werden.

Die wesentlichen Aussagen der Verordnungen und Gesetzgebungen für den hier fokussierten Einsatz von erdgasbetriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von weniger als 50 kW in Wohngebäuden sind im Folgenden dargestellt.

2.2.1 Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz

Das aktuelle Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) ist am 01. Januar 2009 in Kraft getreten und hat damit das KWKG vom 01. Januar 2004 abgelöst. Das Ziel des neuen KWKG ist die Erhöhung des Stroms aus KWK-Anlagen (KWK-Strom) auf 25 Prozent des Gesamtstromverbrauchs in Deutschland. Hierfür sind ein befristeter

[8] Vgl. Bundesregierung (2007)

Schutz, eine Förderung der Modernisierung sowie des Neubaus von KWK-Anlagen als auch eine Unterstützung zur Brennstoffzellen-Markteinführung und eine Förderung des Ausbaus von Wärmenetzen in diesem Gesetz verankert.[9] Als KWK-Anlagen gelten in diesem Sinne Anlagen, in denen Strom und Nutzwärme erzeugt werden.

Für den erzeugten KWK-Strom erhält der Anlagenbetreiber bei einer elektrischen Anlagenleistung von weniger als 50 kW für zehn Jahre nach Aufnahme des Dauerbetriebs einen Zuschlag in Höhe von 5,11 Cent pro Kilowattstunde, sofern die Anlage nicht unter die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetz fällt. Voraussetzung für die Gewährung des Zuschlags ist eine hocheffiziente KWK-Anlage. Dabei gilt eine Anlage als hocheffizient wenn durch die kombinierte Bereitstellung von Strom und Nutzwärme gegenüber der getrennten Energiebereitstellung Energieeinsparungen von mehr als 10 Prozent erzielt werden.[10] Ferner darf durch den Betrieb der KWK-Anlage eine bereits bestehende Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen nicht verdrängt werden.

Wird der KWK-Strom vollständig oder nur teilweise in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist, hat der Betreiber dieses Netzes den KWK-Strom vorrangig abzunehmen und mit dem KWK-Anlagenbetreiber einen Preis für den aufgenommenen KWK-Strom zu vereinbaren und zu bezahlen. Wird keine Einigung erzielt, ist der Netzbetreiber verpflichtet einen üblichen Preis zuzüglich Netznutzungsentgelten, die durch die dezentrale Einspeisung des KWK-Stroms vermieden werden, zu entrichten. Der übliche Preis entspricht dabei dem durchschnittlichen Grundlaststrom des vorangegangenen Quartals an der Strombörse EEX in Leipzig.[11]

2.2.2 Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen

Die Richtlinie zielt auf eine Unterstützung des KWKG ab und nennt als Hauptziel die Bildung von Investitionsanreizen zur Erhöhung des Absatzes von Mini-KWK-Anlagen im Wärmemarkt. Als Haupteinsatzgebiet wird hier die Erschließung des KWK-Potenzials im Bereich kleiner Objektversorgungen genannt.[12]

Förderwürdig sind Neuinstallationen von KWK-Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 50 kW. Antragsberechtigt sind hierbei folgende Personen:

[9] Vgl. KWKG (2008), § 1
[10] Vgl. Europäische Parlament und der Rat (2004), (11)
[11] Vgl. KWKG (2008), § 4, Abs. 3
[12] Vgl. Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen (2008), S. 1

- Privatpersonen
- freiberuflich Tätige
- kleine und mittlere privatgewerbliche Unternehmen sowie Energiedienstleister
- Unternehmen, an denen mehrheitlich Kommunen beteiligt sind, die zeitgleich den Schwellenwert der KMU nicht überschreiten
- Kommunen, kommunale Gebietskörperschaften sowie kommunale Zweckverbände
- gemeinnützige Investoren

Größere Energiedienstleistungsunternehmen sind nur antragsberechtigt, wenn der Auftraggeber antragsberechtigt ist und diese Eigentürmer, Pächter oder Mieter des Grundstücks bzw. das Energiedienstleistungsunternehmen vom Eigentümer, Mieter oder Pächter beauftrag ist.[13]

Unterschieden wird bei der Förderung in Basis- und Bonusförderung. Die Basisförderung wird gewährt, sofern die KWK-Anlage folgende Kriterien erfüllt:[14]

- Die Betriebsweise erfolgt wärmegeführt.
- Ein Vollwartungsvertrag kann für die Anlage abgeschlossen werden.
- Die KWK-Anlage liegt nicht in einem Fernwärmeversorgungsgebiet, welches primär durch KWK-Anlagen versorgt wird.
- Ein Stromzähler ist in der Anlage integriert.
- Die Grenzwerte der TA-Luft werden erfüllt.
- Die KWK-Anlage ist hocheffizient.
- Der Brennstoffausnutzungsgrad der Anlage ist größer 80 Prozent.

Die Bonusförderung wird hingegen nur gewährt, wenn die Grenzwerte für NOX und CO der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft) um mindestens 50 Prozent unterschritten werden.

Die Basis- und Bonusförderungen werden dabei als nicht rückzahlbarer Investitionszuschuss ausgezahlt, der sich an der installierten elektrischen Leistung der KWK-Anlage orientiert. Die Fördersumme ergibt sich aus den gestaffelten Zuschüssen, wie sie in Tabelle 2.1 und Tabelle 2.2 aufgeführt sind. Dabei wird die Gesamtfördersumme über die Fördersätze der Leistungsstufen kumuliert.

[13] Vgl. Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen (2008), S. 3
[14] Vgl. Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen (2008), S. 6

Tabelle 2.1: Basisförderung von KWK-Anlagen[15]

min. Leistung	max. Leistung	Förderbetrag kumuliert über die Leistungsstufen
> 0 kW	≤ 4 kW	1.550 €/kW
> 4 kW	≤ 6 kW	775 €/kW
> 6 kW	≤ 12 kW	250 €/kW
> 12 kW	≤ 25 kW	125 €/kW
> 25 kW	≤ 50 kW	50 €/kW

Tabelle 2.2: Bonusförderung von KWK-Anlagen[16]

min. Leistung	max. Leistung	Förderbetrag kumuliert über die Leistungsstufen
> 0 kW	≤ 12 kW	100 €/kW
> 12 kW	≤ 25 kW	50 €/kW

Die Fördersummen, wie sie sich aus der Basis- und Bonusförderung ergeben, werden bezogen auf die zu erwartenden Ausnutzungsdauer (VBh), dem Quotient der jährlichen KWK-Nettostromerzeugung und der maximalen KWK-Nettostromerzeugung im Auslegungszustand, anteilig gewährt (vgl. Abschnitt 3.1.1). Zur Bestimmung des Anteils gilt folgender formaler Zusammenhang:[17]

$$f(VBh) = \frac{VBh}{5000}; \quad 0 \leq VBh \leq 5000 \qquad 2.1$$

$$f(VBh) = 1; \qquad VBh > 5000 \qquad 2.2$$

Nur KWK-Anlagen mit einem Erwartungswert von 5.000 Vollbenutzungsstunden erhalten die, bezogen auf die Anlagengröße, volle Fördersumme. Alle anderen Anlagen erfahren eine proportionale Förderungskürzung.

Diese Richtlinie war zunächst bis zum 31. Dezember 2009 befristet, soll jedoch für das Jahr 2010 rückwirkend in gleicher oder ähnlicher Form verlängert werden.

[15] Vgl. Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen (2008), S. 7
[16] Vgl. Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen (2008), S. 7
[17] Vgl. Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen (2008), S. 8

2.2.3 Energiesteuergesetz, Stromsteuergesetz

Das Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 regelt die Besteuerung von Energieerzeugnissen im Steuergebiet der Bundesrepublik Deutschland. Die Energiesteuer für Erdgas beträgt aktuell 5,50 Euro pro Megawattstunde. Von dieser Steuer sind Betreiber von KWK-Anlagen befreit, wenn die gekoppelte Erzeugung von Kraft und Wärme in ortsfesten Anlagen mit einem Monats- oder Jahres-Brennstoffausnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent erfolgt.[18] Dabei bestimmt sich der Brennstoffausnutzungsgrad aus dem Quotient der Summe der genutzten thermischen und mechanischen Energie eines Kalenderjahres und der Summe der zugeführten Energie des Energieträgers (vgl. Kapitel 3.1.1).

Auch das Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 enthält Ausnahmeregelungen für die Besteuerung von dezentral erzeugtem Strom. Allgemein unterliegt elektrischer Strom im Bundesgebiet der einheitlichen Stromsteuer von 20,50 Euro pro Megawattstunde. Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und zugleich vom Betreiber selbst in räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht bzw. an Letztverbraucher räumlicher Näher weitergegeben wird, ist von der Stromsteuer befreit.[19] Damit ist KWK-Strom, der zur Eigenversorgung genutzt und nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird, von der Stromsteuer befreit.

2.3 Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz

Das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) vom 07. August 2008, welches am 01. Januar 2009 in Kraft getreten ist, hat zum Zweck die fossilen Energieträger zu schonen und so eine Unabhängigkeit von Energieimporten zu bewirken. Zusätzlich soll durch das Gesetz die Weiterentwicklung von Technologien zur Bereitstellung von Wärme aus Erneuerbaren Energien gefördert werden. Hierfür wird ein Anteil von 14 Prozent Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch zur Wärmeerzeugung bis zum Jahr 2020 angestrebt.[20]

Zur Nutzung Erneuerbarer Energien werden Eigentümer von Gebäuden mit einer Nutzfläche von mehr als 50 Quadratmetern verpflichtet, deren Gebäude neu errichtet und mit Energie beheizt oder klimatisiert werden. Für den Wohnbereich besteht einzig eine Ausnahme für Gebäude, die nach ihrer Bestimmung weniger als vier

[18] Vgl. EnergieStG (2006), § 53, Abs. 1, Nr. 2
[19] Vgl. StromStG (1999), § 9, Abs. 1, Nr. 3
[20] Vgl. EEWärmeG (2008), § 1

Monate im Jahr bewohnt sind. Eine Erweiterung dieser Pflicht auf Bestandsgebäude obliegt den Ländern.[21]

Zur Erfüllung der gesetzlichen Anforderungen können verschiedene Maßnahmen ergriffen werden, die auch untereinander kombinierbar sind:[22]

- Nutzung von Solarthermie: Mindestens 15 Prozent des Wärmeenergiebedarfs muss durch die Anlage bereitgestellt werden.
- Nutzung von gasförmiger Biomasse: Mindestens 30 Prozent des Wärmeenergiebedarfs muss durch eine Biogas betriebene KWK-Anlage zur Verfügung gestellt werden.
- Nutzung fester oder flüssiger Biomasse: Ein Anteil von 50 Prozent des Wärmeenergiebedarfs muss durch einen Heizkessel bzw. eine Feuerungsanlage bereitgestellt werden.
- Nutzung von Geothermie und Umweltwärme: 50 Prozent des Wärmeenergiebedarfs werden durch Wärmepumpen zur Verfügung gestellt.

Der gesetzlichen Pflicht kann ebenso durch Ersatzmaßnahmen nachgekommen werden. Hierzu bietet das EEWärmeG folgende Möglichkeiten:[23]

- Bereitstellung von mindestens 50 Prozent des Wärmeenergiebedarfs durch Abwärmenutzung
- Bereitstellung von mindestens 50 Prozent des Wärmeenergiebedarfs durch eine hocheffiziente KWK-Anlage
- Unterschreitung der aktuellen Energieeinsparverordnung um mindestens 15 Prozent
- Nutzung von Wärme aus einem Wärmeversorgungsnetz, wenn die Wärme zu einem wesentlichen Teil aus Erneuerbaren Energien, zu 50 Prozent aus KWK-Anlagen oder zu 50 Prozent aus Anlagen mit Abwärmenutzung stammt

Ausnahmen zur Entbindung der Wohnungseigentümer von der Pflicht des Gesetzes sind nur möglich, wenn öffentlich-rechtliche Pflichten gegen die Umsetzung sprechen oder die technische Realisierung als unmöglich erachtet wird.[24]

[21] Vgl. EEWärmeG, § 4
[22] Vgl. EEWärmeG, § 5
[23] Vgl. EEWärmeG, § 7
[24] Vgl. EEWärmeG, § 9

2.4 Energieeinsparverordnung

Die Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik in Gebäuden – kurz Energieeinsparverordnung (EnEV) – wurde erstmalig zum 01. Februar 2002 verabschiedet und hat damit die Wärmeschutzverordnung des Jahres 1995 sowie die Heizungsanlagenverordnung von 1998 abgelöst. Der neue Ansatz der EnEV gegenüber der Wärmeschutzverordnung besteht darin, dass Wärmeschutz und Anlagentechnik gemeinsam in einer Verordnung behandelt werden. Dieser Ansatz schlägt sich durch zwei in der Verordnung definierte Anforderungen an Wohngebäude nieder:[25]

- Der Jahresprimärenergiebedarf für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung darf den eines vergleichbaren Referenzgebäudes mit definierter technischer Ausführung nicht überschreiten.
- Die spezifischen, auf die wärmeübertragende Umfassungsfläche bezogenen Transmissionswärmeverluste des Wohngebäudes dürfen die gegebenen Referenzwerte nicht übersteigen.

Die Bestimmung des zulässigen Primärenergiebedarfs orientiert sich in den Energieeinsparverordnungen stets an Referenzgebäuden, die die Architektur, den Gebäudetyp, das Gebäudevolumen sowie die Gebäudenutzfläche berücksichtigen. Die Berechnung des Primärenergiebedarfs erfolgt dabei gemäß DIN V 18599:2007-02. Diese Regelungen gelten einzig für Neubauten. Sanierungen an Bestandswohngebäuden unterliegen nur dann den Regelungen der Energieeinsparverordnung wenn größere bauliche Änderungen an der Gebäudehülle vorgenommen werden.

Die mittleren zulässigen Heizenergiebedarfe für Neubauten von Wohngebäuden, wie sie sich aus den Wärmeschutzverordnungen sowie aus typischen Gebäudearchitekturen bei den Energieeinsparverordnungen ergeben, sind in Abbildung 2.1 dargestellt. Die Weiterentwicklung der Energieeinsparverordnung 2009 zum Jahr 2012 sieht im aktuellen Referentenentwurf eine weitere Senkung der maximal zulässigen Energiebedarfe um 30 Prozent vor.

[25] Vgl. EnEV (2009), § 3

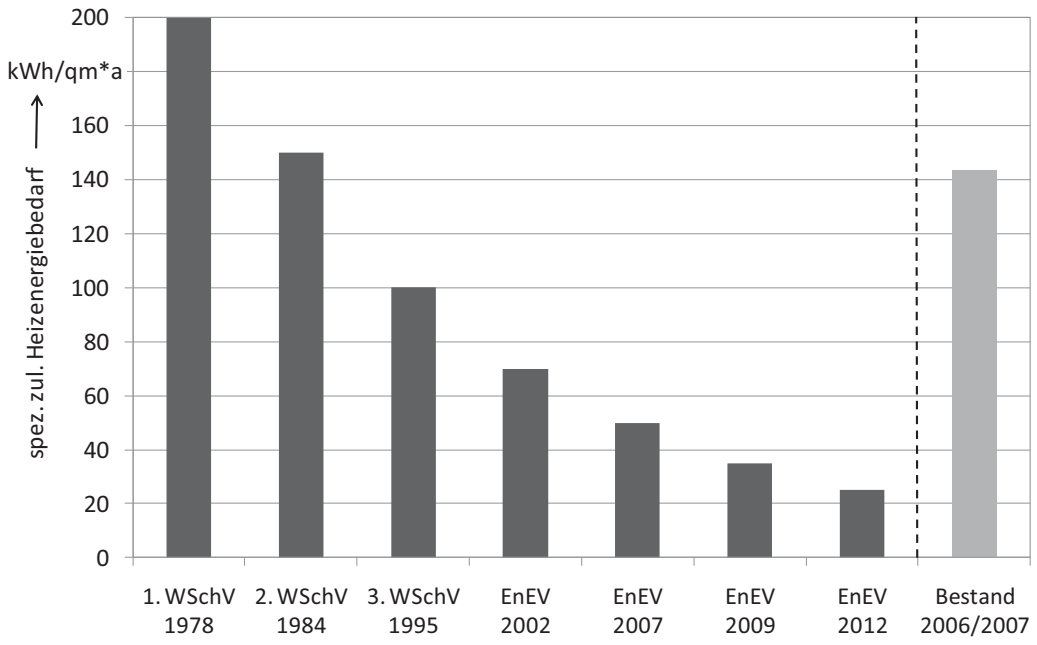


Abbildung 2.1: Entwicklung des spezifischen zulässigen Heizenergiebedarfs und dem aktuellen Bedarf im Bundesmittel[26, 27]

Während in der Energieeinsparverordnung 2002 Wohngebäude ausgenommen wurden, die mindestens 70 Prozent der Wärmeversorgung durch Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder erneuerbaren Energien beziehen, ist diese Ausnahmeregelung in der aktuell gültigen Verordnung nicht mehr enthalten.[28] Diese Regelung hat sich durch die Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz erübrigt (vgl. Kapitel 2.3).

Die Regelungen zum Einsatz von Heizungsanlagen sehen vor, dass Heizkessel auf Basis von flüssigen oder gasförmigen Primärenergieträgern, die vor dem 01. Oktober 1978 in Betrieb genommen wurden, nicht weiter betrieben werden dürfen, sofern es sich dabei nicht um Brennwert- oder Niedertemperaturkessel handelt. Weiterhin sind elektrische Speicherheizsysteme, die als ausschließliches Heizsystem eingesetzt werden, nicht mehr zulässig. Elektrische Speicherheizsysteme, die vor dem 01. Januar 1990 in Betrieb genommen wurden, müssen bis zum 31. Dezember 2019 außer Betrieb genommen werden, Speicherheizsysteme, die nach dem 31. Dezember 1989 in Betrieb gingen, sind nach spätestens 30 Betriebsjahren abzuschalten.

Mit der sukzessiven Reduzierung der zulässigen spezifischen Heizenergiebedarfe für neu zu errichtender Wohngebäude geht der Rückgang von Wärmesenken für den

[26] Vgl. Hegner (2007) und Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2009)
[27] Vgl. Techem AG (2008), S. 58
[28] Vgl. EnEV (2002), § 3, Nr. 3, Abs. 1

Betrieb von BHKW zur Hausenergieversorgung einher. Es ist langfristig mit einer starken Abnahme des spezifischen Energiebedarfs von aktuell 143 kWh/qm*a zu rechnen. Daher sind die Entwicklungen der Energieeinsparverordnungen bei der Bestimmung des Marktvolumens von Mini-BHKW für die Hausenergieversorgung in Deutschland mit zu berücksichtigen. Eine Beschreibung der Bedeutung von Mini-BHKW der Hausenergieversorgung für die öffentliche Energieversorgung wird im folgenden Kapitel erarbeitet.

3 Bedeutung von Mini-Blockheizkraftwerken für die Energieversorgung

Die Relevanz von Mini-Blockheizkraftwerken für die Hausenergieversorgung sowie für die öffentliche elektrische Energieversorgung wird stets sehr unterschiedlich bewertet. Auf Basis einer kurzen Darstellung der technischen Grundlagen von erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerken und der damit verbundenen energetischen Beschreibung folgt eine Abschätzung des Marktvolumens und des wirtschaftlichen Marktpotenzials von aktuell verfügbaren Mini-BHKW für die Hausenergieversorgung. Hiermit kann die Relevanz für die öffentliche, elektrische Energieversorgung abgeleitet werden. Die Beschreibungen der Auswirkungen eines Mini-BHKW auf die Stoff- und Energieströme in der Hausenergieversorgung sowie auf das elektrische Verteilungsnetz schließen das Kapitel ab und leiten über zur Idee einer netzorientierten Betriebsweise von BHKW der Hausenergieversorgung.

3.1 Technische Grundlagen

Die technischen Grundlagen von Mini-BHKW beschreiben die grundsätzliche Funktionsweise erdgasbetriebener Ottomotoren-BHKW, deren energietechnische Kennzahlen sowie die Grundsätze der hydraulischen Integration in das Gebäudeheizungssystem und der typischen Auslegungskriterien der Anlagen für eine Hausenergieversorgung.

3.1.1 Begriffsdefinitionen zur Beschreibung von Blockheizkraftwerken

Insbesondere zur Beschreibung der energietechnischen Zusammenhänge eines Blockheizkraftwerkes werden viele verschiedene Kennzahlen verwendet, die in der VDI Richtlinie 4661 bzw. 4608 definiert sind. Die für diese Arbeit wichtigen Definitionen werden im Folgenden kurz aufgeführt.

Wärmeleistung $\dot{Q}$[29]

Die Wärmeleistung beschreibt den Wärmestrom. Die mittlere Wärmeleistung berechnet sich aus dem Quotient der übertragenen Wärmemenge dQ und dem Zeitintervall dt der Übertragung.

$$\dot{Q} = \frac{dQ}{dt} \qquad 3.1$$

[29] Vgl. Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2003), 1.1.5.2

Ausnutzungsdauer T_{aN}[30]

Die Ausnutzungsdauer – auch unter dem Begriff Volllaststundenl bekannt – bestimmt sich aus dem Quotient der abgegebenen Energiemenge W bzw. Q und der Nennleistung der Anlage P_N bzw. $\dot{Q}_N$ in einem bestimmten Zeitabschnitt.

$$T_{aN} = \frac{W}{P_N}\,;\, T_{aN} = \frac{Q}{\dot{Q}_N} \qquad 3.2$$

Brennstoffausnutzungsgrad ω[31]

Das Verhältnis der erzeugten elektrischen Nettoleistung $P_{el,Netto}$ und der Nutzwärmeleistung $\dot{Q}_{Nutz}$ zur zugeführten Primärenergieleistung $\dot{Q}_{Primär}$, die sich aus dem Heizwert H_U und dem Brennstoffmassenstrom $\dot{m}_{Br}$ bestimmt, ist der Brennstoffausnutzungsgrad:

$$\omega = \frac{P_{el,Netto} + \dot{Q}_{Nutz}}{\dot{Q}_{Primär}} = \alpha + \beta \qquad 3.3$$

Stromkennzahl σ[32]

Der Verhältnis von elektrischer Leistung $P_{el,Netto}$ und Nutzwärmeleistung $\dot{Q}_{Nutz}$ kennzeichnet die Stromkennzahl von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen:

$$\sigma = \frac{P_{el,Netto}}{\dot{Q}_{Nutz}} \qquad 3.4$$

Stromausbeute β[33]

Die Stromausbeute von KWK-Anlagen wird in der Praxis häufig als elektrischer Wirkungsgrad bezeichnet. Er berechnet sich aus der elektrischen Nettoleistung $P_{el,Netto}$ und der zugeführten Primärenergieleistung $\dot{Q}_{Primär}$:

$$\beta = \frac{P_{el,Netto}}{\dot{Q}_{Primär}} \qquad 3.5$$

Wärmeausbeute α[34]

Die Wärmeausbeute wird analog zur Stromausbeute in der Praxis als thermischer Wirkungsgrad der KWK-Anlage benannt. Bestimmt wird die Wärmeausbeute aus dem Verhältnis der Nutzwärmeleistung $\dot{Q}_{Nutz}$ und der zugeführten Primärenergieleistung $\dot{Q}_{Primär}$:

[30] Vgl. Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2003), 1.4.10
[31] Vgl. Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2003), 1.5.6.1
[32] Vgl. Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2003), 5.6.2
[33] Vgl. Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2003), 1.5.6.3
[34] Vgl. Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2003), 1.5.6.4

$$\alpha = \frac{\dot{Q}_{Nutz}}{\dot{Q}_{Primär}} \qquad 3.6$$

Anhand der hier dargestellten Kennzahlen können KWK-Anlagen energetisch gut beschrieben und mit alternativen Energieversorgungskonzepten verglichen werden.

3.1.2 Funktionsweise von Blockheizkraftwerken

BHKW arbeiten nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung. Diese wandeln auf Basis eines thermodynamischen Prozesses aus einer Primärenergie über mechanische Energie thermische Energie. Dabei wird aus der mechanischen Energie im Weiteren elektrische Energie gewandelt. Der Begriff *Blockheizkraftwerke* ist auf die kompakte Bauweise der KWK-Anlage zurückzuführen.[35] Neben der Wandlung mechanischer in elektrische Energie durch Ottomotoren, Dampfmaschinen, Stirlingmotoren oder Mikrogasturbinen wird auch der elektrochemische Wandlungsprozess eines Brennstoffzellenheizgeräts der Kraft-Wärme-Kopplung zugerechnet.[36]

Die Verbrennungskraftmaschinen für Motoren-BHKW stammen aus der Personenkraftwagen-, Lastkraftwagen- oder Schiffsmotorenproduktion. Hierbei wird zwischen Gasottomotoren, Dieselmotoren und Dieselgasmotoren unterschieden, wobei sich der Gasottomotor für Blockheizkraftwerke durchgesetzt hat, da er mit Erdgas am umweltfreundlichsten betrieben werden kann.[37]

Die Funktionsweise eines BHKW ist der Abbildung 3.1 zu entnehmen. Durch den Motor wird ein Generator betrieben, welcher die mechanische Energie in elektrische Energie umwandelt. Von einer Leistungselektronik gesteuert wird über zwei Plattenwärmetauscher die thermische Energie zum einen dem Abgasstrom und zum anderen dem Kühlwasser entzogen. Die dabei gewonnene Wärmeenergie wird beispielsweise in das Heizungssystem eines Wohngebäudes geführt. Mit der Brennstoffzuführung wird das für den Prozess benötigte Erdgas zum Motor gefördert. Die Abgasführung dient der Abfuhr der Rückstände des Reaktionsgemisches.

[35] Vgl. Schmitz/Schaumann (2005), S. 6
[36] Vgl. Pehnt/Fischer (2006), S. 3, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2007), S. 9ff
[37] Vgl. Suttor (2006), S. 54

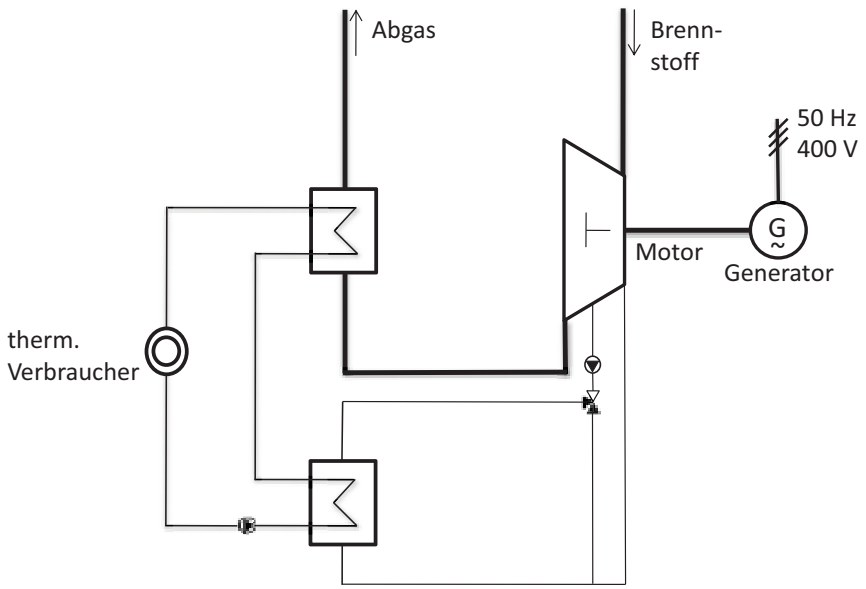


Abbildung 3.1: Schematischer Aufbau eines Gasottomotor-BHKW[38]

3.1.3 Energetische Kennzahlen eines Mini-Blockheizkraftwerkes

Energetische Kennzahlen von Blockheizkraftwerken variieren stark mit der Leistungsklasse der Anlage. Aufgrund dessen soll in diesem Abschnitt eine Fokussierung auf Mini-Blockheizkraftwerke erfolgen. Die Leistungsklasse "Mini-Blockheizkraftwerk" wird in der Literatur häufig verwendet, wenngleich sie nicht eindeutig definiert ist. Gemein haben die Beschreibungen, dass sie sich auf die installierte elektrische Leistung der Anlage $P_{el,Netto}$ beziehen. In der Richtline 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates wird eine Definition von KWK-Anlagen vorgenommen. Hier werden Anlagen mit einer elektrischen Leistung von maximal 500 kW als KWK-Kleinstanlagen und Anlagen mit einer Leistung von weniger als 1 MW als KWK-Kleinanlagen bezeichnet.[39] In der aktuelleren Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen heißt es hingegen in der Beschreibung des Förderziels „*den Absatz von Mini-KWK-Anlagen im Leistungsbereich bis 50 kW im Wärmemarkt durch Investitionsanreize zu stärken.*“[40] Damit ist erstmalig der Begriff der Mini-KWK-Anlage in einer Verordnung verwendet worden und lässt erahnen, dass Mini-KWK-Anlagen über eine elektrische Leistungen von bis zu 50 kW verfügen können. Die hier getroffene Leistungsgrenze zur Beschreibung von Mini-BHKW lehnt sich sowohl an die oben zitierte Richtlinie als auch an das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz an. In diesem ändert sich die Förderhöhe erstmalig bei einer Leistung größer 50 kW, so dass diese Leistungsklassenbeschreibung in der hier vorliegenden Arbeit als Grundlage für den Begriff „Mini-BHKW“ bzw. „Mini-KWK-Anlage“ gewählt wird.

[38] Vgl. Schmitz/Schaumann (2005), S. 11
[39] Vgl. Europäische Parlament und Rat (2004), Artikel 3, Abs. m), n)
[40] Siehe Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen (2008), S. 1

Am Markt erhältliche Mini-BHKW auf Basis von Erdgasmotoren verfügen über eine elektrische Leistung von mindestens 3 kW. Den größten auf die Anlagenanzahl bezogenen Marktanteil an Mini-BHKW haben Geräte mit einer elektrischen Leistung $P_{el,Netto}$ von ca. 5 kW.[41] Aus diesem Grund erfolgt die weitere Diskussion der energetischen Kennzahlen von Mini-BHKW in Anlehnung an KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von ca. 5 kW.

Die Nennwärmeleistung $\dot{Q}_N$ dieser Anlagen beträgt 12 – 13 kW.[42] Die benötigte Primärenergieleistung $\dot{Q}_{Primär}$ beläuft sich dabei auf 19,0 – 20,5 kW. Der Brennstoffausnutzungsgrad ω beträgt ca. 90 Prozent. Dieser Ausnutzungsgrad teilt sich dabei in eine Stromausbeute β von 26 – 31 Prozent und in eine Wärmeausbeute α von 60 – 65 Prozent auf.[43] Das Verhältnis der Stromausbeute zur Wärmeausbeute beschreibt die Stromkennzahl σ, die sich bei oben genannten Werten auf ca. 0,4 beläuft.[44]

Vergleicht man diese energetischen Kennzahlen mit der getrennten Energiebereitstellung, stellt man fest, dass die Strom- als auch die Wärmeausbeute deutlich niedriger sind als in Energiewandlungssystemen, die Strom und Wärme getrennt erzeugen. Während die mittlere Stromausbeute der Wärmekraftwerke in Deutschland 39 Prozent beträgt, verfügen heute am Markt erhältliche erdgasbetriebene Heizgeräte ohne Brennwerttechnik Wärmeausbeutegrade von bis zu 93 Prozent.[45] Um die Energieeffizienz einer KWK-Anlage mit der einer getrennten Energiewandlung gegenüberzustellen, ist daher der Vergleich des Energieeinsatzes bei getrennter und gekoppelter Energiewandlung erforderlich. Bei gekoppelter Energiewandlung besteht aufgrund der schlechteren Wärmeausbeute ein höherer Primärenergiebedarf zur Bereitstellung der gleichen Wärmemenge. Interpretiert man die Differenz des Primärenergiebedarfs als Primärenergiebedarf zur Bereitstellung der elektrischen Energie einer KWK-Anlage, so kann hierfür eine fiktive Stromausbeute β'_{BHKW} bestimmt werden. Ist diese fiktive Stromausbeute größer als der mittlere Wirkungsgrad der allgemeinen Strombereitstellung, wandelt die KWK-Anlage die Primärenergie effizienter in Strom und Wärme als die getrennten Energiewandler.

[41] Vgl. Mühlstein (2009), S. 17
[42] Zugrunde gelegt sind hier Anlagen ohne Brennwerttechnik.
[43] Vgl. ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2005), S. 7
[44] Vgl. Powerplus Technologies GmbH (2009), Senertec Kraft-Wärme-Energiesysteme GmbH (2009)
[45] Vgl. Europäische Kommission (2007); S. 2 und EnergieAgentur NRW (2009), Pkt. 2.2

Wendet man diesen Ansatz zum Vergleich der Systeme auf die oben beschriebenen energetischen Kennzahlen an, so ergibt sich folgende fiktiver Stromausbeute β'_{BHKW} für Mini-BHKW:

$$\beta'_{BHKW} = \frac{P_{el,BHKW}}{\Delta \dot{Q}_{\text{Primär}}} \qquad 3.7$$

$$\beta'_{BHKW} = \frac{\dot{Q}_{Primär,BHKW} * \beta_{BHKW}}{\dot{Q}_{Primär,BHKW} - \dot{Q}_{Primär,Heizkessel}} \qquad 3.8$$

$$\beta'_{BHKW} = \frac{\dot{Q}_N * \frac{\beta_{BHKW}}{\alpha_{BHKW}}}{\dot{Q}_N * \frac{1}{\alpha_{BHKW}} - \dot{Q}_N * \frac{1}{\alpha_{Heizkessel}}} \qquad 3.9$$

$$\beta'_{BHKW} = \frac{\frac{\beta_{BHKW}}{\alpha_{BHKW}}}{\frac{1}{\alpha_{BHKW}} - \frac{1}{\alpha_{Heizkessel}}} \qquad 3.10$$

$$\beta'_{BHKW} = \frac{\beta_{BHKW} * \alpha_{Heizkessel}}{\alpha_{Heizkessel} - \alpha_{BHKW}} \qquad 3.11$$

$$\beta'_{BHKW} = \frac{0{,}25 * 0{,}93}{0{,}93 - 0{,}65} = 0{,}83$$

Die Berechnung zeigt, dass 83 Prozent des zusätzlich benötigten Primärenergieträgers Erdgas in elektrische Energie gewandelt wird. Diese fiktive Stromausbeute ist deutlich größer als die des deutschen Wärmekraftwerksparks mit 39 Prozent. Damit erweist sich die hier analysierte Gruppe von KWK-Anlagen als effizienter.

3.1.4 Integration in die Hausenergieversorgung

Die Integration von Mini-BHKW in die Hausenergieversorgung kann auf verschiedene Weise erfolgen. Hierzu hat die Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE) einen Leitfaden für die hydraulische, regelungstechnische und elektrische Einbindung veröffentlicht.[46] Aus diesem sollen im Folgenden die wichtigsten Varianten der hydraulischen Einbindung von KWK-Anlagen in die Hausenergieversorgung vorgestellt werden.

[46] Vgl. ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2007)

Die ASUE unterscheidet insgesamt sieben verschiedene Verfahren zur hydraulischen Einbindung von KWK-Anlagen in bestehende Heizungssysteme in Abhängigkeit der Heizungstechnik. Da der Einsatz von KWK-Anlagen zur Heizungsunterstützung insbesondere dann große Primärenergieeinsparungen bewirkt, wenn die bestehende Heizung über keine Brennwerttechnik verfügt, werden im Folgenden Varianten, die die Besonderheiten der Brennwerttechnik und der Niedertemperaturkessel berücksichtigen, vernachlässigt.

Die einfachste Einbindung eines BHKW erfolgt durch Anhebung der Rücklauftemperatur durch das BHKW. Die Wärmeleistung des BHKW wird durch eine Pumpe an den Heizkreis übertragen. Solange Trinkwarmwasser-erwärmungsbedarf bzw. Heizwärmebedarf besteht, werden die Pumpe am BHKW sowie die Umwälzpumpen der beiden Heizkreise betrieben. (vgl. Abbildung 3.2).

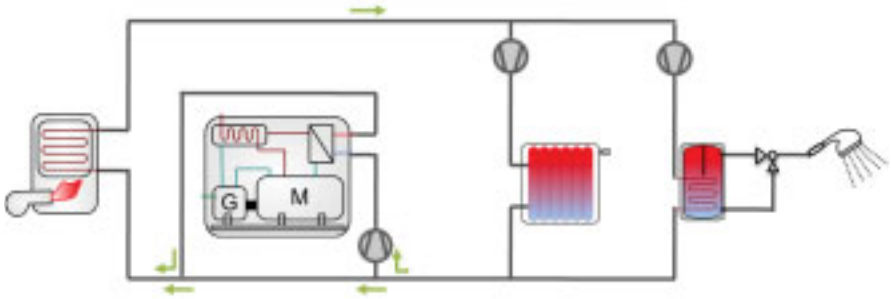


Abbildung 3.2: Anhebung der Rücklauftemperatur durch eine BHKW-Anlage[47]

Erweitert man diese Variante um einen Pufferspeicher zur Entkopplung der BHKW-Betriebszeiten vom Wärmebedarf, so kann in Zeiten geringen thermischen Bedarfs der Pufferspeicher durch das BHKW mit Wärmeenergie beladen werden. Der Heizkessel kann in dieser Phase ausgeschaltet bleiben. Regelungstechnisch wird im Falle eines Wärmebedarfs zunächst thermische Energie dem Pufferspeicher entnommen, so dass Speicherkapazität für einen BHKW-Betrieb geschaffen wird. Erst wenn die Vorlauftemperatur nicht gehalten werden kann, wird der Heizkessel zur Unterstützung hinzu geschaltet. Diese Art der Regelung sichert die größtmögliche Nutzung des BHKW. Der Vorlauf des Heizkessels ist dabei direkt und nicht über den Pufferspeicher mit dem Heizkreis verbunden (vgl. Abbildung 3.3). So wird eine Beladung des Pufferspeichers durch den Heizkessel und damit eine Verdrängung von BHKW-Laufzeiten vermieden.

[47] Vgl. ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2007), S. 7

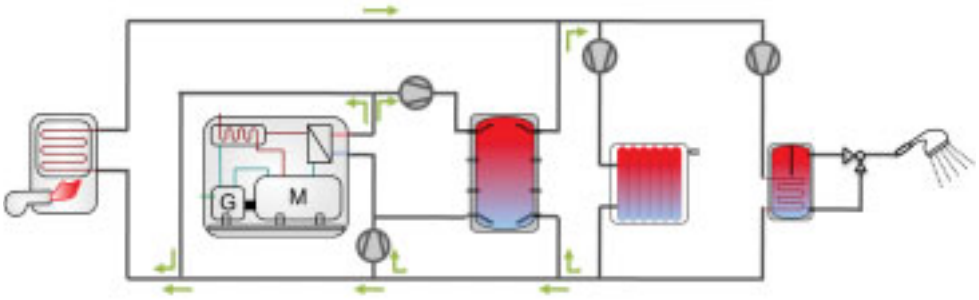


Abbildung 3.3: Rücklauftemperaturanhebung durch eine BHKW-Anlage mit Pufferspeicher[48]

Die oben dargestellte hydraulische Einbindung eines BHKW mit Pufferspeicher in ein Heizungssystem kann durch leichte Modifikationen regelungstechnisch noch vereinfacht werden. Dieses wird erzielt, indem der Vorlauf des Pufferspeichers mit dem Heizkessel direkt verbunden ist, so dass automatisch bei Absinken der Vorlauftemperatur der Heizkessel unterstützend eingeschaltet wird (vgl. Abbildung 3.4).

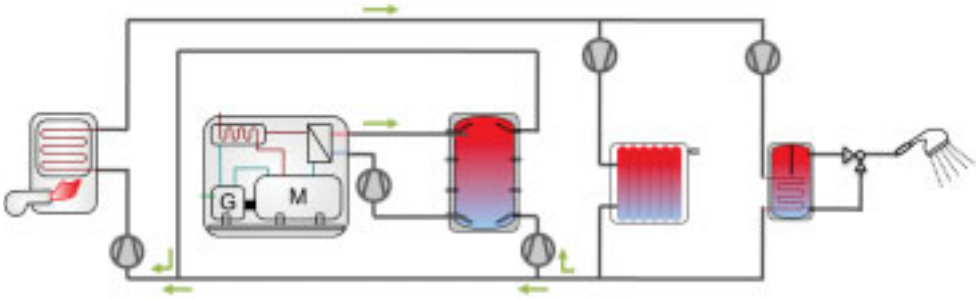


Abbildung 3.4: Indirekte Einbindung einer BHKW-Anlage über einen Pufferspeicher[49]

In den meisten Fällen erfolgt die hydraulische Einbindung von BHKW-Anlagen in Heizungssysteme von Ein- und Mehrfamilienhäusern mit einem Pufferspeicher. Grund dafür sind die stark fluktuierenden thermischen Verbrauchslastgänge, die durch Integration eines Pufferspeichers besser mit einer BHKW-Anlage gedeckt werden können. Aufgrund der hydraulisch einfachen Realisierung findet sich in der Praxis am häufigsten die indirekte Einbindung von BHKW-Anlagen über den Pufferspeicher wieder.

Im nachfolgenden Kapitel wird basierend auf der hydraulischen Integration einer BHKW-Anlage mit Pufferspeicher die Dimensionierung für Mehrfamilienhäuser beschrieben.

[48] Vgl. ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2007), S. 9
[49] Vgl. ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2007), S. 13

3.1.5 Dimensionierung von BHKW-Systemen zur Hausenergieversorgung

Die Dimensionierung von BHKW-Anlagen zur Hausenergieversorgung kann auf zwei unterschiedlichen Grundsätzen basieren. Wird die BHKW-Anlage als einziges Heizungssystem eingesetzt – monovalent betrieben – so richtet sich die Nutzwärmeleistung der Anlage nach dem maximal zu erwartenden thermischen Energiebedarf, der in der jeweiligen Klimazone unter Berücksichtigung der Personenzahl sowie der Wärmedämmung des Hauses auftreten kann. In dieser (seltenen) Auslegungsvariante erreicht die BHKW-Anlage nur eine sehr geringe Ausnutzungsdauer. Der Grund dafür wird in der thermischen Jahresdauerlinie eines Mehrfamilienhauses deutlich (vgl. Abbildung 3.5). Das Verhältnis des thermischen Jahresenergiebedarfs zur maximal benötigten Wärmeleistung ist wegen der hohen Fluktuation sehr gering, so dass die Anlage nur einen sehr geringen Teil des Jahres voll betrieben werden kann.

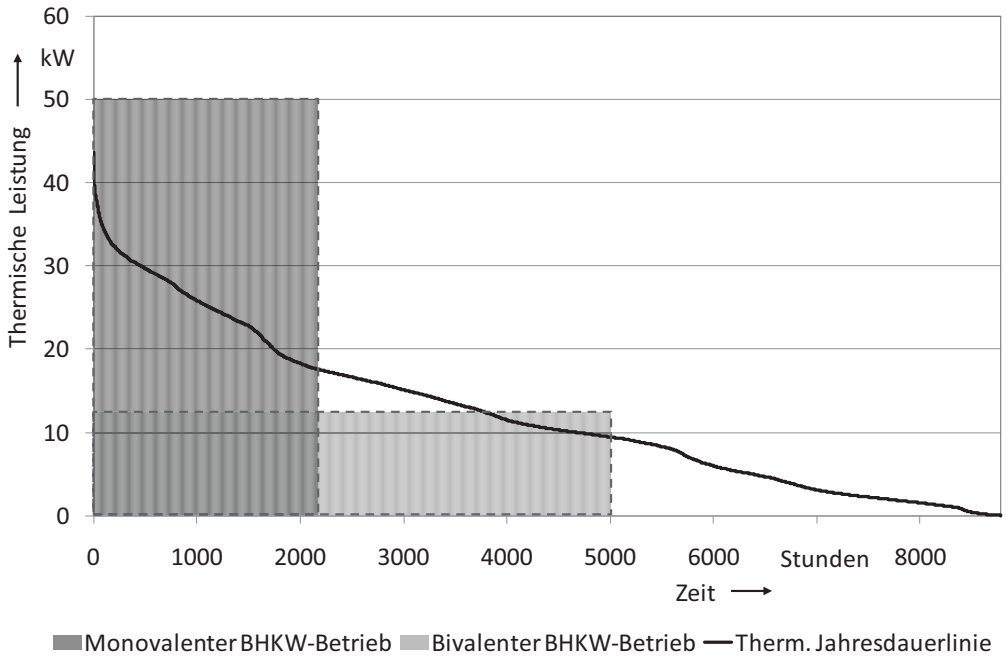


Abbildung 3.5: Thermische Jahresdauerlinie eines Mehrfamilienhauses[50]

Die häufigste Auslegungsvariante basiert auf der Erweiterung einer Heizungsanlage durch ein BHKW-System. Diese bivalente Auslegung erlaubt, dass das BHKW nur zur thermischen Grundlastversorgung eingesetzt wird und so eine höhere Ausnutzungsdauer erreicht. Spitzenlasten werden in diesem Fall durch die bestehende Heizungsanlage oder einen Spitzenlastkessel gedeckt. In den meisten

[50] Die Jahresdauerlinie basiert auf einem Mehrfamilienhaus mit acht Wohneinheiten, einer Grundfläche von 667 Quadratmetern und einem spezifischen thermischen Energiebedarf von 230 kWh/qm*a.

Fällen verfügt der Spitzenlastkessel über eine Leistung, die mindestens der maximal zu erwartenden thermischen Spitzenlast entspricht, so dass der Ausfall des BHKW zu jeder Zeit kompensiert werden kann. Damit erfolgt die Dimensionierung des BHKW-Systems nicht mehr allein nach technischen Bemessungsgrößen, sondern zudem auch nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Aufgrund der vielen Einflussparameter auf die Wirtschaftlichkeit haben sich Richtwerte zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von BHKW-Systemen für verschiedene Anwendungsfälle etabliert. Die häufigste Bemessungsgröße in der Literatur sind die Ausnutzungsdauer bzw. die Volllaststunden des BHKW. Hier werden als Richtwert 4.000 bis 5.000 Stunden pro Jahr empfohlen.[51] Diese Angabe erfordert jedoch die Kenntnis über das thermische Bedarfsprofil, um hier eine konkrete Abschätzung vornehmen zu können.

Für eine grobe Kalkulation hat sich in der Literatur eine weitere Bemessungsgröße etabliert, die sich auf die maximale thermische Last des zu versorgenden Objektes bezieht. Anhand von typischen thermischen und elektrischen Lastprofilen lassen sich Quotienten von empfohlener BHKW-Nutzwärmeleistung und maximalem thermischen Energiebedarf ableiten. Für Mehrfamilienhäuser wird der Quotient häufig mit 8 – 30 Prozent angegeben (vgl. Tabelle 3.1).

Tabelle 3.1: Anteil des BHKW am maximalen thermischen Energiebedarf[52]

Gebäudekategorie	Anteil der BHKW-Nutzwärmeleistung am maximalen thermischen Energiebedarf
Wohnhochhäuser	8 – 30 Prozent
Reihenhäuser	8 – 20 Prozent
Wohnblocks (3 bis 5 Geschosse)	8 – 20 Prozent
Hotels	13 – 35 Prozent
Krankenhäuser	15- 40 Prozent
Hallenbäder	15 – 40 Prozent
Schulen	10 – 30 Prozent
Bürogebäude	5 – 15 Prozent
Kaufhäuser	10 – 30 Prozent

[51] Vgl. Schulz (2007), S. 12
[52] Vgl. Suttor (2006), S. 121

Ausgehend von der in Abbildung 3.5 dargestellten thermischen Jahresdauerlinie ergibt sich für eine Ausnutzungsdauer von 5.000 Stunden im Jahr ein Quotient aus BHKW-Nutzwärmeleistung und maximalem thermischen Energiebedarf von 29 Prozent.

Die folgenden Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit von BHKW-Anlagen sowie zu ihrem wirtschaftlichen Marktpotenzial werden nicht auf oben dargestellten Abschätzungen erfolgen, sondern basieren auf exakten Simulationen. Die hier skizzierten Richtgrößen zur Dimensionierung von BHKW-Anlagen dienen vielmehr der Orientierung und Einschätzung. Sie ersetzen keine explizite Simulation.

3.2 Marktkapazität und Marktpotenzial von Mini-BHKW zur Hausenergieversorgung

Um die Bedeutung von Mini-BHKW in der Wohnungswirtschaft darzustellen, bietet sich eine Analyse der Marktkennzahlen dieses Marktsegmentes an. Hierzu werden zunächst wesentliche Marktkennzahlen vorgestellt und diese im Anschluss für das Marktsegment der erdgasbetriebenen Mini-BHKW in der Wohnungswirtschaft analysiert.

3.2.1 Definition wesentlicher Marktkennzahlen

Marktkennzahlen stammen aus dem Bereich des Marketings und sind klar definierte Kennzahlen zur Beschreibung vorhandener oder geschätzter Werte eines Marktes bezogen auf ein ausgewähltes Produkt oder eine ausgewählte Produktgruppe.

Die Basisgröße ist dabei die Marktkapazität. Sie beschreibt die absolute Aufnahmefähigkeit des betrachteten Marktes ohne Berücksichtigung der Kaufkraft der Marktteilnehmer. Die Marktkapazität bestimmt sich aus dem Produkt der Zahl aller möglichen Bedarfsträger und der durchschnittlichen Anzahl je Bedarfsträger.[53]

Das Marktpotenzial hingegen stellt eine Teilmenge der Marktkapazität dar. Bei der Bestimmung des Marktpotenzials wird die Kaufkraft der Marktteilnehmer berücksichtigt. Wird der Produktpreis infinitesimal klein gewählt, entspricht das Marktpotenzial der Marktkapazität.[54]

Zur Beschreibung des aktuellen Marktzustandes wird häufig das Marktvolumen verwendet. Es gibt die realisierte Absatzmenge eines Produktes oder einer Produktgruppe in einem bestimmten Zeitraum an. Anhand dieses Wertes kann zum einen ein betreffendes Unternehmen den eigenen Marktanteil als Quotient der

[53] Vgl. Fritz/von der Oelsnitz (2001), S. 87
[54] Vgl. Kuß/Kleinaltenkamp (2009), S. 41

eigenen Absatzmenge (Absatzvolumen) und dem Marktvolumen bestimmen, zum anderen kann hierdurch die Marktsättigung beschrieben werden. Sie wird durch den Quotient des Marktvolumens und des Marktpotenzials errechnet.[55]

Neben den hier dargestellten mengenmäßigen Marktkennzahlen bestehen auch vergleichbare Kennzahlen, die eine wertmäßige Beschreibung des Marktes vornehmen. Diese sollen jedoch hier nicht weiter analysiert werden.

Die hier beschriebenen Marktkennzahlen werden im Folgenden für die Produktgruppe der erdgasbetriebenen Mini-BHKW erarbeitet.

3.2.2 Marktkapazität von erdgasbetriebenen Mini-BHKW zur Hausenergieversorgung

Die Marktkapazität für erdgasbetriebene Mini-BHKW in Wohnobjekten wird maßgeblich durch die Anzahl der technisch möglichen Aufstellungsorte bestimmt. Grundsätzlich muss bei der Bestimmung der Aufstellungsorte zwischen Wohneinheit (WE) und Wohngebäude (WG) unterschieden werden. Während die Wohneinheit eine Wohnung für eine oder mehrere Personen darstellt, ist das Wohngebäude das Gebäude, indem eine oder mehrere Wohneinheiten untergebracht sind. Als potenzielle Standorte für Mini-BHKW werden nur Wohngebäude angenommen, nicht einzelne Wohneinheiten. Da in Wohngebäuden mit einer großen Zahl an Wohneinheiten die Integration von zwei Mini-BHKW sinnvoll erscheinen kann, ist bei der Betrachtung des Marktpotenzials jedes Wohngebäude, welches sich technisch für den erdgasbetriebenen BHKW-Einsatz eignet, mit zwei potenziellen BHKW-Standorten im Marktpotenzial berücksichtigt. Eine Bündelung von mehr als zwei BHKW erscheint nicht sinnvoll, da in diesem Fall sich der Einsatz eines BHKW höherer Leistung anbietet.

Als Basis der Marktkapazität wird der aktuelle Wohngebäudebestand in Deutschland gewählt. Dieser liegt nach aktuellen Erhebungen des Statistischen Bundesamtes bei 17,7 Mio. Gebäuden.[56] Dabei stieg der Wohngebäudebestand in den letzten 15 Jahren im Durchschnitt jährlich um ca. 1,1 Prozent.

Die Marktkapazität stellt dabei nur eine Teilmenge des gesamten Wohngebäudebestands dar. Gebäude, die über einen Fernheizungsanschluss verfügen, werden nicht der Marktkapazität zugerechnet, da ein Mini-BHKW-Einsatz hier weder ökologisch noch ökonomisch sinnvoll erscheint (vgl. Abschnitt 2.2). Zur Analyse des aktuellen Heizungsbestands in deutschen Wohneinheiten wird nach

[55] Vgl. Fritz/von der Oelsnitz (2001), S. 88
[56] Vgl. Statistisches Bundesamt (2008c), S. 11

Etagenheizungen, Einzel- und Mehrraumöfen, Fernheizungen sowie Block-/Zentralheizungen differenziert. Dabei zeigt sich, dass über 70 Prozent aller Wohneinheiten über eine Block-/Zentralheizung verfügen. 13 Prozent aller Wohneinheiten besitzen eine Objektversorgung auf Basis von Fernwärme (vgl. Abbildung 3.6).[57]

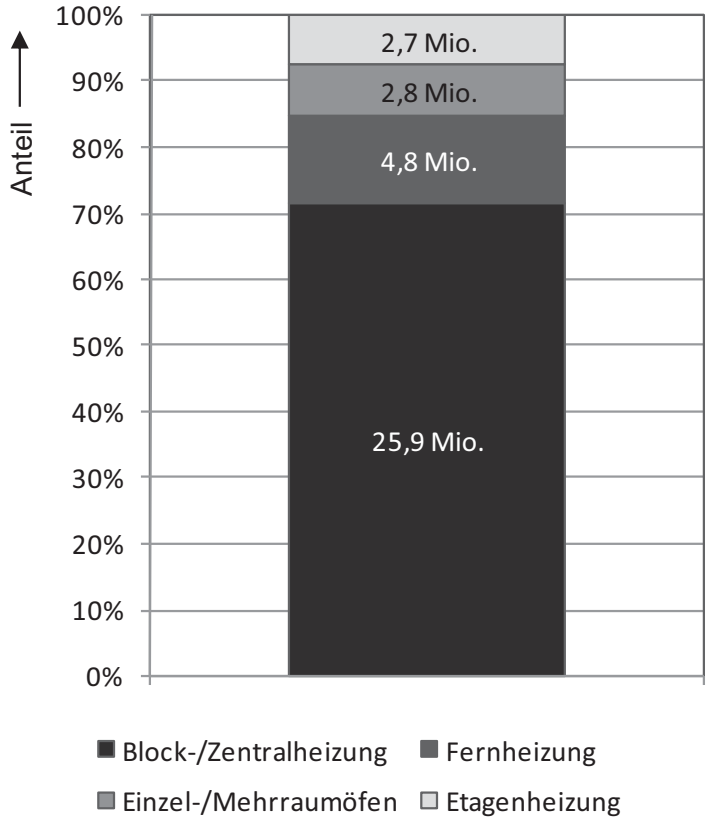


Abbildung 3.6: Heizungsbestand deutscher Wohneinheiten[58]

Hieraus ergibt sich, dass insgesamt 31,4 Mio. Wohneinheiten als Basis für die Bestimmung der Marktkapazität zugrunde gelegt werden können. Dieser Gruppe sind die Gebäude abzuziehen, die über keinen Erdgasabschluss verfügen. In diesen Gebäuden ist ohne erheblichen Mehraufwand kein Betrieb eines erdgasbetriebenen BHKW möglich, so dass diese Gebäude nicht der Marktkapazität zugerechnet werden können.

Da keine bundesweite Statistik über Erdgasanschlüsse vorliegt, wird diese Kennzahl über die primär verwendete Energieart abgeleitet (Abbildung 3.7). Daraus lässt sich

[57] Die Gesamtheit der hier erfassten 36,2 Mio. Wohneinheiten sind die aktuell bewohnten Wohneinheiten. Weitere 3,2 Mio. Wohneinheiten stehen derzeit leer.
[58] Vgl. Statistisches Bundesamt (2006), S. 60f

folgern, dass 17,6 Mio. Wohneinheiten primär Erdgas als Energieträger verwenden und so der Marktkapazität zugerechnet werden können.

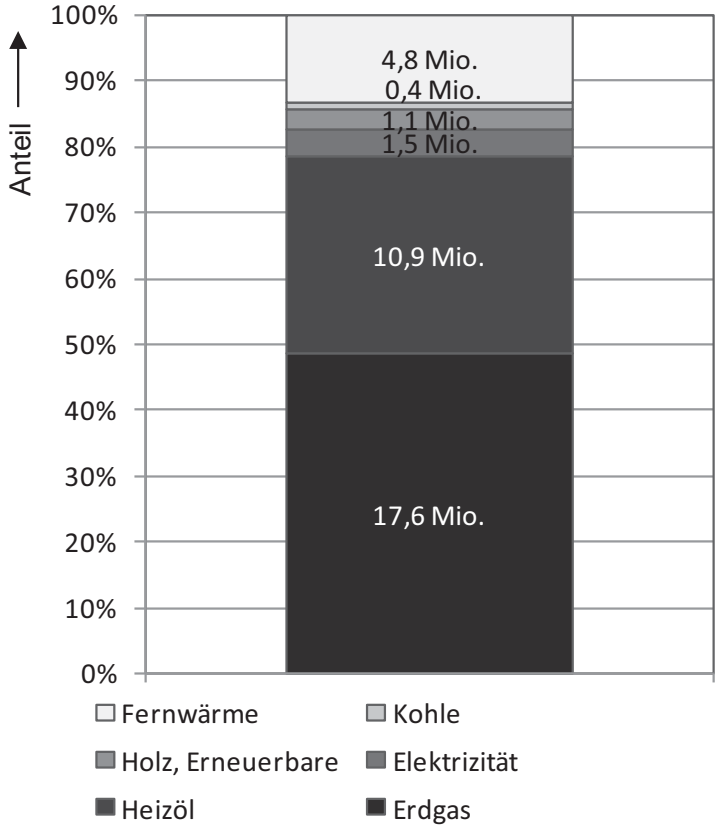


Abbildung 3.7: Aufteilung der Wohneinheiten nach überwiegend verwendeter Energieart[59]

Zur Bestimmung der Marktkapazität sind die diskutierten statistischen Kennzahlen der Hausenergieversorgung zusammenzuführen. Allgemein kann dabei die Grundgesamtheit aller Gebäude durch die oben aufgeführten Restriktionen sukzessive auf die reale Marktkapazität reduziert werden. Die Grundgesamtheit bildet dabei der Wohngebäudebestand mit 17,7 Mio. Gebäuden und insgesamt 36,2 Mio. bewohnter Wohneinheiten. Von dieser Zahl sind die bewohnten Wohneinheiten mit Fernheizung abzuziehen. Damit verbleiben 31,4 Mio. Wohneinheiten mit einem dezentralen Heizungssystem.[60] Von diesen Wohneinheiten werden 17,6 Mio. Einheiten auf Basis des Energieträgers Erdgas versorgt. Diese Wohneinheiten stellen damit die Betrachtungsebene der Marktkapazität dar. Die Anzahl der erdgasversorgten Wohngebäude WG_{Erdgas} lässt sich so wie folgt ableiten:

[59] Vgl. Statistisches Bundesamt (2008b)
[60] Vgl. Statistisches Bundesamt (2008a)

$$\frac{WE_{Erdgas}}{WE_{ges}} * WG_{ges} = WG_{Erdgas} \qquad 3.12$$

$$\frac{17{,}6\ Mio.}{36{,}2\ Mio.} * 17{,}7\ Mio. = 8{,}6\ Mio.$$

Damit bestimmt sich bei aktuellem Gebäudebestand die Marktkapazität zu

$$2\ \frac{Anlagen}{Standort} * 8{,}6\ Mio. Standorte = 17{,}2\ Mio. Anlagen \qquad 3.13$$

3.2.3 Marktpotenzial von Mini-BHKW zur Hausenergieversorgung

Die Bestimmung des Marktpotenzials erfordert gegenüber der Marktkapazität die Berücksichtigung der Kaufkraft potenzieller Marktteilnehmer. Um diesem Ansatz ohne sozialwirtschaftliche Untersuchungen gerecht zu werden, wird die Kaufkraft mit der Wirtschaftlichkeit der Investition gleichgesetzt. Damit wird unterstellt, dass ein Anlagenstandort zum Marktpotenzial gehört, sobald hier ein gegenüber einem Referenzsystem wirtschaftlicher Anlagenbetrieb erwartet werden kann.[61]

Als BHKW-System wird hier eine BHKW-Anlage mit einer elektrischen Nettoleistung von $P_{el,Netto} = 5{,}5\ kW$ und einer Nutzwärmeleistung von $\dot{Q}_{Nutz} = 12{,}5\ kW$ mit einem Schichtenspeichervolumen von $V_{Speicher} = 1.500\ l$ angenommen. Der Umfang der Investition – basierend auf Herstellerangaben – wird mit 25.000 € berücksichtigt. Er umfasst neben der Anlageninvestition auch die Kosten für die hydraulische Integration in das bestehende Versorgungssystem.

Die Abbildung der Wohngebäude erfolgt mit Hilfe von Referenzlastprofilen für Ein- und Mehrfamilienhäuser.[62] Dabei wird als bundesdurchschnittlicher Heizenergiebedarf ein Mittelwert einer bundesweiten Studie von 233.000 Mehrfamilienhäusern zugrunde gelegt. Dieser Mittelwert beläuft sich auf 143 kWh/qm*a.[63] Der Trinkwarmwassererwärmungsbedarf wird aus der VDI-Richtlinie 4655 abgeleitet. Zusammen mit dem Heizenergiebedarf ergibt sich ein kumulierter thermischer Energiebedarf von durchschnittlich 161 kWh/qm*a.[64] Der elektrische Energiebedarf der Wohneinheiten wird bei einer durchschnittlichen

[61] Eine detaillierte Darstellung des Verfahrens zur Wirtschaftlichkeitsanalyse folgt in Kapitel 5.1
[62] Vgl. Verein Deutscher Ingenieur e.V. (2008)
[63] Vgl. Techem AG (2008), S. 12, Tabelle 5
[64] Vgl. Techem AG (2008), S. 12, Tabelle 5.1

Haushaltsgröße von 2,06 Personen mit 3.080 kWh je Wohneinheit angenommen (vgl. Tabelle 3.2).[65]

Tabelle 3.2: Elektrischer Jahresenergieverbrauch in Abhängigkeit von der Haushaltsgröße[66]

Haushaltsgröße	Elektrischer Energieverbrauch
1-Personen-Haushalt	1.790 kWh
2-Personen-Haushalt	3.030 kWh
3-Personen-Haushalt	3.880 kWh
4-Personen-Haushalt	4.430 kWh

Zur detaillierten Analyse des Wohngebäudebestandes ist eine Clusterung nach Gebäudegrößen erforderlich. Hierzu nimmt das Statistische Bundesamt eine Unterteilung, wie sie in Tabelle 3.3 dargestellt ist, vor und weist ihnen eine Clustergröße zu.

Tabelle 3.3: Clusterung des Wohngebäudebestandes[67]

Cluster	Anzahl Wohneinheiten	Clustergröße in Wohneinheiten
1	1	10.421.000
2	2	6.579.000
3	3 – 6	8.077.000
4	7 – 12	7.493.000
5	13 – 20	1.578.000
6	> 21	2.049.000

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt, dass in einigen Gebäudeclustern der Einsatz eines Mini-BHKW keinen wirtschaftlichen Betrieb erwarten lässt, in anderen bietet sich der Einsatz von ein oder zwei BHKW je Wohngebäude an (vgl. Tabelle 3.4).

[65] Vgl. Statistisches Bundesamt (2008c), S. 5
[66] Vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2007), S. 26
[67] Vgl. Statistisches Bundesamt (2006)

Tabelle 3.4: Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse

Cluster	Anzahl Wohneinheiten	Wirtschaftliche Anzahl an BHKW
1	1	0
2	2	0
3	3– 5	0
	6	1
4	7– 10	1
	11– 12	2
5	13– 20	2
6	> 21	2

Differenziert man die hier aufgeführten Wohngebäudecluster nach dem primär verwendeten Energieträger (vgl. Tabelle 3.5), so ist es im Weiteren möglich, anhand der Gebäudeclustergrößen auf das Marktpotenzial zu schließen.

Tabelle 3.5: Clusterung der Wohneinheiten nach dem primär verwendeten Energieträger[68]

Cluster	Erdgas	Strom	Heizöl	Kohle	Holz, ern. Energien
1	4.899.000	47.000	3.757.000	49.000	337.000
2	2.857.000	33.000	2.758.000	30.000	222.000
3	**4.516.000**	51.000	2.150.000	13.000	66.000
4	**3.684.000**	42.000	1.143.000		
5	**661.000**	9.000	296.000		
6	**568.000**	10.000	443.000		

* fett gedruckt: Gebäudecluster, die zum Marktpotenzial gehören.

Nimmt man zudem an, dass die unterschiedlichen Gebäudegrößen in einem Cluster gleich verteilt sind, so kann die Zahl der Wohngebäude je Cluster abgeschätzt werden (vgl. Tabelle 3.6).

[68] Vgl. Statistisches Bundesamt (2006)

Tabelle 3.6: Abschätzung der Gebäudeanzahl mit Erdgasnutzung

Cluster	Anzahl WE mit Erdgasnutzung	Mittlere Zahl an WE je Gebäude	Wohngebäude mit Erdgasnutzung
1	4.899.000	1,0	4.866.000
2	2.857.000	2,0	1.429.000
3	**4.516.000**	4,5	**1.004.000**
4	**3.684.000**	9,5	**388.000**
5	**661.000**	16,5	**40.000**
6	**568.000**	25,0[69]	**23.000**

Ausgehend von der Zahl der Gebäude mit Erdgasnutzung kann die Zahl der möglichen BHKW-Standorte bestimmt werden. Hierfür wird die Zahl der erdgasversorgten Gebäude mit den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsanalyse zusammengeführt.

Tabelle 3.7: Anzahl der wirtschaftlichen BHKW-Standorte

Cluster	Anzahl WE	Anzahl BHKW-Standorte	Summe der BHKW-Standorte
1	1	0	
2	2	0	
3	3– 5	0	251.000
	6	1	
4	7– 10	1	517.000
	11– 12	2	
5	13– 20	2	80.000
6	> 21	2	46.000

Unter den hier getroffenen Annahmen ergibt sich, dass der Marktkapazität von 17,2 Mio. Anlagen ein Marktpotenzial von 0,894 Mio. Anlagen gegenüber steht und entspricht damit Abschätzungen anderer Marktanalysen.[70]

[69] Schätzwert, da die Gruppe über keine Obergrenze verfügt.
[70] Vgl. Pehnt/Schneider (2006), S. 64

3.2.4 Marktvolumen und Marktsättigung von Mini-BHKW zur Hausenergieversorgung

Zur Bestimmung des Marktvolumen und der Marktsättigung sind die Absatzzahlen der Mini-BHKW-Anbieter zu analysieren. Der hier angesprochene Markt kann als Oligopol bezeichnet werden, da nur wenige Anbieter diesen Markt mit vielen Nachfragern bedienen. Derzeit verfügen die Anbieter *SenerTec GmbH* und *PowerPlus Technologies GmbH* mit ihren erdgasbetriebenen Aggregaten *Dachs* und *ecopower e4.7* über die größten Marktanteile (vgl. Tabelle 3.8). Aus der Summe der installierten Geräte aller Anbieter kann das Marktvolumen grob abgeschätzt werden. Auch wenn es wenige weitere Anbieter gibt, wird das Absatzvolumen durch diese nur geringfügig verändert. Weiterhin werden nicht alle installierten Geräte zur Hausenergieversorgung eingesetzt und gehören so nicht zum hier untersuchten Markt. Überschlägig kann das Marktvolumen so mit ca. 20.000 Anlagen angegeben werden.

Tabelle 3.8: Absatzzahlen von Mini-BHKW-Anlagen-Herstellern[71]

Hersteller	PowerPlus Technologies GmbH	SenerTec GmbH
Bezeichnung des Geräts	ecopower e4.7	Dachs
Elektrische Nettoleistung	4,7 kW	5,5 kW
Nutzwärmeleistung	12,5 kW	12,5 kW
Anzahl installierter Geräte (Stand: März 2008)	1.200	17.000

Daraus ergibt sich, dass die Marktsättigung mit $\frac{20.000\ Anlagen}{894.000\ Anlagen} = 2{,}2\ \%$ ein sehr niedriges Niveau aufweist.[72] Grund dafür können die erst kürzlich eingetretenen rechtlichen Veränderungen sein, die eine deutliche bessere Wirtschaftlichkeit der Anlagen in Aussicht stellen als die bis dahin geltenden Fördermaßnahmen.

3.3 Auswirkungen von BHKW auf die Energieversorgung

Die Abschnitte 3.2.3 und 3.2.4 haben gezeigt, dass der Mini-BHKW-Markt noch im Aufbau ist und mit einem erheblichen Ausbau von Mini-BHKW zur Hausenergieversorgung gerechnet werden kann. Aus diesem Grund sind mögliche Auswirkungen der zunehmenden Dezentralisierung der Strom- und

[71] Vgl. Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (B.KWK) (2008)
[72] Vgl. Golbach (2004), S. 3, 5.

Wärmeversorgung durch KWK-Anlagen auf die Energieversorgung zu untersuchen. Hierbei wird nach Effekten auf die Hausenergieversorgung und nach Effekten auf die öffentliche Energieversorgung differenziert. Vorangestellt werden die Annahmen zur Simulation der genannten Effekte.

3.3.1 Annahmen zur Simulation

Die Simulationen fußen im Wesentlichen auf Annahmen zur Beschreibung der öffentlichen Energieversorgung, der thermischen und elektrischen Lastprofile der Wohngebäude sowie der technischen Kenngrößen der Mini-BHKW-Anlagen mit ihren Peripheriegeräten, die zur dezentralen Energieversorgung eingesetzt werden.

3.3.1.1 Systembeschreibung „öffentliche Energieversorgung“

Die öffentliche Energieversorgung wird in diesem Fall durch einen über ein gesamtes Kalenderjahr analysierten, realen Niederspannungsnetzbezirk repräsentiert. Das offen betriebene 0,4-kV-Ringnetz wird durch zwei 630-kVA-Ortsnetztransformatoren aus dem 20-kV-Mittelspannungsnetz versorgt. Die maximale elektrische Last, die als zeitgleiche Summe beider Transformatorlastgänge in einem Jahr erfasst wurde, beträgt 325 kVA. Insgesamt wurden 1.226 MWh elektrische Energie in dem Versorgungsnetz durch die Wohneinheiten als auch durch Straßenbeleuchtung und drei Gewerbeobjekte verbraucht.

Das Versorgungsgebiet verfügt über 137 Wohngebäude mit insgesamt 289 Wohneinheiten (vgl. Tabelle 3.9). Dabei sind alle Wohngebäude mit einem Erdgasanschluss ausgestattet und werden mit Erdgasheizungen thermisch versorgt. Der Erdgasverbrauch des Versorgungsgebietes belief sich in dem analysierten Jahr auf 2.923 MWh.

Tabelle 3.9: Charakterisierung der Wohngebäude im Niederspannungsnetzbezirk

Gebäudetyp	Gebäude	Wohneinheiten
Einfamilienhaus	56	56
Reihenhaus	49	49
Reihenendhaus	18	18
Mehrfamilienhaus	14	166
Gesamt	**137**	**289**

Zur Beschreibung der öffentlichen Energieversorgung wird das elektrische Lastprofil der speisenden Ortsnetztransformatoren des Siedlungsgebietes zugrunde gelegt.

3.3.1.2 Systembeschreibung „Wohngebäude“

Während zur Beschreibung des Niederspannungsnetzbezirks ausreichend Messdaten vorliegen, müssen zur Nachbildung der Wohngebäude Annahmen und Simulationen angeführt werden. Obwohl für jedes Wohnobjekt der elektrische Energie- und Gasverbrauch für das untersuchte Jahr vorliegen, bestehen keine Informationen über die dazugehörigen Lastprofile. Diese sind jedoch insbesondere zur Simulation von BHKW zur Hausenergieversorgung elementar.[73]

Zur Nachbildung thermischer Bedarfslastgänge bietet sich die VDI-Richtlinie 4655 „Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen“ an.[74] Diese Richtlinie stellt ein Verfahren zur Bestimmung elektrischer und thermischer Bedarfslastgänge in Abhängigkeit des Wohngebäudes, der Zahl der Bewohner sowie der klimatischen Bedingungen zur Verfügung. Ziel dieser Richtlinie ist die Hilfestellung zur Bestimmung von Nutzungsgraden von KWK-Anlagen.

Innerhalb der Richtlinie wird der Energiebedarf von Haushalten aufgeteilt in:

- Strombedarf
- Heizwärmebedarf
- Energiebedarf zur Trinkwassererwärmung

Hierzu werden Typtage erstellt, die sich nach dem Wochentag, der Jahreszeit und dem mittleren Bewölkungsgrad des Tages differenzieren. Die Kategorisierung der Jahreszeiten erfolgt auf Basis der Mittelwerte der Lufttemperatur eines Tages in zwei Metern Höhe über dem Erdboden. Eine Tagesmitteltemperatur von unter 5 °C entspricht dabei einem Wintertag, oberhalb von 15 °C einem Sommertag. Übergangstage weisen eine Tagesmitteltemperatur zwischen 5 °C und 15 °C aus.

Für die Übergangs- und Winterzeit erfolgt zusätzlich eine Unterscheidung in bewölkte und heitere Tage. Dabei wird der Bedeckungsgrad in Achteln über einen Tag zugrunde gelegt. Ein mittlerer Bedeckungsgrad von mindestens 5/8 entspricht einem bewölkten Tag, ein geringerer Bedeckungsgrad kategorisiert den Tag als heiter.

Die Wochentage werden in Werktage – Montag bis Samstag – und Sonntag unterteilt. Dabei gelten bundeseinheitliche Feiertage als Sonntage. So ergeben sich mit den oben aufgeführten Kategorien zehn verschiedene Typtage (vgl. Tabelle 3.10)

[73] Vgl. Jungbluth (2007), S. 46f
[74] Vgl. Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2008)

Tabelle 3.10: Typtage der VDI-Richtline 4655[75]

	Werktag		Sonntag	
	Heiter	Bewölkt	Heiter	Bewölkt
Übergang	Typtag 1	Typtag 2	Typtag 3	Typtag 4
Sommer	Typtag 5		Typtag 6	
Winter	Typtag 7	Typtag 8	Typtag 9	Typtag 10

Bei der Bestimmung der Lastprofile wird weiterhin nach der Gebäudekategorie unterschieden. Gebäude mit weniger als vier Wohneinheiten werden als Einfamilienhaus kategorisiert, alle anderen Wohngebäude gelten als Mehrfamilienhäuser. Der Gebäudestandort wird durch unterschiedliche Klimazonen berücksichtigt. Hierzu wird Deutschland in 15 Klimazonen untergliedert, die die verschiedenen Sonnenstunden im Jahr mit beachten.

Mit Hilfe dieses Verfahrens sind für alle Gebäude, in denen eine BHKW-Anlage simuliert werden soll, Lastprofile für den Heizwärmebedarf und den Energiebedarf zur Trinkwarmwassererwärmung bestimmt. Für den Jahresenergiebedarf sind die Jahresbezugsmengen für Erdgas zugrunde gelegt.

Um die Gleichzeitigkeitseffekte der Lastprofile unterschiedlicher Wohngebäude berücksichtigen zu können, sind die ermittelten Lastprofile losgelöst von der Richtlinie durch eine Stochastik variiert worden. Die Grundidee der stochastischen Veränderung der Lastgänge besteht darin sowohl das Auftreten der verschiedenen Leistungen gemäß VDI Richtlinie 4655 als auch deren jeweilige Größe durch eine Wahrscheinlichkeitsverteilung zu variieren. Dazu werden zunächst die Lastgänge für Trinkwarmwasserwärmebedarf als auch für Heizenergie gemäß der VDI Richtline erstellt. Darauf aufbauend wird für jeden Viertelstunden-Leistungswert eine Verteilungsfunktion gebildet, die die Wahrscheinlichkeit angibt, mit der ein Viertelstunden-Leistungswert zu einem definierten Zeitpunkt auftritt. Als Verteilungsfunktion wird hier die Normalverteilung gewählt. Analog dazu wird auch der thermische Leistungsbedarf der ausgewählten Viertelstunde durch eine normalverteilte Wahrscheinlichkeit um den Erwartungswert gemäß VDI Richtlinie verändert. Als Begrenzung wird eine Variation des Leistungswertes von ± 10 Prozent zugrunde gelegt. (vgl. Abbildung 3.8)

[75] Vgl. Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2008), S. 4

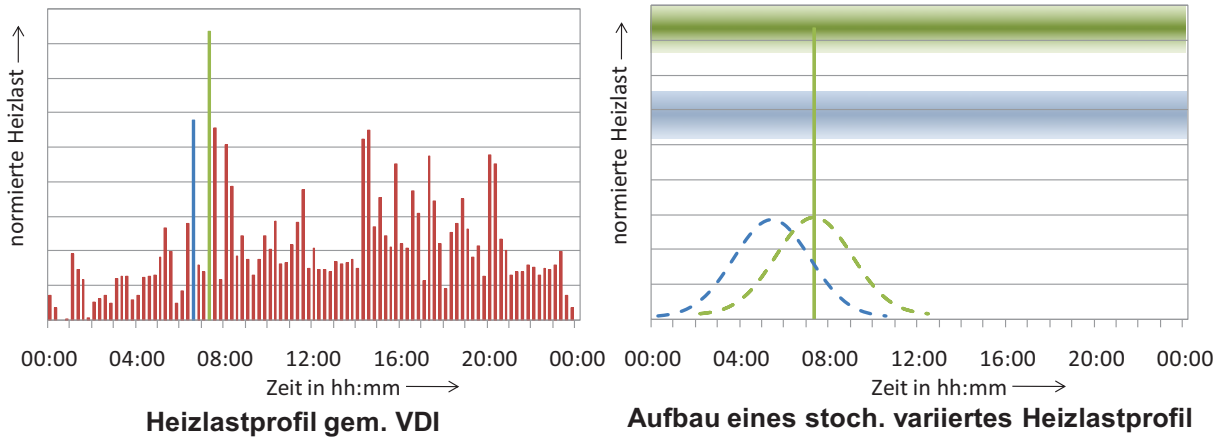


Abbildung 3.8: Ansatz zur stochastischen Variation thermischer Lastprofile

Die zeitliche Verschiebung der Leistungswerte beginnt mit den Bedarfsspitzen. Viertelstunden, die bereits durch einen verschobenen Leistungswert besetzt sind, können nicht mehr durch andere thermische Leistungsbedarfe versehen werden, so dass sukzessive immer weniger Möglichkeiten für die Verteilung der Leistungswerte eines Tages verbleiben, bis der letzte Leistungswert einen definierten Viertelstundenwert erhält. Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass die Verteilung der Bedarfsspitzen der Wahrscheinlichkeitsverteilung folgt, während sich die weniger signifikanten Leistungsbedarfe der Grundlast in den verbleibenden Zeitfenstern des Tages verteilen.

Dieses Verfahren der Veränderung der thermischen Lastprofile einzelner Gebäude führt dazu, dass Gleichzeitigkeitseffekte thermischer Bedarfslastgänge verschiedener Haushalte berücksichtigt werden. Die Standardabweichung der verwendeten Normalverteilung ist dabei so gewählt, dass die größtmögliche Korrelation des Summenlastgangs aller Wohngebäude mit dem gemessenen Lastgang der speisenden Gasdruckregelstation des Siedlungsgebietes erreicht wird. Der höchste Korrelationswert von $r = 0{,}82$ wird bei einer Standardabweichung von $\sigma^2 = 5$ erzielt.

Die elektrischen Lastprofile sind entgegen den Lastprofilen für Heizwärme und Trinkwarmwassererwärmung nicht auf Basis der VDI-Richtlinie 4655 erstellt. Der hier gewählte Ansatz basiert auf der Überlegung, das elektrische Lastprofil anhand wesentlicher Verbraucher nachzubilden.[76] Hierzu sind 19 elektrische Verbraucher identifiziert worden, die den Energieverbrauch von Haushalten maßgeblich bestimmen. Diese stellen einen Schnitt durch die verschiedenen Segmente elektrischer Verbraucher in Haushalten dar.

[76] Vgl. Friedrich (2003), S. 20ff

Jeder einzelne Verbraucher wird entsprechend dieses Ansatzes vollständig durch fünf Parameter (Anschlussleistung, Teillastverhalten, Gesamtbetriebsdauer, minimale Betriebsdauer sowie Betriebszeiträume) charakterisiert. An dieser Stelle sind vereinfachend durchschnittliche Anschlussleistungen für jede Geräteklasse gewählt. Weiter wird das elektrische Gerät durch das Teillastverhalten beschrieben. Viele technische Geräte folgen einem vorgegebenen Programmablauf, der einen zeitlich unterschiedlichen Leistungsbedarf hat. Dieses Verhalten ist insbesondere zur Nachbildung von Waschmaschinen oder Trocknern notwendig, um deren elektrisches Lastverhalten richtig nachzubilden.

Neben den gerätespezifischen Eigenschaften beschreiben die Gesamt- und die minimale Betriebsdauer sowie die Betriebszeiträume das Verbrauchsverhalten durch die Nutzer. Dabei ist das Verbrauchsverhalten sowohl geräte- als auch typtagabhängig. Jedes Gerät erhält so je Typtag eine minimale Betriebsdauer, die die minimale Nutzungsdauer des Geräts nach Einschalten beschreibt. Grund für diese minimalen Betriebsdauern sind die oben aufgeführten Programmabläufe vieler elektrischer Verbraucher. Neben der minimalen Betriebsdauer definiert die Gesamtbetriebsdauer die maximale Dauer des Betriebs pro Typtag. Der Quotient aus minimaler und Gesamtbetriebsdauer beschreibt die maximal möglichen Schaltvorgänge. Die wirkliche Zahl der Schaltvorgänge wird jedoch über eine Zufallszahl bestimmt. Als fünfter Parameter zur Ermittlung stochastischer Haushaltslastprofile sind für die 19 ausgewählten elektrischen Verbraucher Betriebszeiträume, in denen der Betrieb des Geräts erwartet wird, definiert. Innerhalb dieser Betriebszeiträume bestimmen Verteilungsfunktionen die Einschaltwahrscheinlichkeit der Geräte, so dass ein vollständig stochastisches Lastprofil für den elektrischen Energiebedarf haushaltsspezifisch entsteht. Damit finden Gleichzeitigkeitseffekte eine sehr gute Berücksichtigung. Bestätigt wird dieses Verfahren durch den Summenlastgang aller elektrischen Haushaltslastprofile des Niederspannungsnetzbezirks, der sehr gut mit dem gemessenen Lastgang an den Ortsnetztransformatorstationen korreliert. Über ein Kalenderjahr stellt sich ein Korrelationskoeffizient von $r = 0{,}95$ ein.

Mit diesen Verfahren zur Ermittlung der Lastprofile für den häuslichen Strombedarf, den Heizwärmebedarf sowie Energiebedarf zur Trinkwarmwassererwärmung können die Wohngebäude des dargestellten Niederspannungsnetzbezirks nachgebildet werden, ohne dass eine Diskrepanz zwischen dem System „öffentliche Energieversorgung“ und dem System „Wohngebäude“ besteht.

3.3.1.3 Systembeschreibung „BHKW-Anlage“

Das für die vorliegenden Untersuchungen zugrunde gelegte Mini-BHKW entspricht aufgrund des dominierenden Marktanteils dem Modul *SenerTec Dachs G 5.5*. Dieses Aggregat verfügt über eine elektrische Nettoleistung von $P_{el,Netto} = 5{,}5\ kW$ sowie einer Nutzwärmeleistung von $\dot{Q}_{Nutz} = 12{,}5\ kW$. Der Brennstoffausnutzungsgrad liegt bei $\omega = 88\ \%$. Der Betrieb der Anlage wird dabei mit einer konstanten Drehzahl angenommen, so dass die Leistungsabgabe stets der Nennleistung entspricht. Ein leistungsmodulierender Betrieb ist nicht möglich.[77]

Die Lebensdauer des BHKW wird mit 42.000 Volllaststunden abgeschätzt. Diese maximale Betriebsstundenzahl wird dabei jedoch nur dem BHKW-Motor zugeschrieben, so dass ein Austausch des Motoraggregats nach 42.000 Volllastbetriebsstunden die Lebensdauer verdoppelt. Damit beläuft sich die Gesamtsystemlebensdauer bei einer jährlichen Ausnutzungsdauer von 4.000 – 6.000 Stunden auf 14 bis 21 Jahre. Dieser Zeitraum entspricht den betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern von stationären Heizungsanlagen.

Die BHKW-Anlage ist zur Entkopplung der Betriebszeiten vom thermischen Bedarf mit einem Schichtenspeicher ausgestattet. Hierzu wurde ein Speichervolumen von 1.500 Litern angenommen. Dieses Wasservolumen entspricht bei einer Vorlauftemperatur von $T_{vor} = 83\ °C$ und einer Rücklauftemperatur von $T_{rück} = 50\ °C$ einer Speicherkapazität Q_i von:

$$Q_i = c * m * \Delta T \qquad 3.14$$

mit $c_{Wasser,20\,°C} = 4{,}182\,\frac{kJ}{kgK}$

$$Q_i = 4{,}182\,\frac{kJ}{kgK} * 1.500\ kg * \ 33\ K = 207\ kJ = 57{,}5\ kWh$$

Die Verlustleistung des Pufferspeichers wird – basierend auf Messergebnissen – mit $P_V = 166\ W$ angenommen. Erfolgt eine Ausstattung eines Gebäudes mit zwei BHKW-Anlagen, so werden auch zwei Pufferspeicher mit jeweils 1.500 Litern Fassungsvermögen berücksichtigt.

Die Auslegung des BHKW-Systems erfolgt für einen bivalenten Betrieb. Damit erfolgt die Wärmeversorgung des Objektes nicht ausschließlich mit dem BHKW-System, sondern es steht ein Spitzenlastkessel zur Unterstützung zur Verfügung. Der Wirkungsgrad des Spitzenlastkessels wird mit $\eta_{SPK} = 90\ \%$ angenommen. Eine

[77] Vgl. Senertec Kraft-Wärme-Energiesysteme GmbH (2009)

installierte Leistung wird dem Spitzenlastkessel nicht zugeordnet. Hier wird unterstellt, dass die geforderte Leistungsabgabe vom Spitzenlastkessel gedeckt werden kann.

3.3.2 Effekte in der Hausenergieversorgung

Die Beschreibung der Effekte des BHKW-Einsatzes in der Hausenergieversorgung zeigt, welchen Anteil das BHKW an der thermischen und elektrischen Energieversorgung übernimmt. Die Ausnutzungsdauer macht deutlich, wie viele Betriebsstunden das BHKW in dem analysierten Jahr erreicht hat. Doch nicht allein die Ausnutzungsdauer der BHKW-Anlage ist von Bedeutung, sondern auch der Anteil des KWK-Stroms, der mit der zeitgleichen elektrischen Last im Wohngebäude in Deckung gebracht werden kann. Während die von der BHKW-Anlage zur Verfügung gestellte thermische Energie vollständig zur Energieversorgung des Objektes verwendet wird, kann elektrische Energie, die im Objekt zum Zeitpunkt der Bereitstellung nicht verbraucht wird, in das öffentliche Stromversorgungsnetz eingespeist werden. Im Umkehrschluss wird elektrische Energie, die nicht durch das BHKW zum Zeitpunkt der Nachfrage bereitgestellt werden kann, aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezogen. Tabelle 3.9 zeigt die Gegenüberstellung der relativen Kennzahlen von insgesamt 14 analysierten Wohngebäuden, die dem Marktpotenzial des untersuchten Niederspannungsnetzbezirks entsprechen. Die Ergebnisse werden in zwei Gebäudegruppen untergliedert:

- Gebäude mit je einer BHKW-Anlage (sieben Gebäude)
- Gebäude mit je zwei BHKW-Anlagen (sieben Gebäude)

Die Gegenüberstellung (vgl. Tabelle 3.11) macht deutlich, dass die Integration von KWK-Anlagen in die Hausenergieversorgung dazu führt, dass sowohl die thermische als auch die elektrische Energiebereitstellung zum Großteil durch die KWK-Anlage erfolgen kann. Es wird jedoch auch sichtbar, dass eine autarke Versorgung ohne eine Anbindung an das öffentliche elektrische Versorgungsnetz nicht möglich ist, genauso wie eine monovalente Betriebsweise, die einen Spitzenlastkessel überflüssig macht.

Tabelle 3.11: Betriebskennzahlen der BHKW-Anlage in den Wohngebäuden

	Gebäude mit zwei BHKW	Gebäude mit einem BHKW
Mittlere Anzahl WE	15	9
Mittlere thermische Last pro Jahr	174.200 kWh	121.500 kWh
Mittlere elektrische Last pro Jahr	42.500 kWh	20.200 kWh
Mittlere Ausnutzungsdauer der BHKW	5.700 h	6.740 h
Mittlere Anzahl Starts / davon Kaltstarts	242 / 240	148 / 145
Mittlere Betriebsdauer je Start	23 h	48 h
Mittlerer BHKW-Anteil an therm. Energiebereitstellung	82 %	70 %
Mittlerer Spitzenlastkessel-Anteil an therm. Energiebereitstellung	18 %	30 %
Mittlerer Anteil KWK-Strom an elektr. Last im Gebäude	67 %	75 %
Mittlerer Anteil des KWK-Stroms, der im Gebäude genutzt wird	46 %	41 %
Mittlerer Anteil des KWK-Stroms, der in das öffentliche Netz eingespeist wird	54 %	59 %

3.3.3 Effekte in der öffentlichen Energieversorgung

Zur Diskussion der Effekte dezentraler Energiewandlung durch Mini-BHKW-Anlagen auf die öffentliche Energieversorgung ist der Betrachtungshorizont einzugrenzen. Während viele Untersuchungen sich auf die Netzstabilität konzentrieren und hier den Einfluss wechselrichtergekoppelter Anlagen an schwachen Netzen thematisieren, wird in dieser Analyse der Schwerpunkt auf den Leistungsfluss gelegt. Hierzu wird die Veränderung des resultierenden Netzlastprofils an den Ortsnetztransformatoren untersucht. Lastflussberechnungen, die die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz beschreiben, werden nicht durchgeführt.

Um die Veränderungen des Lastgangs an den Transformatorstationen beschreiben zu können, werden einige weitere Kennzahlen erarbeitet. Die prozentuale Spitzenlastveränderung Δp_{max} beschreibt die Änderung der maximalen Last P', die in Summe an den beiden speisenden Transformatoren anliegt, bezogen auf die maximale Last ohne dezentrale Erzeugung P.

$$\Delta p_{max} = \frac{max(P'_1, \dots, P'_{35136}) - max(P_1, \dots, P_{35136})}{max(P_1, \dots, P_{35136})} \qquad 3.15$$

Diese Kennzahl gibt Auskunft wie stark die Netzelemente im Starklastfall durch dezentrale Energiebereitstellung entlastet werden können.

Als weitere Kennzahl zur Beschreibung der Effekte in der öffentlichen Energieversorgung wird die Veränderung der Lastgangspreizung Δs herangezogen. Sie gibt das Maß der Veränderung zwischen minimaler und maximaler Last an den Transformatorstationen an.

$$\Delta s = \frac{max(P'_1, \dots, P'_{35136}) - min(P'_1, \dots, P'_{35136})}{max(P_1, \dots, P_{35136}) - min(P_1, \dots, P_{35136})} - 1 \qquad 3.16$$

Je höher die Lastgangspreizung ist, desto höher ist die Fluktuation der Last, mit der Netzverluste steigen. Ebenso mit hohen Netzverlusten verbunden sind Rückspeisungen R aus dem Niederspannungsnetz in das vorgelagerte Mittelspannungsnetz. Diese treten in Zeiten auf, in denen die dezentrale Energiebereitstellung durch die Mini-BHKW den elektrischen Energiebedarf des Netzbezirks übersteigt. In diesem Fall muss die Energie über die Ortsnetztransformatoren in das Mittelspannungsnetz transformiert werden. Diese Übertragung führt zu erhöhten Netz- und Transformationsverlusten, da der Vorteil der verbrauchsnahen Energiebereitstellung ohne Umspannung verloren geht und lange Übertragungswege für den Abtransport der elektrischen Energie notwendig werden.

Zur Beschreibung der eingeführten Kennzahlen sind drei verschiedene Szenarien analysiert worden. Sie sind nach dem Erschließungsgrad des Marktpotenzials des Niederspannungsnetzbezirkes gegliedert (vgl. Tabelle 3.12). Die Erschließung des Marktes ist dabei nach der wirtschaftlichen Attraktivität der BHKW-Investition vorgenommen worden.

Tabelle 3.12: Untersuchte Markterschließungsszenarien

Szenario	Anzahl Gebäude mit Mini-BHKW	Anzahl Mini-BHKW	Anteil KWK-Strom am Energiebedarf
33 % Markterschließung	4	7	21 %
66 % Markterschließung	8	14	39 %
100 % Markterschließung	14	21	57 %

Die Ergebnisse der analysierten Szenarien zeigen, dass die dezentrale Energiewandlung einen nicht unerheblichen Einfluss auf die öffentliche Stromversorgung nehmen kann (vgl. Tabelle 3.13). Insbesondere bei hohen Markterschließungsgraden wird deutlich, dass die Spitzenlast im Versorgungnetz deutlich reduziert werden kann. Dieses ist ein Effekt, der zu einer geringeren Auslastung der Netzelemente führt und die Netzverluste reduzieren kann. Bei der Betrachtung der Lastgangspreizung wird jedoch deutlich, dass - gerade über ein gesamtes Jahr betrachtet – die Fluktuationen des Lastganges zunehmen. Diese Zunahme führt wiederum zu erhöhten Beanspruchungen der Netzelemente und damit zu höheren Netzverlusten.[78] Zusätzlich steigen die Netzverluste durch eine erforderliche Rückspeisung von KWK-Strom aus dem Niederspannungsnetz in das vorgelagerte Mittelspannungsnetz. Durch die Transformierung der Energie von der Niederspannung in die Mittelspannung entstehen Übertragungsverluste, die die Vorteile der dezentralen Erzeugung schmälern und den Netzbetrieb erschweren.[79]

Tabelle 3.13: Effekte in der öffentlichen Energieversorgung

Szenario	Δp_{max}		Δs		R
	Jahr	Tag	Jahr	Tag	Jahr
33 % Markterschließung; 21 % KWK-Strom-Anteil	-8,8 %	-13,2 %	5,1 %	-0,4 %	44 kWh
66 % Markterschließung; 39 % KWK-Strom-Anteil	-17,5 %	-24,1 %	8,6 %	1,0 %	2.070 kWh
100 % Markterschließung; 57 % KWK-Strom-Anteil	-21,4 %	-35,1 %	15,1 %	1,8 %	23.660 kWh

[78] Vgl. Schneider/Pehnt (2006), S. 202ff
[79] Vgl. Woldt (2007), S. 49f

3.4 Bedeutung dezentraler BHKW für die Energieversorgung

Die Simulation wärmegeführter Mini-BHKW in einem Versorgungsgebiet mit Wohngebäuden unterschiedlicher Anzahl an Wohneinheiten zeigt, dass die Marktkapazität von Mini-BHKW einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung liefern kann. Sowohl die Wärme- als auch die Stromversorgung wird zum wesentlichen Teil durch das BHKW sichergestellt. Eine vollständig autarke Energieversorgung ist jedoch bei Auslegung nach dem Stand der Technik und bei Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit nicht möglich.

Der Betrieb dezentraler Mini-BHKW beeinflusst bei steigendem Grad der Marktsättigung den Betrieb des elektrischen Versorgungsnetzes deutlich. Während bei kleiner Zahl installierter Anlagen positive Effekte wie die Reduzierung der Lastspitze und dem damit rückläufigen Netzverlusten auftreten, kehren sich diese Vorteile dezentraler Energieerzeugung bei hohen Markterschließungsgraden um: Die bereitgestellte elektrische Energie kann nicht mehr vollständig im Versorgungsnetz verteilt werden und muss in die vorgelagerte Netzebene transformiert werden. Damit gehen wesentliche Vorteile der verbrauchsnahen Energiewandlung verloren. Ebenso steigen die Anforderungen an den Netzbetrieb durch eine starke Zunahme der Netzlastfluktuationen. Diese verursachen eine Aufweitung des Spannungsbandes, so dass die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes insbesondere an langen Leitungsausläufern in Radialnetzen gefährdet ist. Durch den stark schwankenden Stromfluss steigen zudem die Netzverluste an, da diese abhängig vom Quadrat des Stromflusses sind.

Einen Ansatz zur Verbesserung dieser Effekte auf das öffentliche Stromversorgungsnetz insbesondere bei einer großen Zahl dezentral betriebener BHKW zeigt der im Folgenden dargestellte netzorientierte BHKW-Verbundbetrieb.

4 Netzorientierte Integration von BHKW in die öffentliche Energieversorgung

Im folgenden Kapitel wird auf Basis der Erkenntnisse der wärmegeführten Betriebsweise von Mini-BHKW zur Hausenergieversorgung und den damit verbundenen Effekten auf das öffentliche Stromversorgungsnetz ein Ansatz entwickelt, der das öffentliche Stromversorgungsnetz in der Betriebsweise berücksichtigt. Durch diesen Ansatz wird eine Verbesserung der Effekte auf die öffentliche Stromversorgung durch den BHKW-Betrieb angestrebt.

4.1 Idee der netzorientierten Integrationsstrategie

Der wärmegeführte Betrieb hat gezeigt, dass besonders bei einem hohen Anteil an KWK-Strom in einem elektrischen Versorgungsgebiet die Vorteile der dezentralen Energiewandlung verloren gehen. Durch die starke Zunahme der Netzlastfluktuationen steigen die Netzverluste und der technische Netzbetrieb wird aufgrund der höheren Netzlastschwankungen schwieriger. In der wärmegeführten Betriebsweise orientieren sich die Zeiten des BHKW-Betriebs an der thermischen Last bzw. dem Füllstand des thermischen Pufferspeichers. Erreicht dieser einen Mindestfüllstand, schaltet sich das BHKW an, um den Speicher wieder zu füllen. Eine Orientierung der Betriebszeiten an weiteren Kenngrößen erfolgt nicht. Durch diese Art der Steuerung erfolgt weder eine vorausschauende Betriebsweise noch eine Berücksichtigung des elektrischen Lastgangs im öffentlichen Versorgungsnetz.

Der Ansatz zur Optimierung der wärmegeführten Betriebsweise von KWK-Anlagen basiert auf der stromgeführten Betriebsweise. Die stromgeführte Betriebsweise strebt eine stromlastkonforme Energiebereitstellung für das Wohnobjekt an. Die dabei entstehende Wärmebereitstellung erfolgt damit nicht bedarfsgerecht. Unterdeckungen werden durch die zusätzlichen Heizkessel gedeckt, ein Wärmeüberschuss muss hingegen an die Umwelt abgegeben werden. Dadurch wird die Brennstoffenergie nicht vollständig genutzt.

Die Idee der netzorientierten Integration von KWK-Anlagen strebt an, die Energiebereitstellung an einem elektrischen Lastgang zu orientieren, eine bedarfsgerechte Wärmebereitstellung jedoch sicherzustellen. Die dafür notwendige Pufferkapazität für Wärme bietet der thermische Speicher. Aufgrund der hohen Fluktuation des einzelnen elektrischen Gebäudelastgangs ist dieser schwer zu prognostizieren. Aus diesem Grund bietet sich als Orientierungsgröße der Siedlungslastgang an. Dieser verhält sich aufgrund des Gleichzeitigkeitseffekts vieler Einzellasten deutlich gleichmäßiger (vgl. Abbildung 4.1). Die Betriebszeit des BHKW

orientiert sich damit primär an den laststarken Zeiten des elektrischen Siedlungslastgangs. Damit sollen insbesondere zu Starklastzeiten im Versorgungsnetz die BHKW in Betrieb sein, während in Schwachlastphasen versucht wird, den BHKW-Betrieb zu vermeiden. Deckt sich die gewandelte thermische Energie nicht mit der zeitgleichen thermischen Last im Gebäude und kann diese nicht im Pufferspeicher gespeichert werden, wechselt der Betrieb in eine wärmegeführte Betriebsweise, bis ausreichend Pufferspeicherkapazität bzw. thermische Last zur Verfügung steht, um den Betrieb wieder am Netzlastgang zu orientieren. Der wärmegeführten Betriebsweise folgt das BHKW auch, wenn der thermische Bedarf im Objekt den BHKW-Betrieb erfordert auch wenn die elektrische Last des Versorgungsgebietes niedrig ist. Erst wenn ausreichend thermische Energie zur Verfügung gestellt ist, wechselt das BHKW zurück in den netzorientierten Betrieb.

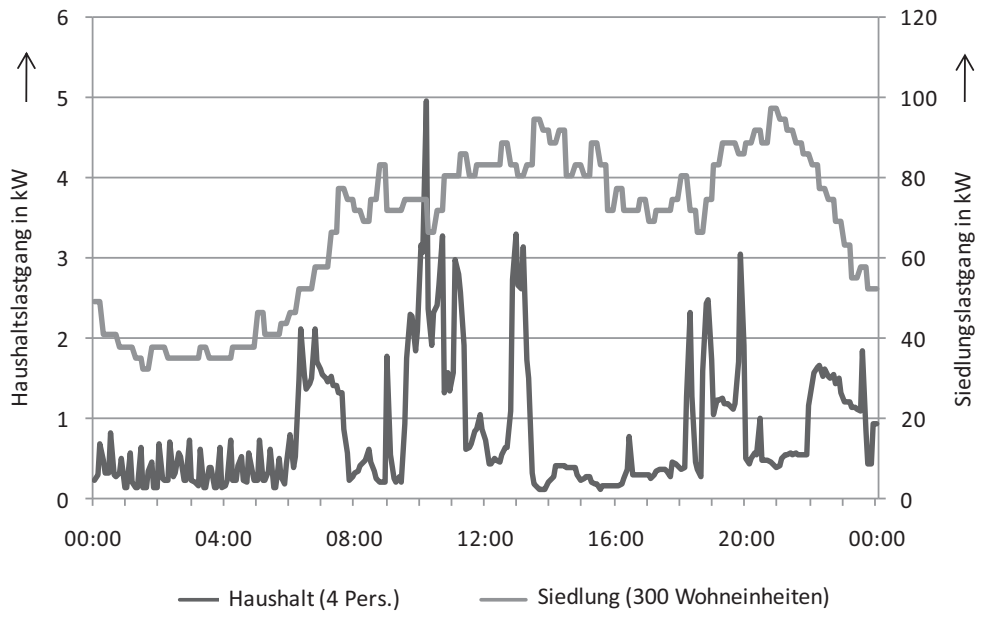


Abbildung 4.1: Elektrischer Siedlungs- und Gebäudelastgang an einem Frühlingswerktag

Mit dieser Art der BHKW-Steuerung wird stets der volle Nutzungsgrad der Anlage für die Energiebereitstellung ausgeschöpft, das BHKW primär zur Wärmeversorgung eingesetzt und die Betriebszeit unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen an den Lastgang des elektrischen Versorgungsnetzes angepasst. Fluktuationen des elektrischen Lastgangs werden so zu reduzieren versucht und Spitzenlasten durch einen gezielten BHKW-Betrieb entgegengewirkt. Damit können die Netzverluste gesenkt werden.[80]

[80] Vgl. Pehnt/Fischer (2006), S. 109ff

4.2 Voraussetzungen für eine netzorientierte Integrationsstrategie

Eine netzorientierte Integrationsstrategie von Mini-BHKW in das elektrische Versorgungsnetz erfordert mehr Informationen als eine wärmegeführte Betriebsweise. Während der wärmegeführte Betrieb einer Steuerung entspricht, die als Steuerungssignal den Füllstand des thermischen Pufferspeichers besitzt, ist die netzorientierte Betriebsweise eine Regelung der KWK-Anlagen anhand verschiedener Stellgrößen. Um dabei den vorausschauenden Charakter der Betriebsweise realisieren zu können, ist die Vorhersage des elektrischen Lastgangs des Versorgungsgebietes erforderlich, um so die Orientierungsgröße zu erhalten. Da die alleinige Ausrichtung des BHKW-Betriebs an dem Lastgang des Versorgungsnetzes die Wärmeversorgung des Wohnobjektes nicht sicherstellt, ist auch der zu erwartende thermische Lastgang des Objektes zu prognostizieren.

4.2.1 Prognose des Netzlastgangs

Die Prognose des elektrischen Lastgangs eines Versorgungsgebiets gehört zur Kernkompetenz von Energieversorgungsunternehmen und von Energiehändlern. Hierzu setzen diese verschiedene Verfahren der Prognose ein. Am häufigsten finden synthetische Verfahren wie die Regressionsanalyse sowie künstliche neuronale Netze Anwendung. Weit verbreitet sind jedoch auch das Vergleichstageverfahren sowie die Lastgangfortschreibung.

Unabhängig von dem verwendeten Verfahren erreichen Energieversorger oder -Händler damit sehr hohe Prognosegüten. Diese Tatsache geht auf den umfangreichen Datenbestand zur Erstellung dieser Prognosen sowie die langjährige Erfahrung mit diesen Verfahren zurück. Aus diesem Grund wird in dem vorliegenden Fall eine Prognose des elektrischen Lastgangs eines Versorgungsgebiets nicht nachgebildet, sondern eine vollständige Kenntnis dieses Lastgangs unterstellt.

4.2.2 Prognose des thermischen Energiebedarfslastgangs

Die Prognose des thermischen Energiebedarfslastgangs für Wohngebäude stellt eine neue Herausforderung dar. Diese Prognose ist bei einer wärmegeführten Betriebsweise von BHKW nicht erforderlich. Da sich Energieversorger und –Händler nicht mit der gebäudegenauen Prognose thermischer Lasten beschäftigen, sondern für den Energiebeschaffungsprozess einzig große Kollektive von Verbrauchern analysieren, ist der Aufbau einer Prognose thermischer Bedarfslastgänge für Haushalte zur Realisierung einer netzorientierten Betriebsweise von BHKW der Hausenergieversorgung notwendig.

Der thermische Bedarfslastgang von Wohnobjekten unterteilt sich in den Bedarf zur Trinkwassererwärmung sowie zur Heizenergiebereitstellung. Während der thermische Energiebedarf zur Trinkwassererwärmung stark schwankt und in hohem Maße vom Tagesablauf der Hausbewohner abhängt, unterliegt der Heizwärmebedarf einer höheren Regelmäßigkeit. Diese Regelmäßigkeit ist auf die hinterlegte Heizungsregelung der Gebäude zurückzuführen. Neben diesen Einflussfaktoren hängt der thermische Lastgang jedoch von vielen weiteren exogenen Faktoren ab. Eine Zusammenfassung der Einflussgrößen auf den Energiebedarf für Wohngebäude kann dem Anhang dieser Arbeit entnommen werden. Die Übersicht macht deutlich, dass neben dem täglichen Verhalten der Bewohner eine Vielzahl weiterer Faktoren von Bedeutung sind, die bereits durch die Gebäudespezifika sowie die Wohnungsausstattung definiert sind. Zudem hat neben den genannten Einflussfaktoren das Wetter eine maßgebliche Relevanz.

Die thermische Bedarfsprognose eines Wohngebäudes für den Folgetag soll für den netzorientierten BHKW-Betrieb möglichst exakt den thermischen Bedarfslastgang in 15-Minuten-Intervallen prognostizieren und gleichzeitig nur einen minimalen Rechenaufwand erfordern. Eine Anpassung des Prognoseverfahrens an einen sich wandelnden Gerätepark im Gebäude soll vermieden werden. Ebenso ist ein hoher Kommunikationsaufwand zu vermeiden, der beispielsweise durch eine Übertragung aktueller Wettervorhersagen entstehen kann. Aus diesem Grund bietet sich die Prognose des thermischen Lastgangs auf Basis von historischen Werten an. Hierzu wird im Folgenden die Lastfortschreibung sowie die Regression vorgestellt.

Die Lastfortschreibung stellt das einfachste Verfahren der Lastprognose dar. Es basiert einzig auf dem Ansatz den Lastgang eines vergangenen Tages in identischer Weise für den Folgetag zu übernehmen. Hierbei können sich die Fortschreibeverfahren in Reichweite der historischen Daten unterscheiden (vgl. Abbildung 4.2).

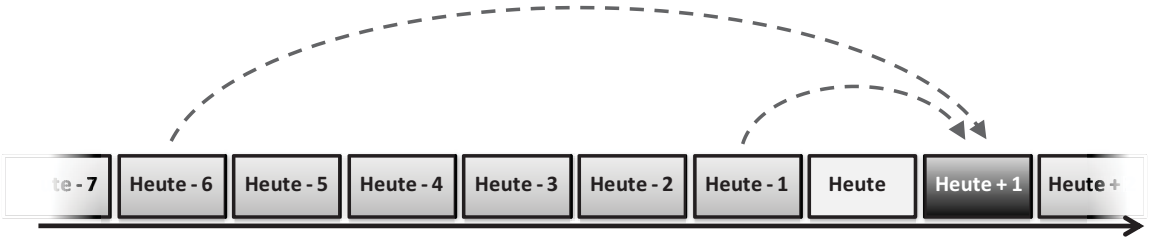


Abbildung 4.2: Verfahren der Lastfortschreibung (2-Tages- und 7-Tages-Horizont)

Der Zeithorizont von zwei Tagen bildet hierbei die geringste Differenz zwischen dem Zeitpunkt der historischen Daten sowie dem zu prognostizierenden Zeitpunkt. Damit erreicht dieser Ansatz die größte zeitliche Kopplung zwischen dem Zeitpunkt der

erfassten Daten und dem zu prognostizierenden Zeitpunkt. Durch diese kurze Zeitspanne werden insbesondere Wettereinflüsse am besten berücksichtigt. Weniger gut wird hierbei eine Periodizität der Woche berücksichtigt. So können hohe Prognoseabweichungen entstehen, wenn beispielsweise die Prognose eines Dienstags auf der Datengrundlage eines Sonntags basiert. Um dieser Periodizität gerecht zu werden und trotzdem eine möglichst hohe Kopplung zwischen dem Erfassungs- und dem Prognosezeitpunkt zu erhalten, bietet sich eine Lastfortschreibung mit einem Zeitversatz von sieben Tagen an.

Das Verfahren der Lastfortschreibung zeigt, dass sowohl ein Zeitversatz von zwei als auch von sieben Tagen einen wesentlichen Nachteil aufweist: entweder wird die Periodizität oder die zeitliche Entwicklung vernachlässigt. Diesen Mangel versucht der Ansatz der Prognose mittels Regressionsanalyse auszugleichen. Insbesondere das Verfahren der Regression in Kombination mit exponentieller Glättung lässt bessere Ergebnisse erwarten.

Die Regressionsanalyse mit exponentieller Glättung basiert auf der allgemeinen Regressionsfunktion der Form

$$y = a + b * x + c * x^2 + d * x^3 + \ ... \qquad 4.1$$

Hierbei versteht sich y als abhängige Variable (Regressand) und x als unabhängige Variable (Regressor).[81] Um zunächst einen linearen Zusammenhang abzubilden, werden die Summanden der höheren Ordnung nicht mit berücksichtigt, so dass eine gewöhnliche Geradengleichung der Form

$$y = a + b * x \qquad 4.2$$

entsteht.[82]

Zur eindeutigen Bestimmung der Steigung sowie des Ordinatenabschnitts wird das Verfahren der kleinsten Quadrate verwendet. Dazu wird von den Fehlergrößen u_i (Residuen) ausgegangen, welche die senkrechten Abstände zwischen der angenommenen Ausgleichsgeraden und den tatsächlichen Werten sind. Die Regressionsgerade ist dann gefunden, wenn die Regressionsgerade so durch die Punktewolke im Streuungsdiagramm gelegt ist, dass die Summe aller Fehlerquadrate minimal ist.[83]

[81] Vgl. Eckey/Kostfeld/Türck (2000), S. 171
[82] Vgl. Schröder (2005), S. 14
[83] Vgl. Ecke/ Kostfeld/Türck (2000), S. 172ff

$$Q(a,b) = \sum_{i=1}^{n} u_i^2 = \sum_{i=1}^{n} (y_i - F_i)^2 = \sum_{i=1}^{n} (y_i - a - b * x_i)^2 \rightarrow \min_{a,b} \qquad 4.3$$

Differenziert man diese Gleichung partiell nach dem Ordinatenabschnitt und der Steigung und setzt diese Gleichungen null, erhält man die Lösungen für a und b:[84]

$$b = \frac{n * \sum_{i=1}^{n}(x_i * y_i) - \sum_{i=1}^{n} x_i * \sum_{i=1}^{n} y_i}{n * \sum_{i=1}^{n} x_i^2 - (\sum_{i=1}^{n} x_i)^2} = \frac{Kov(x_i, y_i)}{Var(x_i)} \qquad 4.4$$

$$a = \frac{\sum_{i=1}^{n} y_i}{n} - b * \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i}{n} = \frac{\sum_{i=1}^{n} y_i}{n} - \frac{Kov(x_i, y_i)}{Var(x_i)} * \frac{\sum_{i=1}^{n} x_i}{n} \qquad 4.5$$

Hiermit ist die Regressionsgerade bestimmt, die im Weiteren durch eine exponentielle Glättung dritter Ordnung ergänzt wird.

Die Verfahren der exponentiellen Glättung werden in drei Grundmodelle untergliedert. Während die Glättung erster Ordnung anhand von Gewichtungsfaktoren historische Daten zur Prognose heranzieht, berücksichtigt die Glättung zweiter Ordnung dazu einen Trend, der sich aus den historischen Daten ergibt. Die exponentielle Glättung dritter Ordnung erweitert diese Betrachtung um eine zusätzliche saisonale Schwankung.[85]

Liegen zum Betrachtungszeitpunkt schon n Messwerte vor, so kann der folgende Messwert y_{n+1} aus dem arithmetischen Mittelwert der vorliegenden Messwerte y_n prognostiziert werden. So werden stochastische Schwankungen der Betrachtungsperiode ausgeglichen. Der Zeitpunkt $t = n + 2$ kann zum Zeitpunkt $t = n + 1$ wie folgt prognostiziert werden:

$$F_{n+2} = \frac{1}{n+1} * \sum_{i=1}^{n+1} y_i = \frac{n}{n+1} * y_n + \frac{1}{n+1} * F_{n+1} \qquad 4.6$$

Auf diese Weise resultiert der neue Prognosewert aus dem gewogenen arithmetischen Mittel des vorliegenden Messwertes y_n und dem aktuellen Prognosewert F_{n+1}. Dieses Verfahren entspricht dem Prinzip der Regression, wenngleich die Gewichtung der Prognosewerte anders erfolgt:[86]

$$y_{n+1} = (1 - \alpha) * y_{n-1} + \alpha * y_n \quad \text{mit } 0 < \alpha < 1 \qquad 4.7$$

[84] Vgl. Sauerbier (2003), S. 44f
[85] Vgl. Günter/Tempelmeier (2005), S. 146f
[86] Vgl. Schröder (2005), S. 20

Ein kleiner Wert für α führt dazu, dass die Vergangenheitswerte stärker geglättet werden, wobei die aktuellsten Werte wenig Berücksichtigung finden und eine Anpassung an eine Niveauverschiebung sehr langsam erfolgt.

Bei der exponentiellen Glättung dritter Ordnung erfolgt die Vorhersage des nächsten Betrachtungszeitraums (F_{t+1}) aus der Summe des aktuellen Levels (L_t) und dem Trend (T_t). Diese Summe wird dabei mit dem Saisonfaktor (S_t) des folgenden Betrachtungszeitraums multipliziert, um die Saisonschwankungen mit zu berücksichtigen:[87]

$$F_{t+1} = (L_t + T_t) * S_{t+1} \qquad 4.8$$

Der Level für die betrachtete Periode setzt sich dabei aus der saisonbereinigten Nachfrage (D_t) zum Zeitpunkt t und der Summe aus Trend und Niveau der Vorperioden zusammen:

$$L_t = \alpha * \frac{D_t}{S_t} + (1 - \alpha) * (L_{t-1} + T_{t-1}) \quad \text{mit } 0 < \alpha < 1 \qquad 4.9$$

Der aktuelle Trend besteht dabei aus der Veränderung des Levels zur Vorperiode sowie aus dem Trend der Vorperiode.

$$T_t = \beta * (L_t - L_{t-1}) + (1 - \beta) * T_{t-1} \quad \text{mit } 0 < \beta < 1 \qquad 4.10$$

Zur Bestimmung der Saisonalität werden zunächst die Startwerte $\bar{S}_t$ für die Saisonfaktoren berechnet, welche sich aus dem Verhältnis der Nachfrage zu der Regression der geglätteten Nachfrage $\widehat{D}_t$ ergeben:

$$\bar{S}_t = \frac{D_t}{\widehat{D}_t} \qquad 4.11$$

$$\widehat{D}_t = a_t + b_t * t \qquad 4.12$$

Die zu prognostizierenden thermischen Lastgänge der Wohnobjekte lassen eine Periodendauer (P) von sieben Tagen erwarten, so dass sie in drei Typtage mit fünf Werktagen, einem Samstag und einem Sonntag aufgeteilt werden können. Dementsprechend wird die desaisonalisierte Nachfrage $\overline{D}_t$ aus dem Mittelwert der Nachfrage der vergangenen drei, dem aktuellen und der folgenden drei Tage ermittelt:

[87] Vgl. Chopra/Meindl (2007), S. 198ff

$$\overline{D}_t = \frac{\sum_{i=t-3}^{i=t+3} D_t}{P} \qquad 4.13$$

Der Saisonfaktor S_t lässt sich mit der Anzahl T gemessener Daten wie folgt berechnen:

$$S_t = \frac{\sum_{i=1}^{T/P} \bar{S}_{((i-1)*P)+t}}{\frac{T}{P}} \qquad 4.14$$

Da in der vorliegenden Analyse jedoch stets nur der Folgetag prognostiziert werden soll, vereinfachen sich die Formeln stark. Demnach entspricht der Trend T_t der exponentiellen Glättung dritter Ordnung der Steigung der Regressionsgeraden des Betrachtungszeitraums und der Level L_t ist dem Ordinatenabschnitt a der Regressionsgerade gleichzusetzen. Damit ergibt sich für die Vorhersage F_t folgender Zusammenhang mit der Regressionsgeraden:[88]

$$F_t = (a + b) * S_t \qquad 4.15$$

Um die Prognoseverfahren im Weiteren beurteilen zu können, werden drei verschiedene Kennzahlen zur Beschreibung des Prognosefehlers eingeführt. Am häufigsten findet der mittlere absolute prozentuale Fehler (MAPE) Verwendung. Dieser wird zum einen auf den aktuellen Ist-Wert bezogen (MAPE I) bzw. auf die Differenz von maximalem und minimalem Istwert der zu analysierenden Zeitreihe (MAPE II).[89]

$$MAPE\ I = \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\frac{|F_t - y_t|}{y_t} \qquad 4.16$$

$$MAPE\ II = \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\frac{|F_t - y_t|}{(\max\{y\} - \min\{y\})} \qquad 4.17$$

Als weiteres Fehlermaß wird der mittlere quadratische Fehler untersucht, der auf die Varianz der Zeitreihenwerte bezogen wird.[90]

$$MSEV = \frac{T-1}{T} * \frac{\sum_{t=1}^{T}(F_t - y_t)^2}{\sum_{t=1}^{T}(y_t - \bar{y})^2} \qquad 4.18$$

[88] Vgl. Thonemann (2005), S. 64
[89] Vgl. Thonemann (2005), S. 74
[90] Vgl. Thonemann (2005), S. 73

Wendet man diese Fehlermaße für die in Abschnitt 3.3.2 analysierten Gebäude an, so ergibt sich ein sehr heterogenes Bild (vgl. Tabelle 4.1). Es wird deutlich, dass kein Prognoseverfahren zur Bestimmung der thermischen Lastprofile dominiert. Einzig die Lastfortschreibung mit einem Zeitversatz von sieben Tagen wird von den anderen Verfahren dominiert.

Tabelle 4.1: Prognosefehler bei unterschiedlichen Prognoseverfahren

Kennzahl	2-Tage Lastfortschreibung	7-Tage Lastfortschreibung	Regression
MAPE I	99 %	100 %	84 %
MAPE II	12 %	13 %	13 %
MSEV	66 %	82 %	75 %

Aufgrund der wissenschaftlich dargelegten Vorteile der Regressionsanalyse gegenüber den Verfahren der Lastfortschreibung sowie des uneinheitlichen Bildes der Prognosefehler, wird im Folgenden mit der Regression mit exponentieller Glättung dritter Ordnung die Prognose thermischer Lasten im Wohnobjekt durchgeführt.

4.3 Realisierung einer netzorientierten Integrationsstrategie

Die netzorientierte Integrationsstrategie bedarf Informationen über den zu erwartenden Lastgang im betrachteten Versorgungsgebiet, um die Betriebsweise ideal auf diesen abstimmen zu können. Da diese Informationen nicht dezentral am Standort des BHKW aus technischen Kenndaten des Netzes erfasst werden können, ist eine Kommunikation von einer Zentralen, der eine Prognose des zu erwartenden Netzlastgangs vorliegt, notwendig. Alternativ ist ein Verfahren zu entwickeln, welches unter geeigneten Annahmen eine hinreichende Prognose des Lastganges auf Basis lokal vorliegender Informationen ermöglicht. Beide Ansätze werden vorgestellt und ihre Vor- und Nachteile aufgezeigt.

Die netzorientierte Integrationsstrategie auf Basis von Netzlastprognosen, die von einer Zentralen den BHKW bereitgestellt werden, stellt die Grundidee der netzorientierten Betriebsweise dar. Nur so können tagesaktuelle Einflüsse auf den elektrischen Netzlastgang berücksichtigt und durch die BHKW entgegengewirkt werden. Diese Art der Integrationsstrategie erfordert eine regelmäßige Kommunikation zwischen der Zentrale und den BHKW.[91] Einmal täglich wird hier die

[91] Vgl. Uphaus (2006), S. 45f

Prognose des Netzlastgangs für den Folgetag an die BHKW gemeldet, welche daraufhin die Betriebszeiten optimieren können. Um jedoch – insbesondere bei einer Vielzahl von BHKW – ein besseres Ergebnis auf Netzebene zu erzielen, ist eine Abstimmung der Betriebsweisen aller BHKW untereinander sinnvoll.[92] Die Abstimmung kann dadurch erfolgen, dass nicht stets der prognostizierte Siedlungslastgang den BHKW übergeben wird, sondern die bereits erwarteten Betriebszeiten der schon geplanten BHKW mit berücksichtigt werden. So können Lastspitzen sich zeitlich verschieben und durch die noch nicht eingeplanten BHKW berücksichtigt und so ideal reduziert werden. Ein grobes Ablaufschema ist im Anhang dieser Arbeit dargestellt.

Welche Auswirkungen eine sukzessive Betriebszeitplanung auf den resultierenden Siedlungslastgang haben kann, zeigen schematisch die Abbildung 4.3 und Abbildung 4.4. Ohne eine Abstimmung der Betriebszeiten untereinander können steile Lastgangflanken entstehen, die zum einen die technische Betriebsführung der Netze erschweren können und zum anderen das Potenzial der Netzlastabsenkung nicht voll ausschöpfen, da sich die Lastspitzen in Zeiten verschieben, in denen zuvor ein BHKW-Betrieb nicht sinnvoll erschien.

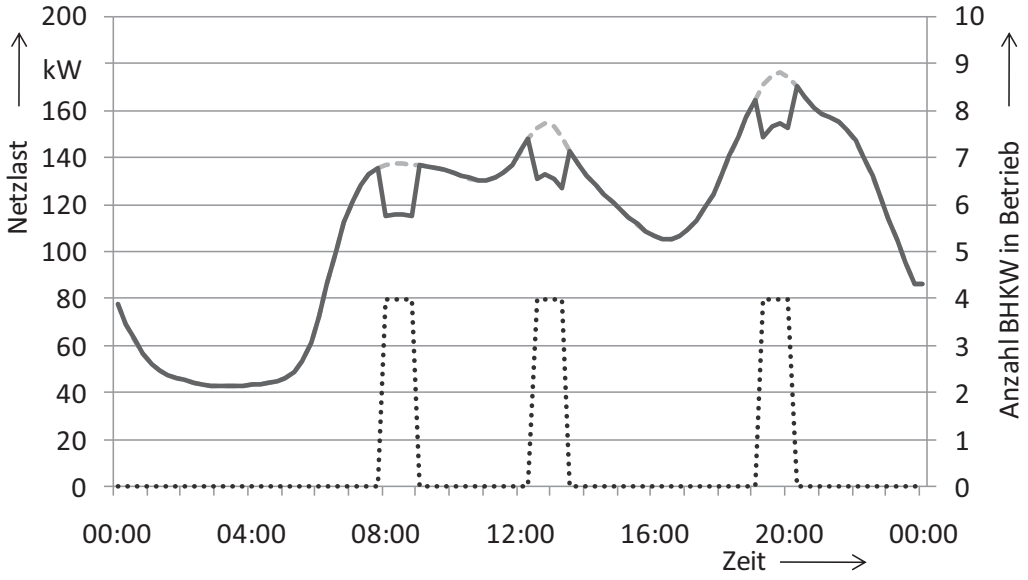


Abbildung 4.3: Veränderung des Netzlastgangs ohne abgestimmte BHKW-Einspeisung

[92] Vgl. wik-Consut - FhG Verbund Energie (2006), S. 72

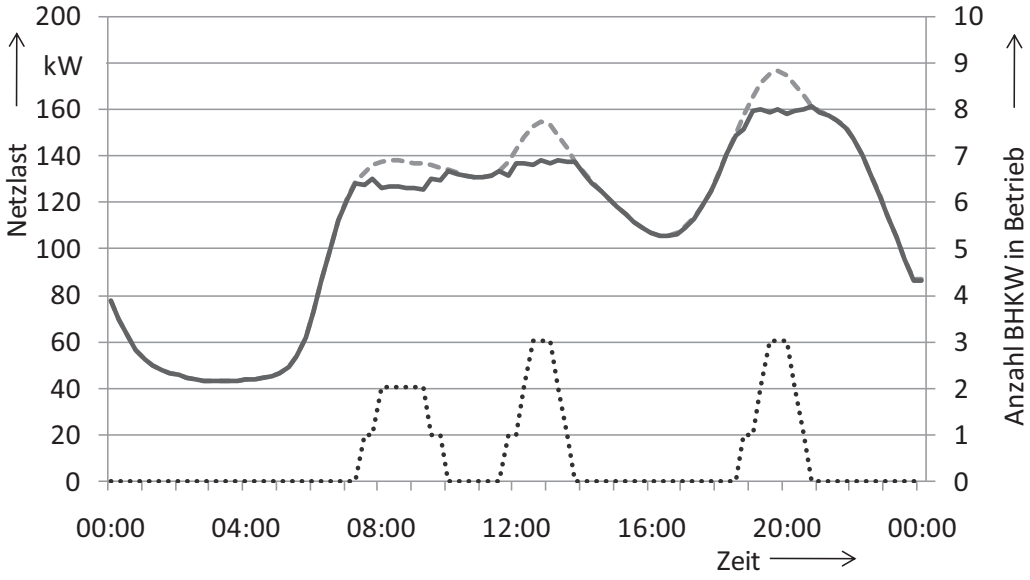


Abbildung 4.4: Veränderung des Netzlastgangs mit abgestimmter BHKW-Einspeisung

Um die Abstimmung der BHKW untereinander vornehmen zu können, ist eine Kommunikationsinfrastruktur notwendig. Hierfür bietet sich beispielsweise das Internet als Kommunikationsmedium an. So können die BHKW über eine Schnittstelle mit einem bestehenden DSL-Anschluss verbunden und durch eine Zentrale ferngesteuert bzw. mit den notwendigen Informationen versorgt werden. Wichtig ist hierfür eine standardkonforme Kommunikation, die herstellerunabhängig verschiedene Anlagen miteinander kommunizieren lassen kann.[93] Diese Form der Integrationsstrategie wird im Folgenden netzorientierter Verbundbetrieb genannt.

Besteht keine Möglichkeit der Kommunikation der Anlagen untereinander bzw. ist die Schaffung der Kommunikationsinfrastruktur nicht gewünscht oder zu aufwendig, kann ein netzorientierter Stand-alone-Betrieb realisiert werden. Bei dieser Form der Integrationsstrategie ist es notwendig, alle relevanten Informationen für diesen Betrieb am Ort des BHKW generieren zu können. Eine Verteilung von Informationen ist nicht möglich. Aus diesem Grund ist eine zentrale Steuereinheit nicht mehr notwendig. Eine Prognose des Netzlastgangs erfolgt aus diesem Grund nicht. Anstelle dessen wird der Netzlastgang des Folgetages anhand von Standardlastprofilen angenommen.[94] Diese können dem BHKW bei der Installation als feste Profile eingeprägt werden, so dass eine Kommunikation nicht erforderlich ist. Die Prognose der thermischen Last im Objekt erfolgt wie bei dem netzorientierten Verbundbetrieb dezentral. Eine Abstimmung der BHKW-Betriebszeiten unter einander ist jedoch nicht mehr möglich, so dass die Gefahr eines hohen

[93] Vgl. Korte/Nieße (2008)
[94] Vgl. Brandenburgische Technische Universität Cottbus (1999), S. 26ff

Gleichzeitigkeitsfaktors in den Betriebszeiten besteht und somit die Fluktuationen im Netzlastgang nicht wie im Verbundbetrieb reduziert werden können. Der Vorteil dieser Betriebsweise gegenüber dem Verbundbetrieb besteht in dem geringen Aufwand der Installation und des Betriebs.

Aufgrund der zu erwartenden Vorteile des Verbundbetriebs gegenüber dem Stand-alone-Betrieb wird im Folgenden die Analyse der Effekte auf die Hausenergieversorgung sowie auf die öffentliche Energieversorgung auf Basis des Verbundbetriebs durchgeführt.

4.4 Auswirkungen des netzorientierten Verbundbetriebs

Im Kapitel 4.2.2 wurde die Regression in Kombination mit der exponentiellen Glättung dritter Ordnung als Verfahren zur Prognose des thermischen Energiebedarfslastgangs für Wohngebäude dargestellt. Der daraus resultierende Prognosefehler fällt in der hier durchgeführten Untersuchung sehr hoch aus, so dass der netzorientierte Verbundbetrieb nicht optimal abläuft. Da im Bereich der Prognose ein großes Verbesserungspotenzial besteht, werden in den folgenden Ergebnisdarstellungen auch die Effekte auf Netzebene bei vollständigen Informationen (ohne Prognose) dargestellt. Sie können als das Potenzial des netzorientierten Verbundbetriebs unter den hier getroffenen Annahmen verstanden werden. Die Gegenüberstellung dieser beiden Fälle ist auf Gebäudeebene nicht notwendig, da sich hier die Ergebnisse sehr stark gleichen.

4.4.1 Effekte auf die Hausenergieversorgung

In der Tabelle 4.2 sind die Ergebnisse der wärmegeführten und netzorientierten Betriebsweise von BHKW auf die Hausenergieversorgung gegenübergestellt. Hierbei zeigen sich sehr unterschiedliche Effekte: Während die Ausnutzungsdauer der Anlagen sich in der netzorientierten Betriebsweise nicht wesentlich gegenüber der wärmegeführten Betriebsweise ändert, sind deutliche Veränderungen in der Häufigkeit der Anlagenstarts sowie in der Nutzung des KWK-Stroms zu verzeichnen. Durch den Verbundbetrieb ist festzustellen, dass die Anlagen deutlich häufiger an- und abgefahren werden, so dass sich die Zahl der Starts wesentlich erhöht. Je nach Gebäudetyp verdrei- bzw. vervierfacht sich die Zahl der Starts. Die Anzahl der Kaltstarts verändert sich jedoch nur geringfügig. Diese Tatsache geht darauf zurück, dass wegen der höheren Taktung der Anlage die Stillstandzeiten sich insgesamt deutlich verkürzen und eine Auskühlung der Anlage nicht häufiger erfolgt als zuvor. Die mittlere Laufzeit der Anlagen ist bei gleichbleibender Ausnutzungsdauer umgekehrt proportional zu der Zahl der Starts. So reduziert sich diese im Vergleich zur wärmegeführten Betriebsweise deutlich im Verbundbetrieb.

Tabelle 4.2: Mittlere Betriebskennzahlen der BHKW-Anlage in den Wohngebäuden bei netzorientiertem und wärmegeführtem Betrieb

	Gebäude mit zwei BHKW		Gebäude mit einem BHKW	
	wärme-geführt	netz-orientiert	wärme-geführt	netz-orientiert
Anzahl WE	15		9	
thermische Last	174.200 kWh		121.500 kWh	
elektrische Last	42.500 kWh		20.200 kWh	
Ausnutzungsdauer der BHKW	5.700 h	5.710 h	6.740 h	6.790 h
Anzahl Starts / davon Kaltstarts	242 / 240	788 / 295	148 / 145	628 / 151
Betriebsdauer je Start	23 h	7 h	48 h	11 h
BHKW-Anteil an therm. Energiebereitstellung	82 %	82 %	70 %	71 %
Spitzenlastkessel-Anteil an therm. Energiebereitstellung	18 %	18 %	30 %	29 %
Anteil KWK-Strom an elektr. Last im Gebäude	67 %	70 %	75 %	77 %
Anteil des selbstgenutzten KWK-Stroms	46 %	47 %	41 %	42 %
Anteil des in das öffentl. Netz eingespeisten KWK-Stroms	54 %	53 %	59 %	58 %

Ein weiterer Effekt, der sich bei dem Verbundbetrieb herausstellt, ist die Veränderung in der Nutzung des KWK-Stroms. Während bei der herkömmlichen Betriebsweise in Gebäuden mit einem BHKW der elektrische Energiebedarf zu 75 Prozent und in Gebäuden mit zwei BHKW der Bedarf zu 67 Prozent durch KWK-Strom gedeckt wird, erhöht sich dieser Anteil in beiden Fällen durch die netzorientierte Betriebsweise um zwei bzw. drei Prozentpunkte. Dieser Effekt ist darauf zurück zu führen, dass eine Korrelation zwischen dem Netzlastgang und dem elektrischen Energiebedarf im Objekt besteht. Damit ist zu erwarten, dass durch den BHKW-Betrieb zu

Spitzenlastzeiten im Versorgungsnetz auch eine höhere Deckung zwischen BHKW-Betrieb und großer elektrischen Last im Gebäude existiert.

4.4.2 Effekte auf die öffentliche Energieversorgung

Die Effekte verschiedener BHKW-Betriebsweisen auf die öffentliche Energieversorgung – hier dem vorgestellten Niederspannungsnetzbezirk – sind nach den unterschiedlichen Markterschließungsgraden, wie sie in Abschnitt 3.3.3 eingeführt wurden, gegliedert. Hierbei wird des Weiteren unterschieden nach der wärmegeführten sowie der netzorientierten Betriebsweise zum einen mit Prognose der thermischen Last im Wohnobjekt und zum anderen mit vollständigen Informationen.

Bei der Analyse der Ergebnisse (vgl. Abbildung 4.5) zeigt sich, dass die Erwartungen an die netzorientierte Betriebsweise erfüllt werden. Im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb stellen sich sowohl in der Veränderung der Lastspitze Δp_{max} (bezogen auf ein Jahr und auch im Mittel pro Tag) sowie bei der Veränderung der Spreizung Δs zwischen minimaler und maximaler Netzlast höhere Reduktionen bei dem netzorientierten Verbundbetrieb ein. Besonders bei hohen Markterschließungsgraden ist zu erkennen, dass die Lastspitzen deutlicher gesenkt werden können als bei einer wärmegeführten Betriebsweise. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine hohe Prognosegenauigkeit der thermischen Last im Objekt. Dies wird dadurch deutlich, dass der Unterschied zwischen den Ergebnissen mit Prognose und der Annahme vollständiger Informationen bei steigendem KWK-Stromanteil deutlich zunimmt.

Ein noch deutlicheres Bild ergibt sich bei der Betrachtung der Veränderung der Lastgangspreizung. Diese kann nur durch eine netzorientierte Betriebsweise reduziert werden. Bei einem wärmegeführten BHKW-Betrieb nimmt die Differenz von maximaler und minimaler Last im Netz besonders bei hohen KWK-Stromanteilen zu.

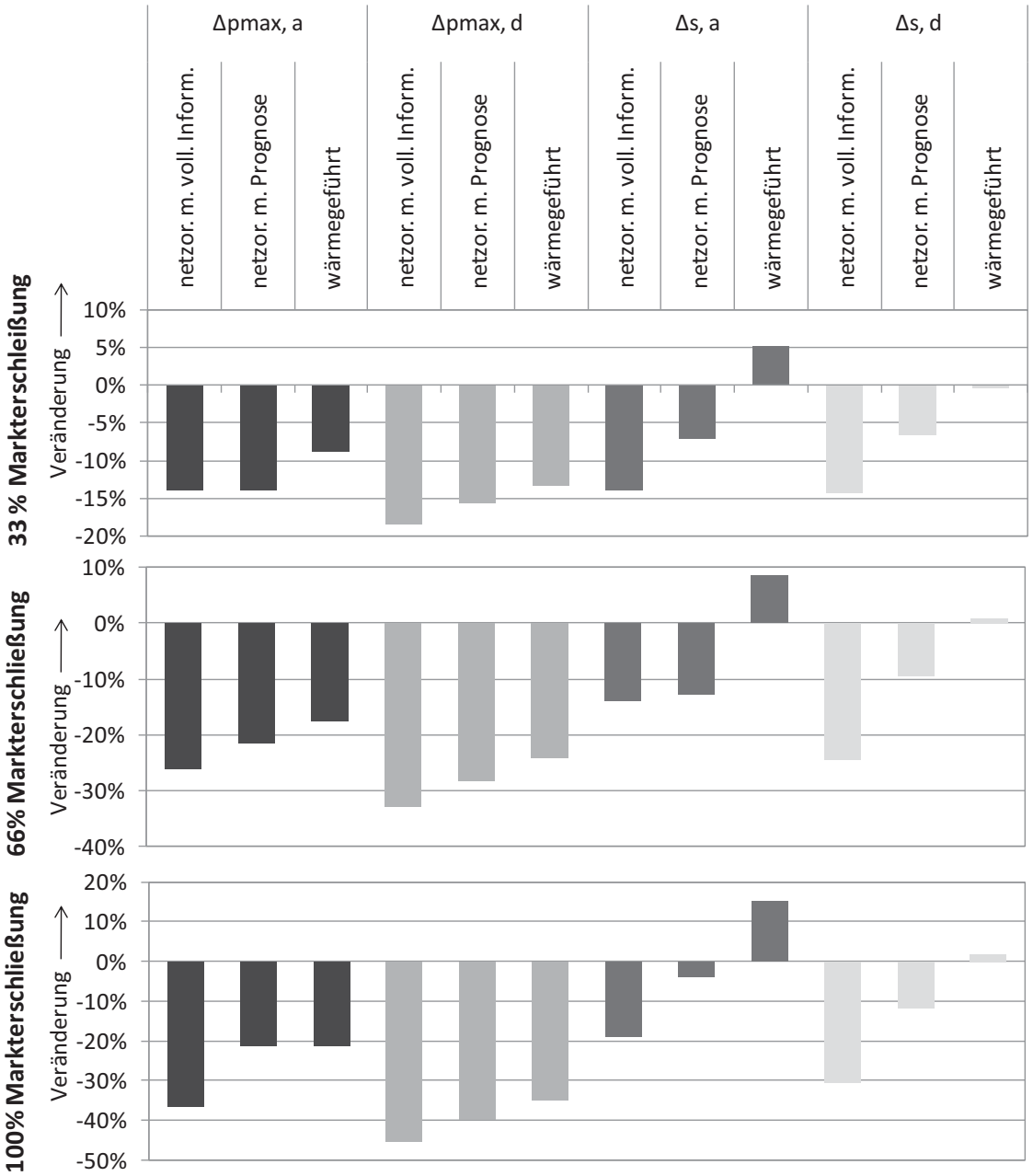


Abbildung 4.5: Effekte auf die öffentliche Energieversorgung bei verschiedenen BHKW-Betriebsweisen und Markterschließungsgraden

Der Vergleich der Strommenge, die dezentral erzeugt jedoch nicht zeitgleich im betrachteten Niederspannungsnetzbezirk verbraucht werden kann, unterscheidet sich hinsichtlich der BHKW-Betriebsweisen erst bei einer vollständigen Markterschließung deutlich voneinander (vgl. Abbildung 4.6). Hier bestätigt sich die oben beschriebene Einschätzung der netzorientierten Betriebsweise. Auch in diesem Fall können Rückspeisungen im Vergleich zur wärmegeführten Betriebsweise reduziert werden. Eine vollständige Vermeidung von Rückspeisungen in das Mittelspannungsnetz ist mit dem netzorientierten Verbundbetrieb jedoch nicht möglich.

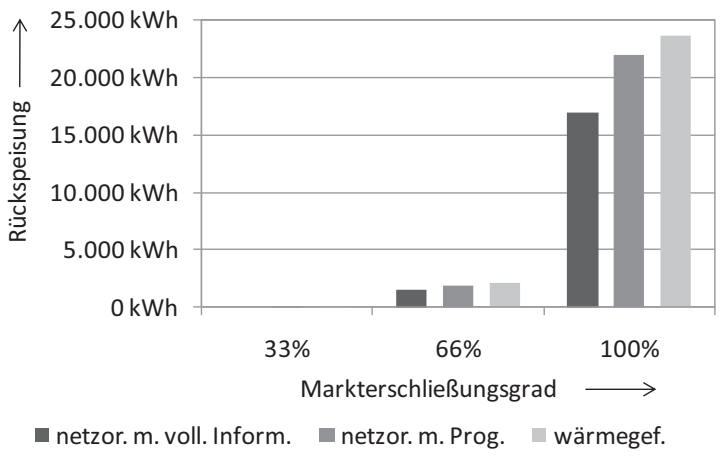


Abbildung 4.6: Rückspeisungen in das vorgelagerte Mittelspannungsnetz in Abhängigkeit der Betriebsweise und des Markterschließungsgrads

4.5 Bewertung der Integrationsstrategie aus technischer Sicht

Die Bewertung der netzorientierten Betriebsweise aus technischer Sicht kann anhand verschiedener Merkmale erfolgen. Im Abschnitt 4.4 wurde dargelegt, dass diese Betriebsweise deutliche Verbesserungen gegenüber der wärmegeführten Betriebsweise in der öffentlichen Energieversorgung bewirken kann. Allen voran werden diese Vorteile bei der Beeinflussung der resultierenden Netzlastgangs klar. Die Netzlastspitze sowie die Fluktuation des Netzlastgangs können deutlich reduziert werden. Es zeigt sich jedoch auch, dass zur Erreichung optimaler Ergebnisse viele technische Voraussetzungen erfüllt sein müssen, die bei dem wärmegeführten Betrieb nicht erforderlich sind. So ist die neue Betriebsweise nur mit Hilfe von Prognosen zu realisieren. Während die Prognose des Lastgangs für das Versorgungsgebiet am Folgetag heute bereits Stand der Technik ist und sehr hohe Prognosegenauigkeiten erreicht werden, ist die Prognose des thermischen Bedarfslastgangs von Wohnobjekten noch wenig erprobt. Dadurch entstehen hohe Unsicherheiten, die zu nicht optimalen Ergebnissen führen. Ansätze zur Verbesserung dieser Prognose liegen in der Literatur jedoch vor.[95]

Neben diesen zwingenden Voraussetzungen entstehen weitere Randbedingungen, die je nach Ausführung des Betriebes erforderlich werden. Während ein Stand-alone-Betrieb keinerlei weitere technische Voraussetzungen erfordert, ist bei einem Verbundbetrieb von mehreren BHKW-Anlagen eine Kommunikationsinfrastruktur notwendig. Nur so kann eine Abstimmung der Anlagen aufeinander erfolgen. Als Kommunikationsmedium wird hier das Internet vorgeschlagen, welches in den meisten Wohngebäuden heute verfügbar ist, so dass die technischen Erfordernisse zur Etablierung eines Verbundbetriebs Stand der Technik sind.

[95] Vgl. Thoma (2007), S. 108ff

Im Gegensatz zu den Effekten in der öffentlichen Energieversorgung sind die Effekte in der Hausenergieversorgung indifferent. Während der Verbundbetrieb gegenüber dem wärmegeführten Betrieb die Zahl der BHKW-Starts deutlich erhöht, bleibt die Zahl der Kaltstarts annähernd konstant. Durch die Orientierung der Betriebszeiten an dem elektrischen Lastgang des Versorgungsgebietes, erhöht sich der Anteil des KWK-Stroms, der im Wohngebäude verbraucht wird, geringfügig. Dies führt zu einer Verdrängung des Strombezugs aus dem Netz der öffentlichen Versorgung und ist für den Anlagenbetreiber wirtschaftlich attraktiv.

Im Weiteren wird der netzorientierte Verbundbetrieb aus wirtschaftlicher Sicht untersucht und dem wärmegeführten Betrieb gegenübergestellt.

5 Wirtschaftliche Bewertung der netzorientierten Integrationsstrategie

5.1 Verfahren zur Wirtschaftlichkeitsbewertung

Um ein Verfahren der Wirtschaftlichkeitsberechnung vorzustellen, bedarf es nicht nur der Erläuterung der Berechnungsvorschrift. Diese werden in der Literatur häufig nur nach dynamischen und statischen Verfahren differenziert, so dass bei Angabe des Verfahrenstyps das Berechnungsschema eindeutig festgelegt ist. Viel mehr unterscheiden sich Wirtschaftlichkeitsberechnungen hinsichtlich der Systemgrenzen sowie der Annahmen, die für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zugrunde gelegt werden.

5.1.1 Verfahren der dynamischen Kapitalwertmethode

Um die Wirtschaftlichkeit der BHKW-Anlageninvestition festzustellen, wird hier die dynamische Kapitalwertmethode angewendet. Diese gibt Auskunft darüber, ob eine Investition im Vergleich zu einer Alternativinvestition wirtschaftlich vorteilhaftig ist und berücksichtigt dabei die Zeitpunkte der Zahlungsströme. Hierzu wird der Alternativinvestition im Allgemeinen eine fixierte Renditeerwartung i (Kalkulationszinsfuß) zugeordnet.[96] Da es sich bei der Investition I in eine BHKW-Anlage, die bivalent ausgelegt wird, stets um eine Zusatzinvestition handelt, wird die Renditeerwartung dem marktüblichen Zinsniveau gleichgesetzt. Eine Investition erweist sich genau dann als wirtschaftlich vorteilhaft, wenn der Kapitalwert der Investition bei gegebenem Kalkulationszinsfuß größer Null ist. Das Berechnungsverfahren zeigt Gleichung 5.1.[97]

$$K = -I + \sum_{t=1}^{T} R_t * (1 + i_{real})^{-t} \qquad 5.1$$

Bei diesem dynamischen Verfahren werden die jährlichen Rückflüsse R_t, die sich aus der Anfangsinvestition ergeben, auf den Investitionszeitpunkt diskontiert. So werden die Zeitwerte der Rückflüsse durch den Kalkulationszinsfuß berücksichtigt.[98] Der reale Kalkulationszinsfuß i_{real} ist dabei der um die Inflationsrate p bereinigte Kalkulationszinsfuß i (vgl. Gleichung 5.2).[99]

[96] Vgl. Pflaumer (1998), S. 11
[97] Vgl. Blohm/Lüder (1991), S. 58ff
[98] Vgl. Poggensee (2009), S. 108
[99] Vgl. Breuer (2007), S. 230f

$$1 + i_{real} = \frac{(1+i)}{(1+p)} \qquad 5.2$$

Der Kalkulationszinsfuß wird hier mit *i = 5 %* und die Inflationsrate mit *p = 1,62 %* angenommen.

Auf Basis des Verfahrens der dynamischen Kapitalwertmethode können auch die Amortisationsdauer der Investitionstätigkeit sowie die Rendite bestimmt werden. Hierzu wird der Kapitalwert der Gleichung 5.1 Null gesetzt und die Gleichung entweder nach der Laufvariable *t* (Amortisationsdauer) oder dem Kalkulationszinsfuß *i* (Rendite) aufgelöst.[100] Ist der kalkulierte interne Zinssatz höher als der Kalkulationszinssatz, wird das Investitionsobjekt als absolut vorteilhaft ausgewiesen. Im Vergleich zweier oder mehrerer Investitionen wird die als relativ vorteilhaft bezeichnet, deren kalkulierter interner Zinsfuß größer ist.[101] Im Hinblick auf die Amortisationsdauer wird eine Investition absolut vorteilhaft, wenn die Amortisationsdauer kürzer als die vorgegebene Reinvestitionsdauer ist. Im Vergleich mehrerer Investitionen ist das Investitionsobjekt relativ vorteilhaft, welches über die kürzeste Amortisationsdauer verfügt.[102]

Da der interne Zinsfuß sowie die Amortisationsdauer einen aussagekräftigeren Wert zur Beurteilung einer Investitionstätigkeit liefern als ein Kapitalwert, werden in den folgenden Betrachtungen anstelle des Kapitalwertes nur die Amortisationsdauer sowie die Rendite angegeben.

5.1.2 Beschreibung der Systemgrenzen

Die hier angestrebte Betrachtung der Wirtschaftlichkeit einer netzorientierten Integrationsstrategie von Mini-BHKW in die Hausenergieversorgung fokussiert die Strom- und Wärmeversorgung des Wohnobjektes. Als Systemgrenze wird dabei die Schnittstelle des Wohnobjekts zur öffentlichen Energieversorgung gesehen. Die bei den zu analysierenden Versorgungskonzepten über die Systemgrenze hinausgehenden Finanzflüsse gelten dabei als maßgeblich für die Wirtschaftlichkeitsberechnung. Da es sich bei der Energieversorgung von Objekten nie um einen wirtschaftlichen Betrieb handeln kann, ist der Bezug zu einem Referenzszenario notwendig. Nur so ist es möglich, aus der reinen Kostenbetrachtung eine Beurteilung der Wirtschaftlichkeit vorzunehmen. Als Referenzszenario wird hier die Energieversorgung des Wohnobjektes durch eine ungekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung angenommen. Dabei erfolgt die

[100] Vgl. Dettmer et al. (2000), S. 93
[101] Vgl. Götze (2008), S. 96f
[102] Vgl. Götze (2008), S. 108

Stromversorgung zum Endkundenpreis aus dem Niederspannungsnetz, während die Wärmeversorgung durch einen Erdgasheizkessel erfolgt. Die Abbildung 5.1 zeigt die Finanzflüsse des Referenzsystems sowie des Systems mit gekoppelter, dezentraler Energiebereitstellung.

Da in dem Referenzsystem bereits ein Erdgasheizkessel Verwendung findet, der im Falle der dezentralen Energieversorgung weiterhin als Spitzenlastkessel eingesetzt wird, müssen diesem keine Investitionen sowie Wartungskosten zugeordnet werden.

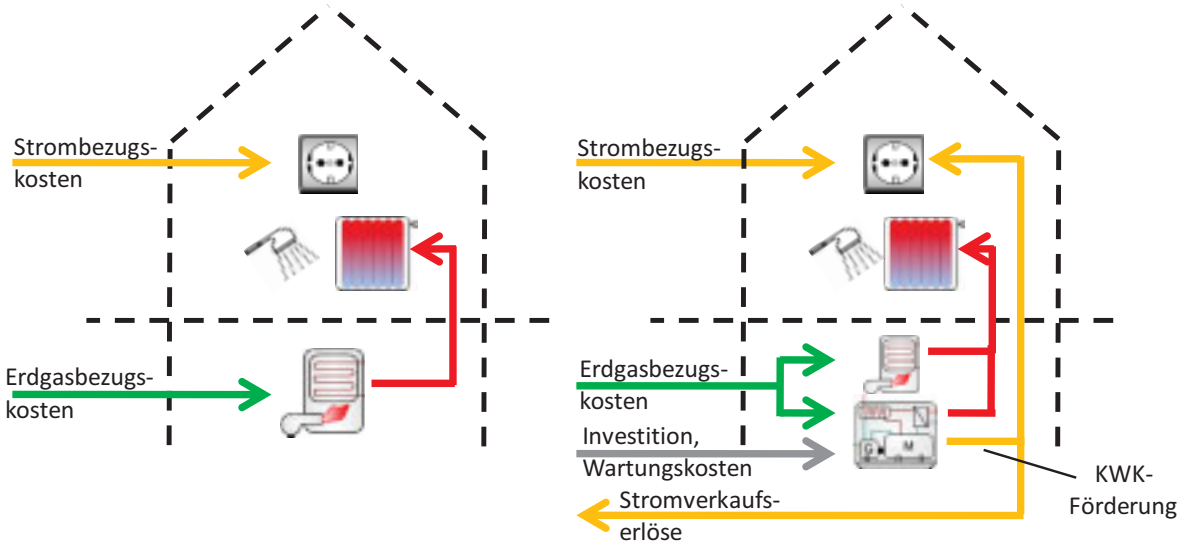


Abbildung 5.1: Relevante Finanzflüsse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, links: Referenzsystem, rechts: dezentrale, gekoppelte Energieversorgung

Steuerliche Effekte der dezentralen Energieversorgung durch ein Mini-BHKW sind in der Abbildung 5.1 aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht weiter dargestellt, finden aber gemäß des Abschnitts 2.2 in der Wirtschaftlichkeitsberechnung Berücksichtigung.

5.1.3 Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Neben den in Abschnitt 2.2 beschriebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Investition in eine KWK-Anlage sind für die Abschätzung des Marktpotenzials die aktuellen Preisniveaus sowie die marktwirtschaftlichen Indexreihen von Bedeutung.

Die wesentlichen Preise sowie Preisentwicklungen sind in der Tabelle 5.1 dargestellt. Das Anlageninvestitionsvolumen umfasst dabei neben der Investition in eine BHKW-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 5,5 kW und einer Nutzwärmeleistung von 12,5 kW die Investition in einen Schichtenspeicher mit einem Fassungsvolumen von 1.500 Liter sowie die Kosten für die hydraulische Einbindung in das bestehende Versorgungssystem.

Tabelle 5.1: Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung

	Annahme
Anlageninvestition	25.000 €
Erdgaspreis	6,11 ct/kWh
Erdgaspreissteigerung	5,34 %
Strompreis	21,43 ct/kWh
Strompreissteigerung	4,54 %
Inflationsrate	1,62 %
KWK-Förderung	5,11 ct/kWh
Stromsteuer	2,05 ct/kWh
Vermiedene Netzentgelte	1,00 ct/kWh
übliche Preis	6,57 ct/kWh
Mineralöl- und Ökomineralölsteuer	0,55 ct/kWh

Die zeitliche Entwicklung dieser Preise fußt auf den Preissteigerungen der Jahre 2002 bis 2007.[103] Eine längere Betrachtung führt aufgrund der Liberalisierung im Jahr 2000 zu einer starken Verzerrung, da die damit verbundenen Preisänderungen als einmalige und nicht wiederkehrende Effekte angesehen werden. Die allgemeine Preissteigerung basiert auf Informationen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.[104] Der hier angegebene übliche Preis für die Vergütung der in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeisten Energie ist ein Mittelwert der Quartalspreise des Jahres 2008. Um die Annahmen konsistent zu halten, wird diesem Basispreis die gleiche Preissteigerung unterstellt wie dem Endkundenpreis für Strom, auch wenn der übliche Preis deutlich stärkeren Fluktuationen unterliegt. Die vermiedenen Netzentgelte, die für die dezentrale Energieeinspeisung vom Netzbetreiber vergütet werden, variieren in Deutschland stark. Der Großteil der Preise liegt zwischen 0,50 – 1,50 ct/kWh. Da hierfür kein Bundesdurchschnitt vorliegt, werden die vermiedenen Netzentgelte mit 1,00 ct/kWh angenommen. Sie unterliegen dabei keiner zeitlichen Entwicklungen, sondern werden als konstant zugrunde gelegt.

[103] Vgl. Statistisches Bundesamt (2008d)
[104] Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2009)

Die Endkundenpreise für Strom und Erdgas sowie deren Zusammensetzungen sind dabei bundesweite Mittelwerte für das Jahr 2008 und basieren auf einem durchschnittlichen Verbrauchsverhalten von Haushalten in Deutschland (vgl. Abbildung 5.2).

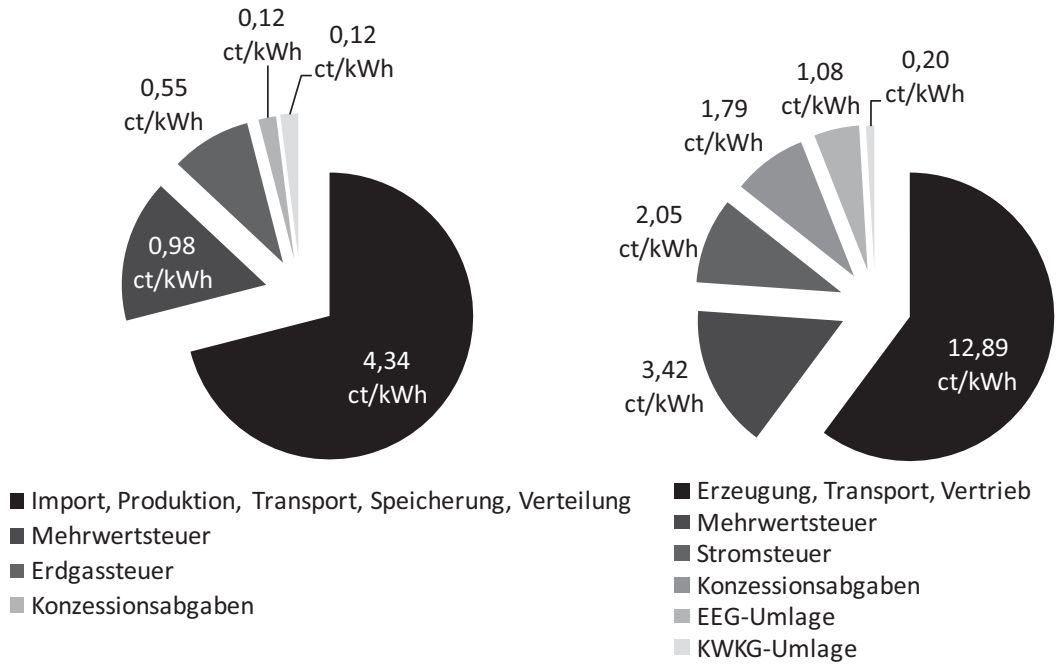


Abbildung 5.2: Zusammensetzung des Erdgaspreises (links) und des Strompreises (rechts) im Jahr 2008[105]

5.2 Wirtschaftliche Bewertung aus Sicht der Hausenergieversorgung

Zur wirtschaftlichen Bewertung der netzorientierten Integrationsstrategie ist diese mit dem wärmegeführten Betrieb gegenüberzustellen. Da ein Heizungssystem ohne wirtschaftliche Einordnung des aus dem Betrieb resultierenden Komfortgewinns nicht wirtschaftlich dargestellt werden kann, wird die Gegenüberstellung zu einem Heizungssystem mit Erdgastherme vorgenommen. So ist eine wirtschaftliche Bewertung des Komfortgewinns nicht erforderlich. Daraus resultiert zugleich, dass die hier ausgewiesenen Renditen sich einzig auf die Zusatzinvestition beziehen, die durch die Energieversorgung mittels Mini-BHKW entstehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Wirtschaftlichkeitsanalyse die untersuchten Gebäude als "black box" betrachtet. Dadurch werden Effekte der Investition auf die Kaltmiete nicht betrachtet. Diese Wirtschaftlichkeitsanalyse entspricht so dem einfachsten Fall der Eigentümergemeinschaft, für den kein Geschäftsmodell auf Basis von Contracting erforderlich ist. Analysen der Wirtschaftlichkeit in Mietwohngebäuden und damit in

[105] Vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2008), S. 34 und Verband der Elektrizitätswirtschaft Baden-Württemberg e.V. (2007), S. 5

der Mehrzahl der Mehrfamilienwohngebäude in Deutschland finden sich zusammen mit der Entwicklung von Geschäftsmodellen im Kapitel 6.

Vergleicht man die Wirtschaftlichkeitskennzahlen der Objekte, so zeigt sich ein geringer Vorteil in der netzorientierten Integrationsstrategie gegenüber der wärmegeführten Betriebsweise (vgl. Tabelle 5.2).

Tabelle 5.2: Wirtschaftlichkeitskennzahlen wärmegeführt und netzorientiert betriebener Mini-BHKW in Wohngebäuden

	Gebäude mit zwei BHKW		Gebäude mit einem BHKW	
	wärme-geführt	netz-orientiert	wärme-geführt	netz-orientiert
Anzahl WE	15		9	
thermische Last	174.200 kWh		121.500 kWh	
elektrische Last	42.500 kWh		20.200 kWh	
Rendite	20,9 %	21,8 %	14,4 %	15,0 %
Amortisationsdauer	5,1 a	5,0 a	5,9 a	5,7 a
Kapitalwert	57.000 €	59.300 €	20.100 €	21.100 €

Die Rendite und die Amortisationsdauer der netzorientiert betriebenen Anlagen sind im Vergleich zu den Kennzahlen der wärmegeführten Anlagen etwas besser. So ergibt sich eine um ca. vier Prozent höhere Rendite. Diese Veränderungen sind auf die höhere Laufzeit der Anlage bei netzorientiertem Betrieb sowie auf den höheren Anteil des selbstgenutzten Stroms zurückzuführen (vgl. Tabelle 4.2).

Auch wenn sich in der Analyse aller einzelnen Objekte zeigt, dass in jedem Fall der netzorientierte BHKW-Betrieb eine höhere Rendite und damit eine kürzere Amortisationsdauer ausweist, kann von keinem signifikanten Vorteil der Betriebsweise gegenüber dem wärmegeführten Betrieb gesprochen werden. Dieser konnten aufgrund der geringen Effekte in der Hausenergieversorgung, wie sie in Abschnitt 3.3.2 dargestellt wurden, auch nicht erwartet werden. Der größere Effekt ist vielmehr in der öffentlichen Energieversorgung zu sehen.

5.3 Wirtschaftliche Bewertung aus Sicht der öffentlichen Energieversorgung

Eine wirtschaftliche Beurteilung der verschiedenen BHKW-Betriebsweisen aus Sicht der öffentlichen Energieversorgung ist komplexer als die der Hausenergieversorgung. Grund dafür ist die deutlich höhere Verzahnung der Prozesse im Geschäftsbetrieb des Versorgungsunternehmens. Daher kann hier nur eine qualitative Bewertung abgegeben werden.

Der netzorientierte Verbundbetrieb ermöglicht dem Betreiber des Anlagenverbunds eine geregelte und beeinflussbare Energiebereitstellung nach den eigenen wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Im Vergleich zum ungesteuerten wärmegeführten Betrieb kann so der Betreiber die Energiebereitstellung durch die BHKW nutzen und in die eigenen Geschäftsprozesse integrieren. Dadurch erhält die Energie einen wirtschaftlich höheren Wert.

Tritt als Betreiber des Anlagenverbunds ein Energievertrieb auf, so kann er die gesteuerte Energiebereitstellung in den eigenen Energiebeschaffungsprozess integrieren. Während bei wärmegeführten Anlagen dem Vertrieb keine Informationen über die prognostizierten Betriebszeiträume vorliegen, sind diese in einem Verbundbetrieb bekannt. Zudem ist eine aktive Steuerung nach den eigenen Zielsetzungen in den beschriebenen Grenzen möglich.

Aus Sicht des Netzbetriebs stellt sich durch die gesteuerte Energiebereitstellung zu Spitzenlastzeiten und der daraus resultierenden Vergleichmäßigung des Netzlastgangs eine Reduzierung der Netzverluste ein. Auch wenn die Netzverluste durch die Netzentgelte von allen Endkunden getragen werden, erhält der Netzbetreiber die Möglichkeit die Netzelemente gleichmäßiger auszulasten und sie damit zu schonen.

5.4 Aktueller Anreiz für netzorientierte Integrationsstrategien

Das aktuelle Fördersystem für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sieht keine Anreizmechanismen für eine Anpassung der Betriebs- an Strombedarfszeiten vor. Die KWK-Vergütung wird zeit- und netzlastunabhängig in gleicher Höhe gewährt. Dies gilt auch für den marktüblichen Preis, der bei Einspeisung elektrischer Energie in das öffentliche Versorgungsnetz vom jeweiligen Netzbetreiber zu entrichten ist. Alle weiteren Vergütungen bzw. Vergünstigungen wie den vermiedenen Netzentgelten oder dem Mineralölsteuererlass enthalten ebenso keine zeitliche Variabilität.

Durch dieses starre Vergütungssystem erhält der private Anlagenbetreiber keinen Anreiz die Energiebereitstellung an dem Energiebedarf im öffentlichen Versorgungssystem anzupassen. Einzig die Anpassung des Betriebs an den eigenen Energiebedarf birgt einen wirtschaftlichen Vorteil. Diesem Prinzip folgt ein privater Anlagenbetreiber durch einen wärmegeführten Betrieb bereits in gewissem Maße, da die thermische Energiebereitstellung sich an dem Heiz- und Trinkwarmwassererwärmungsbedarf des Objektes orientiert. Eine zusätzliche Anpassung an die Stromlast - wie es die stromoptimierte Betriebsweise anstrebt[106] - scheitert derzeit noch an den fehlenden Informationen über den aktuellen Stromlastgang im Gebäude sowie an der hohen Fluktuationen.

5.5 Monetäre Anreizsysteme zur Motivation einer netzorientierten BHKW-Integration

Aus diesem Grund werden in der Fachliteratur Modelle diskutiert, die eine Förderung der Qualität der Energiebereitstellung vorsehen.[107] Hierzu sind im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung primär die KWK-Stromvergütung sowie der übliche Preis in der Diskussion. Zu diesen Vergütungen werden im Folgenden Ansätze vorgestellt, die die Qualität der Energiebereitstellung durch KWK-Anlagen fördern.

5.5.1 Zeitvariables Preismodell zur KWK-Stromvergütung

Die Studie "Smart Distribution 2020 - Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen" des VDE e. V. hat einen Ansatz für eine modifizierte KWK-Stromvergütung vorgeschlagen.[108] Diese strebt eine indirekte Förderung von gesteuerter Energiebereitstellung an, indem zu Schwachlastphasen im elektrischen Versorgungsnetz keine KWK-Vergütung gewährt, diese jedoch in Hochlastphasen in höherem Umfang ausgeschüttet wird. Orientiert sich der KWK-Anlagenbetrieb an der Last des elektrischen Versorgungsnetzes kann so eine verbesserte Vergütungssituation erzielt werden.

Als Ansatz wird eine KWK-Stromvergütung für die Tageszeit von 06:00 - 00:00 Uhr vorgesehen. In der übrigen Zeit soll die KWK-Vergütung entfallen. Dafür wird vorgeschlagen den Vergütungssatz in der Form anzuheben, dass bei einem unkoordinierten BHKW-Betrieb das Gesamtvergütungsvolumen unverändert bleibt.

In einer Simulation von über 300 Gebäuden, die repräsentativ für den Wohngebäudebestand Deutschlands sind, konnte auf Basis der wärmegeführten Betriebsweise das vorgeschlagene KWK-Stromvergütungsmodell quantifiziert

[106] Vgl. Wissing (2009)
[107] Vgl. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2008), S. 25ff
[108] Vgl. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2008), S. 25

werden. Dabei zeigt sich, dass zur Aufrechterhaltung des bisherigen KWK-Fördervolumens eine Anhebung des Vergütungssatzes um 33 % erfolgen muss, um die KWK-Vergütung in der Zeitspanne von 00:00 - 06:00 Uhr aussetzen zu können (vgl. Abbildung 5.3). Damit beträgt der KWK-Vergütungssatz in der Zeit von 06:00 - 00:00 Uhr 6,81 ct/kWh.

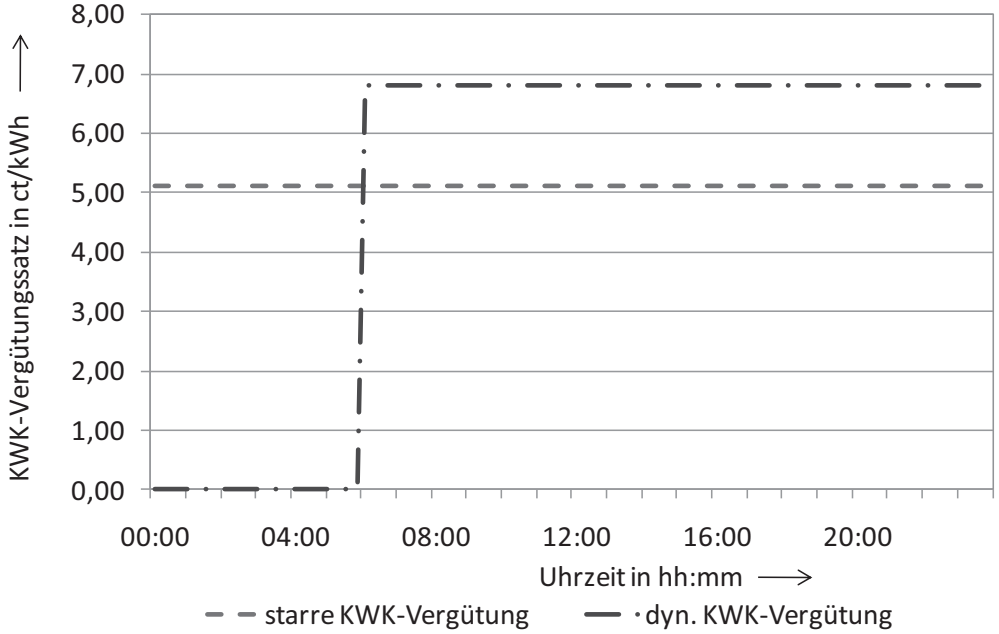


Abbildung 5.3: Zeitvariables KWK-Stromvergütungsmodell

Der Vorteil dieses Anreizmodells zur Förderung einer bedarfsgerechten elektrischen Energiebereitstellung besteht darin, dass diese Vergütung für die gesamte elektrische Energie gilt, unabhängig davon ob es zu einer Einspeisung in das Netz der öffentlichen Stromversorgung kommt oder der Strom im Versorgungsobjekt verbraucht wird. Diese Tatsache führt zu einem hohen wirtschaftlichen Anreiz die Betriebsweise der KWK-Anlage an dem Vergütungssatz der KWK-Vergütung zu orientieren.

Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers, in dessen Netz die KWK-Anlage betrieben wird, ergibt sich ein Mangel des dynamischen KWK-Vergütungsmodells: Durch eine bundeseinheitliche - im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz verankerte - Vergütungsstruktur für KWK-Strom hat der Netzbetreiber keinen Einfluss auf die Gestaltung des Preismodells. Damit besteht für ihn die Gefahr, dass die gesetzten Preisanreize nicht zu einer bedarfsgerechten Stromeinspeisung in seinem Versorgungsnetz führen. Eine individuelle Anpassung an den lokalen Gegebenheiten ist nicht möglich.

Analysiert man dieses Preismodell für die bereits vorgestellten Wohngebäude der ausgewählten Siedlung, zeigt sich folgendes Bild: Die Summe der KWK-Vergütung eines Jahres erhöht sich im Vergleich zur wärmegeführten Betriebsweise bei einem netzorientierten Betrieb deutlich (vgl. Tabelle 5.3).

Tabelle 5.3: Änderung der mittleren jährlichen KWK-Stromvergütung

	Gebäude mit zwei BHKW		Gebäude mit einem BHKW	
	wärme-geführt	netz-orientiert	wärme-geführt	netz-orientiert
KWK-Vergütung (starr)	3.202 €	3.208 €	1.896 €	1.908 €
KWK-Vergütung (dynamisch)	3.451 €	3.675 €	1.916 €	1.978 €
Veränderung ggü. KWK-Vergütung (starr)	7,8 %	14,6 %	1,1 %	3,8 %

Dabei ist auffällig, dass bei dem Einsatz eines BHKW im Gebäude die Veränderung der Vergütungshöhe weniger hoch ausfällt als beim Einsatz von zwei BHKW in einem Wohngebäude. Diese Tatsache ist auf die geringere Ausnutzungsdauer der BHKW bei einem Betrieb zweier Anlagen in einem Gebäude zurückzuführen. Während in Gebäuden mit zwei BHKW die jährliche Ausnutzungsdauer bei ca. 5.700 h/a liegt, beträgt sie bei einfacher BHKW-Ausstattung in etwa 1.000 Volllaststunden mehr im Jahr. Dadurch ist eine geringere Flexibilität verbunden, die eine Veränderung der Betriebsphasen in Zeiten hoher Netzlast erschwert.

Tabelle 5.4: Änderung der Anlagenrendite bei zeitvariabler KWK-Stromvergütung

	Gebäude mit zwei BHKW		Gebäude mit einem BHKW	
	wärme-geführt	netz-orientiert	wärme-geführt	netz-orientiert
KWK-Vergütung (starr)	20,9 %	21,8 %	14,4 %	15,0 %
KWK-Vergütung (dynamisch)	21,9 %	23,7 %	14,6 %	15,5 %
Veränderung ggü. KWK-Vergütung (starr)	4,8 %	8,7 %	1,0 %	3,3 %

Überträgt man diese Veränderungen der KWK-Vergütung auf die Wirtschaftlichkeitsberechnung bestätigt sich die wirtschaftliche Verbesserung durch die Dynamisierung (vgl. Tabelle 5.4). Auch hier ist zu erkennen, dass der netzorientierte Betrieb die veränderte Vergütung besser nutzt als der wärmegeführte Anlagenbetrieb.

5.5.2 Zeitvariables Preismodell zur KWK-Stromeinspeisevergütung

Tageszeitvariable oder lastabhängige Preismodelle müssen spätestens ab dem 30.12.2010 dem Endkunden neben dem zeitunabhängigen Stromtarif angeboten werden, sofern dies technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist. Diese Entwicklung sieht das Energiewirtschaftsgesetz vor.[109] Voraussetzung hierfür sind elektronische Haushaltszähler, die es ermöglichen den Energiebedarf zeitsynchron zu erfassen und diesen an eine Abrechnungsstelle zu übermitteln.

Setzt man diese Form der Energiemessung auch am Hausanschlusspunkt des Wohnhauses, indem ein BHKW installiert wird, ein, ist ein Modell zur tageszeitvariablen Stromeinspeisevergütung für KWK-Strom in das Netz der öffentlichen Energieversorgung möglich. Diese ersetzt damit die Vergütung des eingespeisten KWK-Stroms nach dem üblichen Preis. Eine solche Form des verhandelten Einspeisepreises sieht der Gesetzgeber im Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz explizit vor.[110] Bisher findet diese Form des verhandelten Einspeisepreises im Bereich von Mini-KWK-Anlagen nur sehr geringe Anwendung, da diese in den meisten Fällen über keine elektronische Haushaltszähler verfügen und die Bewertung ausgehandelter Preise nur mit umfassendem Wissen zum BHKW-Betrieb möglich ist.

Um zum einen die Kundenakzeptanz des Preismodells zu sichern und zum anderen die Datentransferrate in einem angemessenen Rahmen zu halten, wird hier ein Preismodell vorgeschlagen, welches für jeden Tag des Jahres gilt und maximal stündlich den Einspeisepreis ändert. Da das Preismodell individuell vom Netzbetreiber, an dessen Netz die Mini-BHKW-Anlagen angeschlossen sind, angeboten werden kann, ist eine Gestaltung gemäß den eigenen, lokalen Zielen möglich.

In der vorliegenden Arbeit wird eine typische Netzlast für die Niederspannung angenommen, so dass diese durch Standardlastprofile für Haushaltskunden beschrieben werden kann. So kann das zeitliche Profil des Einspeisepreises an das

[109] Vgl. EnWG (2005), § 40, Abs. 3
[110] Vgl. KWKG (2008), § 4, Abs. 3

Standardlastprofil angelehnt werden und im zeitlichen Mittel der Vergütungshöhe des marktüblichen Preises entsprechen (vgl. Abbildung 5.4).

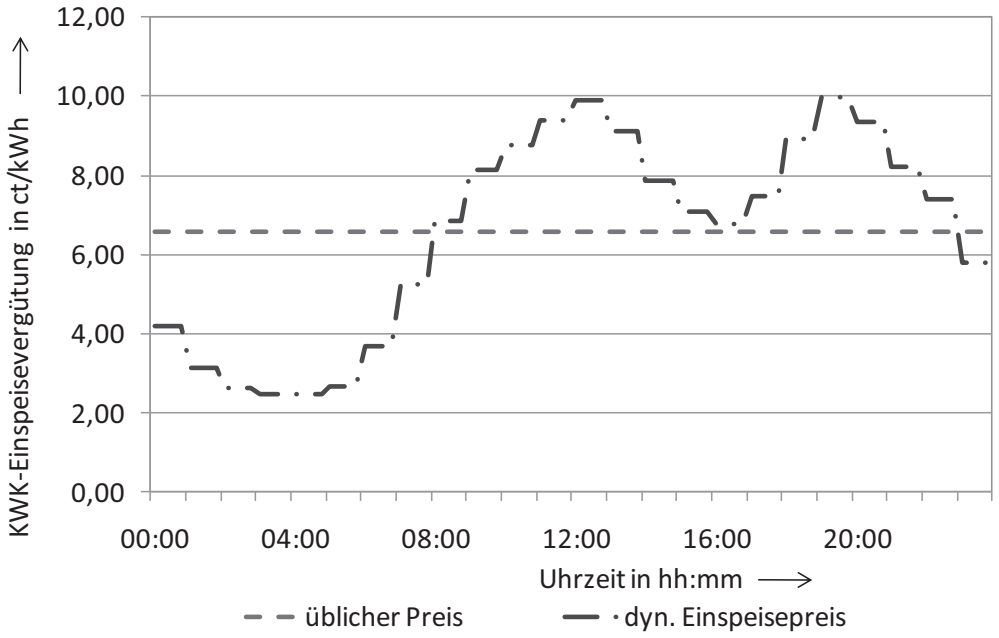


Abbildung 5.4: Zeitvariables Einspeisepreismodell[111]

Der Vorteil dieses Modells gegenüber einer zeitvariablen KWK-Stromvergütung besteht in der individuellen Ausgestaltung durch den Netzbetreiber. Der Effekt erhöhter Einspeisevergütungen in Zeiten hoher Netzlast ist jedoch gering, da nur der KWK-Strom vergütet wird, der in das Netz der öffentlichen Stromversorgung eingespeist wird. KWK-Strom, der im Versorgungsobjekt verbraucht wird, unterliegt dieser Vergütungsform nicht.

Tabelle 5.5: Änderung der Anlagenrendite bei zeitvariabler KWK-Stromeinspeisevergütung

	Gebäude mit zwei BHKW		Gebäude mit einem BHKW	
	wärme-geführt	netz-orientiert	wärme-geführt	netz-orientiert
Einspeisevergütung (starr)	20,9 %	21,8 %	14,4 %	15,0 %
Einspeisevergütung (dyn.)	20,7 %	22,2 %	13,4 %	14,4 %
Veränderung ggü. Einspeisevergütung (starr)	- 1,2 %	1,7 %	- 6,9 %	- 4,1 %

[111] Der übliche Preis entspricht in diesem Fall dem Mittelwert des Jahres 2008.

Überträgt man dieses Einspeisepreismodell auf die bereits analysierten Wohngebäude der ausgewählten Siedlung, stellt sich eine veränderte Wirtschaftlichkeit der Anlageninvestitionen dar (vgl. Tabelle 5.5).

Im Gegensatz zu dem Preismodell einer zeitvariablen KWK-Vergütung ist in diesem Fall kein einheitliches Bild zu erkennen. Festzustellen ist, dass auch hier die netzorientierte Betriebsweise zu wirtschaftlich besseren Ergebnissen führt als die wärmgeführte Betriebsweise. Allerdings verbessert sich das Ergebnis nur in den Fällen, in denen zwei BHKW installiert und diese netzorientiert betrieben werden. In allen anderen Fällen verschlechtert sich der Anlagenbetreiber wirtschaftlich gegenüber einer starren Einspeisevergütung.

5.6 Abschließende Bewertung der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit einer netzorientierten Betriebsweise von Mini-BHKW am Beispiel des Versorgungsgebietes in Braunschweig hat ergeben, dass ein Anreizsystem zur Motivation dieses Verbundbetriebs notwendig erscheint. Ohne monetäre Anreize stellt sich bereits der netzorientierte Betrieb besser dar als der wärmegeführte, eine deutliche Veränderung, die zur Motivation der Anlagenbetreiber führt, ist hier jedoch nicht zu erkennen.

Aus diesem Grund wurden zwei Anreizsysteme vorgestellt, die zum einen auf einer zeitvariablen Vergütung und zum anderen auf einem zeitvariablen Einspeisepreis basieren. Dabei erweist sich eine zeitvariable KWK-Vergütung nach dem Modell der VDE ETG Studie *Smart Distribution 2020* als der wirkungsvollere Ansatz. Hier verbessern sich die Renditen um bis zu 13,3 %. Das Modell eines dynamischen Einspeisetarifs zeigt hingegen wenige Veränderungen in der Wirtschaftlichkeit. Allerdings wird auch hier deutlich, dass durch den netzorientierten Betrieb die Rendite sich besser entwickelt als bei wärmegeführter Betriebsweise. So erscheint auch dieses Preismodell als geeignet zur Motivation eines netzorientierten Verbundbetriebs. Mit der Höhe des Preisniveaus kann zudem das Ausmaß der wirtschaftlichen Verbesserung gesteuert werden.

Für eine bundeseinheitliche Schaffung von Anreizen zur netzorientierten Integration von BHKW bietet sich das zeitvariable KWK-Vergütungssystem an. So kann der Gesetzgeber unabhängig der Interessen von Netzbetreibern dem Anlagenbetreiber Anreize bieten zu typischen Zeiten hoher Netzlast Energie dem Versorgungssystem zur Verfügung zu stellen. Ein zeitvariables Einspeisevergütungsmodell kann unabhängig des KWK-Vergütungssystems netzbetreiberindividuell angeboten

werden, um so die Anreizwirkung zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung zu steigern.

Die Nutzung beider Preismodelle setzt voraus, dass der Anlagenbetreiber über die notwendigen Informationen verfügt, um den Betrieb des BHKW auf die Preissignale auszurichten. Dieses Wissen liegt einem privaten Anlagenbetreiber aufgrund der Komplexität des Kuppelproduktionsprozesses sowie der unterschiedlichen Bedarfslastgänge für Wärme und Strom selten vor, so dass es einen Dritten erfordert, der über diese Informationen verfügt und in der Lage ist den Anlagenbetrieb zu managen. Aus dieser Notwendigkeit befasst sich das Kapitel 6 mit der Entwicklung von Geschäftsmodellen für einen netzorientierten BHKW-Verbundbetrieb.

6 Geschäftsmodell zur Realisierung eines netzorientierten BHKW-Verbundbetriebs

Das vorangegangene Kapitel hat gezeigt, dass sich der netzorientierte Verbundbetrieb bei aktuellen Vergütungssystemen wirtschaftlich nicht signifikant vom wärmegeführten Betrieb der BHKW-Anlage unterscheidet. Technisch hingegen zeigt sich insbesondere im öffentlichen Stromversorgungsnetz eine klare Überlegenheit der netzorientierten Betriebsweise. Aus diesem Grund müssen zur Etablierung dieser Betriebsweise Marktteilnehmer gefunden werden, die diese Effekte wirtschaftlich ausnutzen können, um den Anlagenbesitzer einen Anreiz zu geben, die Betriebsweise umzustellen.

6.1 Geschäftsmodell eines netzorientierten BHKW-Verbundbetriebs

Die Idee des Geschäftsmodells für einen netzorientierten Verbundbetrieb setzt auf dem Contracting auf. Aus diesem Grund wird im Folgenden das Energieliefer-Contracting näher erläutert und für den hier beschriebenen Anwendungsfall diskutiert. Dabei werden die verschiedenen Vertragspartner diskutiert und die relevanten Vertragswerke vorgestellt. Zum Abschluss wird das Verfahren zur Abrechnung eines Energieliefer-Contractings in der Wohnungswirtschaft beschrieben.

6.1.1 Modell eines Energieliefer-Contractings

„*Die aus dem Englischen abgeleitete Wortform „Contracting“ wird auf die vertragliche Verpflichtung Dritter angewendet*“[112]. Da sich der Begriff aber zunehmend auch im deutschen Sprachgebrauch findet, wurde vor einigen Jahren die DIN 8930 erweitert und in ihr Contracting als „*zeitlich und räumlich abgegrenzte Übertragung von Aufgaben der Energiebereitstellung und Energielieferung auf einen Dritten […]* “[113] definiert. Die Idee ist dabei stets vergleichbar: eine aktuell im Betrieb befindliche Anlage soll modernisiert oder ersetzt werden. Der Betreiber verfügt jedoch über wenig Kompetenz in der Anlagentechnik. Zur Unterstützung kann ein Contractor agieren, der über Fachkompetenz zur Anlage verfügt und diese für den Contracting-Nehmer einbringt, indem er die Anlage auslegt, installiert und betreibt. Die Refinanzierung der Investition bzw. des Betriebs der Anlage erfolgt durch feste Contracting-Raten sowie über den Verkauf von Nutzenergie an den Contracting-Nehmer.

[112] Siehe Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) (2005), S. 4
[113] Siehe DIN 8930-5 (2003)

In der Literatur unterscheidet man vier verschiedene Grundformen von Contracting:

- Einspar-Contracting
- Finanzierungs-Contracting
- technisches Anlagenmanagement
- Energieliefer-Contracting

Laut einer Mitgliederbefragung des Verbands für Wärmelieferung im Jahr 2003 waren die damals abgeschlossenen Contracting-Verträge zu 87 Prozent dem Energieliefer-Contracting zuzuordnen. Die anderen Modelle wiesen mit 7 Prozent beim Finanzierungs-Contracting, 4 Prozent für Einsparcontracting und nur 2 Prozent beim technischen Anlagenmanagement eine sehr geringe Verbreitung auf.

Das Einspar-Contracting strebt eine Reduzierung des Primärenergieverbrauchs an. Durch diese Einsparung refinanziert der Contractor die dafür notwendige Investition.[114] Die häufigsten Anwendungsfälle des Einspar-Contractings sind im Bereich der Gebäudedämmung und in der Optimierung vom Heizungsanlagenbetrieb zu finden.

Das Finanzierungs-Contracting kommt zum Einsatz, wenn die Investition in eine neue Heizungsanlage durch einen Dritten finanziert und durch technisches Know-how unterstützt werden soll. Diese Form des Contractings kommt der Finanzierung einer Investition über mehrere Jahre gleich. Finanzierungs-Contracting findet dabei in vielen Fällen in Kombination mit einem technischen Anlagenmanagement Anwendung.[115]

Das technische Anlagenmanagement nimmt dem Contracting-Nehmer die technische Betriebsführung der Energieanlage ab. Dabei kann der Contractor sein Know-how des Anlagenbetriebs einbringen und die Betriebsführung unter der Prämisse optimieren, dass die Energieversorgung des Contracting-Nehmers im Rahmen der Vereinbarung eingehalten wird.[116] In der Literatur wird diese Form des Contractings häufig auch unter Betriebsführung von Anlagen geführt. Das technische Anlagenmanagement eignet sich für den hier diskutierten BHKW-Verbundbetrieb, da die Mini-BHKW weiter primär zur Wärmeversorgung der Wohnobjekte eingesetzt werden, die Betriebsführung jedoch durch einen Contractor in der Form angepasst werden kann, dass dieser sich nicht nur an der Heizlast des Objektes orientiert.

[114] Vgl. Perlwitz et al. (2005), S. 7
[115] Vgl. Meixner (2006), S.10
[116] Vgl. Perlwitz et al. (2005), S. 7

Das Energieliefer-Contracting umfasst deutlich mehr Leistungen durch den Contractor als das technische Anlagenmanagement. Neben dem Betrieb der Anlage steht der Contractor auch für die Investition, den Einbau sowie die Energielieferung an den Contracting-Nehmer ein und ist so auch Besitzer der Anlage.[117] Als Gegenleistung hat der Contracting-Nehmer für die Energielieferung einen festgeschriebenen Energiepreis an den Contractor zu entrichten. Umfasst der Contracting-Vertrag im Falle eines Mini-BHKW nicht nur eine Wärme-, sondern auch eine Stromlieferung, muss der Contractor für eventuelle Differenzstrommengen, die nicht durch das Mini-BHKW bereitgestellt werden können, aufkommen. Bei der Wärme wird hingegen häufig der Spitzenlastkessel zur Bereitstellung der Differenzwärmemengen mit in das Contracting aufgenommen. (vgl. Abbildung 6.1).

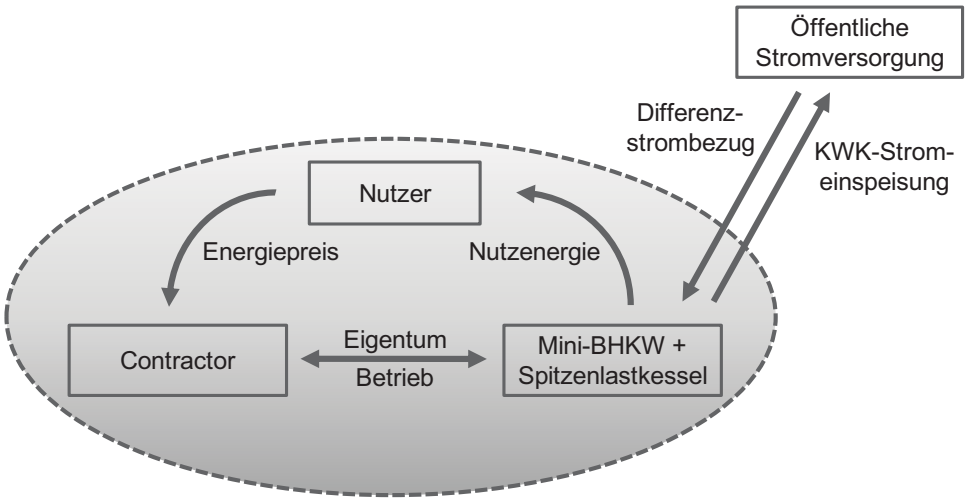


Abbildung 6.1: Struktur im Energieliefer-Contracting

Damit sich die Investition für den Contractor aus den Einnahmen durch Nutzenergieverkauf amortisieren kann, ist in der Regel eine langfristige Vertragslaufzeit notwendig. Häufig wird hierfür die Abschreibungsdauer der Anlage gewählt, bei der jedoch Preisanpassungsmechanismen für den Energiepreis der Nutzenergie berücksichtigt werden, um mögliche Primärenergiepreisentwicklungen im Energiepreis an den Contracting-Nehmer weitergeben zu können.

Die Ausführungen zeigen, dass sich für den hier angestrebten Verbundbetrieb von Mini-BHKW-Anlagen sich das Energieliefer-Contracting neben dem technischen Anlagenmanagement am besten eignet, da nur in diesem Fall eine aktive Betriebsführung der Anlage durch den Contractor erfolgt. Da das Energieliefer-Contracting im Vergleich zum technischen Anlagenmanagement die Energielieferung an die Mietparteien umfasst, wird dieses im Folgenden weiter betrachtet.

[117] Vgl. Perlwitz et al. (2005), S. 7

6.1.2 Betreiber des BHKW-Verbundes

Das Energieliefer-Contracting ist bereits ein etabliertes Geschäft, indem sich mittlerweile viele Unternehmen als Contractoren beschäftigen. Die sich engagierenden Unternehmen haben dabei dieses Geschäftsfeld aus sehr unterschiedlichen Kerngeschäften erschlossen. So sind im heutigen Contracting-Markt für Energielieferung in der Wohnungswirtschaft Anlagenhersteller, Energieversorger und Systemdienstleister beschäftigt.

Aus Sicht des hier analysierten Verbundbetriebs verfügt insbesondere der Energievertrieb über eine große Motivation sich als Contractor zu betätigen. Die Zielsetzung der koordinierten, dezentralen Energiebereitstellung durch Mini-BHKW ermöglicht dem Vertrieb die Berücksichtigung der elektrischen Energie im eigenen Energiebeschaffungsportfolio. Agiert der Energievertrieb nicht nur auf dem Strom-, sondern auch auf dem Gasmarkt kann er durch die Integration von Mini-BHKW den Gasabsatz sichern. Durch den Weiterverkauf der Nutzenergie und der mehrjährigen Vertragsbeziehung des Energieliefer-Contractings kann der Energielieferant zum einen das eigene Geschäftsfeld erweitern und zum anderen eine langfristige Kundenbindung erzielen.[118]

Aus technischen Gesichtspunkten kann auch ein Netzbetreiber daran interessiert sein den Verbundbetrieb der Mini-BHKW-Anlagen zu übernehmen. Durch diesen ist er in der Lage, das Netz gleichmäßiger auszulasten und damit Netzverluste zu reduzieren bzw. die Spannung ggf. zu stützen.

6.1.3 Ansatz eines Energieliefercontractings

Die Etablierung eines Energieliefercontractings für Mini-BHKW in der Wohnungswirtschaft erfordert ein hohes Maß an Standardisierung, um diesen Massenmarkt kostengünstig erschließen zu können. Die zu verwendenden Verträge müssen dabei allgemeingültig und mit möglichst wenigen Sonderregelungen ausgestattet sein. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Energieliefercontracting weitere, bestehende Verträge tangiert. Dazu zählen zum einen der Stromliefervertrag und zum anderen der Mietvertrag.

6.1.3.1 Vertrag zum Energieliefer-Contracting

Im Rahmen eines Energieliefer-Contractings ist der Contractor damit beauftragt ein Energieversorgungssystem zu installieren, welches die vereinbarte Energielieferung sicherstellt. Dieses System soll im hier vorliegenden Fall ein Blockheizkraftwerk sein, welches durch das bestehende Heizungssystem unterstützt wird. Dieses

[118] Vgl. Schneider (2006), S. 76ff

Heizungssystem ist vom Contractor zunächst zu erwerben, womit das Eigentum des gesamten Heizungssystems in seinen Besitz übergeht. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aus rechtlichen Gesichtspunkten das Eigentum beweglicher Gegenstände mit einem Grundstück so verbunden, dass diese wesentlicher Bestandteil des Grundstücks werden, an den Eigentümer des Grundstücks übergehen.[119] Aus diesem Grund muss der Contractor zur Eigentumssicherung eine der folgenden Maßnahmen ergreifen:

- Eintragung des Eigentumsrechts in das Grundbuch
- Heizungsanlage zum Scheinbestandteil des Grundstücks gem. § 95 BGB werden lassen
- bewusster Eigentumssicherungsverzicht

Im Allgemeinen erscheint die Eintragung des Eigentumsrechts in das Grundbuch bürokratisch sehr aufwendig und dem Ziel nicht angemessen. Die Realisierung des Scheinbestandteils ist ebenso mit hohem bürokratischem Aufwand verbunden, so dass ein bewusster Eigentumssicherungsverzicht die einfachste Form darstellt, jedoch das Risiko birgt, dass der Investor das Eigentum an der Anlage nach Ablauf des Vertrages verlieren kann.

Die Wartung und Instandhaltung der gesamten Heizungsanlage obliegt als Eigentümer dem Contractor. Dieser Verpflichtung kann der Contractor entweder durch den Einsatz eines eigenen Instandhaltungsteams oder durch Abschluss eines Vollwartungsvertrages nachkommen. Dabei ist sicherzustellen, dass die Anlage zu Wartungs- und Inspektionsterminen sowie im Falle einer Störung zugänglich ist. Diese Zugänglichkeit kann sich dabei der Vermieter durch einen vereinbarten Mietzins des genutzten Kellerraums vergüten lassen.

Weiterhin ist der Contractor als Betreiber und Eigentümer verantwortlich für den sicheren Anlagenbetrieb und haftet gegenüber dem Vermieter und Mieter für mögliche Ausfälle der Anlage und damit verbundener Folgen. Die Absicherung dieses Risikos kann seitens des Contractors durch eine Haftpflichtversicherung erfolgen. Gegenüber dem Vermieter kann der Contractor jedoch die Absicherung des Erhalts des aktuellen Wärme- und Strombedarfs fordern. Dadurch sichert er sich gegen Modernisierungsmaßnahmen, wie einer verbesserten Wärmedämmung ab, um einen sicheren Planungsrahmen für die Heizlast zu erhalten. Diese Regelungen umfassen auch die Zusicherung eines maximalen Gebäudeleerstandes. Werden mehrere Wohnungen über einen längeren Zeitraum nicht vermietet, sinkt der

[119] Vgl. BGB (2002), § 946

Gesamtenergiebedarf, so dass das Mini-BHKW nicht die erwartete Ausnutzungsdauer erreicht und die Kalkulation des Contractors gefährdet ist.

Für die Sicherstellung des Anlagenbetriebs sowie der Nutzenergieversorgung des Wohnobjektes obliegen dem Contractor die Beschaffung des Brennstoffs zur Befeuerung der Heizungsanlagen sowie die Nutzenergielieferung an die Vertragspartner. Handelt es sich bei dem Energieliefer-Contracting einzig um eine Wärmelieferung, ist der Vermieter der Vertragspartner des Contractors. Der Vermieter versorgt daraufhin die Mieter mit Wärme und rechnet diese über die Nebenkosten gemäß Mietvertrag ab. Umfasst das Energieliefer-Contracting jedoch neben der Wärme- auch die Stromlieferung, bestehen mehrere Möglichkeiten der Vertragsbeziehung (vgl. Abbildung 6.2):

1. Der Contractor liefert Strom- und Wärme an den Vermieter. Dieser tritt gegenüber dem Mieter wiederum als Versorger von Strom und Wärme auf.
2. Der Contractor unterhält mit jedem Mieter einen Energieliefervertrag für Strom und Wärme, so dass der Vermieter nicht involviert ist.
3. Der Contractor hält einen Energieliefervertrag für Wärme mit dem Vermieter und einen Stromliefervertrag mit jedem einzelnen Mieter.

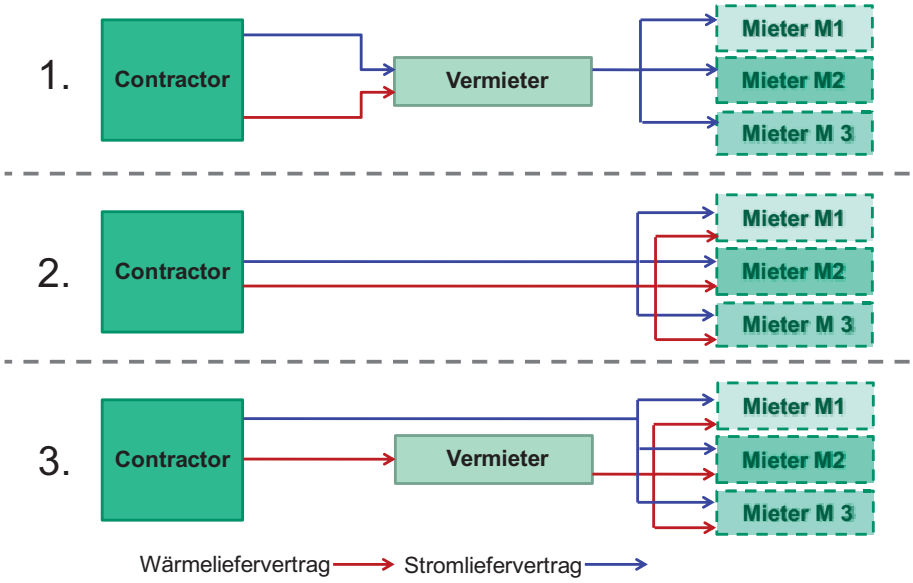


Abbildung 6.2: Möglichkeiten zur Ausgestaltung eines Energieliefer-Contractings

In der ersten Ausgestaltungsvariante liefert der Contractor die erzeugte thermische und elektrische Energie aus BHKW und Spitzenlastkessel vertraglich an den Vermieter, der diese Energien an seine Mieter weitergibt. In diesem Fall muss der Vermieter für die Differenzstrommenge sorgen, die durch die Mieter nachgefragt, aber nicht durch das BHKW bereitgestellt werden.

In der zweiten Möglichkeit zur Vertragsausgestaltung erscheint der Vermieter nicht mehr als Vertragspartner für Nutzenergie. Der Contractor schließt sowohl die Strom- als auch die Wärmelieferverträge mit den Mietern direkt. Dies führt dazu, der Contractor für die Beschaffung der Differenzstrommengen Sorge trägt. Diese Form der Vertragsgestaltung entlastet den Vermieter zum einen, führt jedoch zu einem hohen Vertragsaufkommen.

Die dritte Form der Vertragsausgestaltung findet in der Praxis die häufigste Verwendung. Hier unterhält der Contractor mit dem Vermieter einen Wärmeliefervertrag. Der Vermieter kann dabei die Wärmelieferung über die bestehenden Mietverträge mit den Mietern auf Basis der Nebenkostenabrechnung durchführen und abrechnen (vgl. Abschnitt 6.1.3.2). Für die Strombelieferung der Mieter tritt der Contractor ein, der mit jedem Mieter einen Stromliefervertrag schließt und sich um die Differenzstrommengen durch einen Stromliefervertrag mit einem Energieversorger kümmert (vgl. Abbildung 6.3). Zu berücksichtigen ist, dass die Mieter seit der Liberalisierung des Energiemarktes eine freie Wahl des Stromanbieters haben und so nicht zur Vertragsbeziehung mit dem Contractor über eine Strombelieferung verpflichtet werden können, sofern diese Vereinbarung nicht im Mietvertrag enthalten ist (vgl. Abschnitt 6.1.3.2).

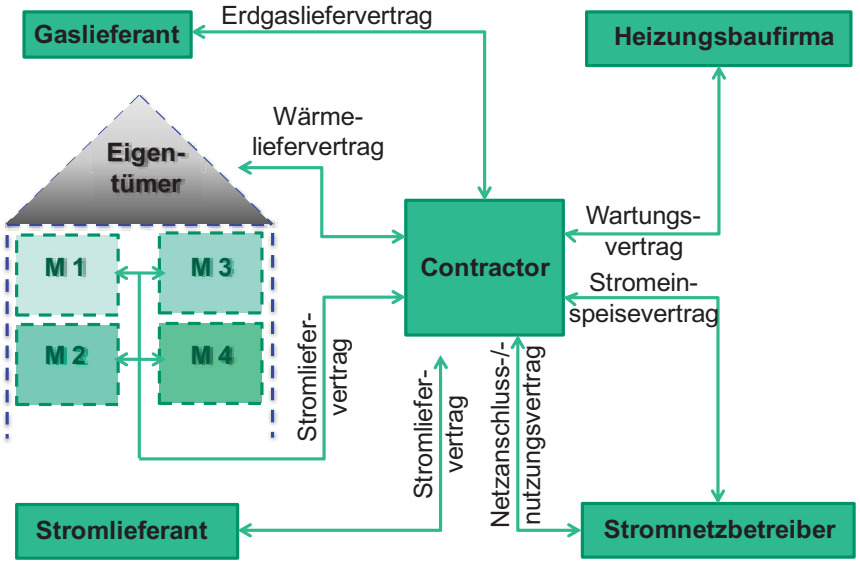


Abbildung 6.3: Bestandteile eines Energieliefer-Contractings in der Wohnungswirtschaft

Die Abrechnung der Nutzenergielieferung übernimmt in den meisten Fällen der Contractor. Durch diesen Schritt wird der Vermieter allen Pflichten der Wärmelieferung und Abrechnung entbunden. Die Vergütung der Energielieferung teilt sich dabei in den meisten Fällen in einen Grund- und einen Arbeitspreis auf. Dabei dient der Arbeitspreis zur Deckung der Brennstoffkosten und richtet sich nach

einem festen Faktor je verbrauchter Nutzenergieeinheit. Dieser Arbeitspreis unterliegt häufig einer Preisanpassung, um die Preisentwicklungen des Brennstoffmarktes in den langfristigen Vertragsbeziehungen mit zu berücksichtigen. Hierfür bietet sich die "Heizölnotierung Extra Leicht HEL", die vom Statistischen Bundesamt ausgegeben wird und als "Leitwährung" für den Wärmemarkt bekannt ist, an. Neben dem Arbeitspreis ist je Abrechnungszeitraum ein Grundpreis zu entrichten, der fixe Kosten des Contractors decken soll. Dazu zählen Abrechnungskosten, Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung sowie Mietzinsen für die Nutzung des Kellerraums. Des Weiteren ist vom Contracting-Nehmer eine jährliche Contracting-Rate zu entrichten, die dazu dient, dass der Contractor die Investition in die Anlage sowie die Kosten zur Deckung der Haftungsrisiken sowie des Eigentumsverlustes und weitere Ausfallkosten über die Vertragslaufzeit amortisieren kann. Dabei wird eine Vertragsdauer vergleichbar mit der betriebsüblichen Nutzungsdauer der Heizungsanlage gewählt. Soll im Rahmen des Vertrages ein im Laufe der Vertragslaufzeit entstehender Vertragspartnerwechsel berücksichtigt werden, ist eine Klausel aufzunehmen, der den neuen Vertragspartner zur Übernahme aller Rechte und Pflichten, die dem Vertrag zugrunde liegen, verpflichtet. So kann im Falle eines Verkaufs des Mietobjekts oder der Übernahme des Contractors das Contracting-Geschäft weiter fortgeführt werden.

6.1.3.2 Mietvertrag

Der Mietvertrag organisiert das Mietverhältnis zwischen Mieter und Vermieter und umfasst dabei eine Vielzahl von Regelungen, die die Nutzung der überlassenen Wohnfläche betreffen. Diese umfassen unter anderem die Inanspruchnahme von Wärme aus der Heizungsanlage des Wohnobjektes. Bei einer Heizungsanlage, die im Besitz des Vermieters ist, werden die Betriebskosten in die Wärmekostenumlage umgerechnet und vom Mieter beglichen. Tritt anstelle des Vermieters ein Contractor als Betreiber der Heizungsanlage ein, rechnet dieser den Anlagenbetrieb über eine Vollkostenrechnung ab, die die Betriebskosten der Anlage um Kapitalkosten, Unternehmensgewinne und Risikozuschläge übersteigt. Durch diese Mehrbelastung aufgrund einer Übertragung der Betriebstätigkeit darf der Mieter in Bestandsmietverträgen nicht belastet werden, so dass die Mehrkosten des Contracting-Betriebs zunächst dem Vermieter verbleiben (vgl. Abschnitt 7.1).

Entgegen der Regelungen zur Wärmelieferung enthält ein Mietvertrag typischerweise keine Vereinbarungen über eine Stromlieferung. Liegt keine Vereinbarung vor, hat der Mieter mit einem Stromanbieter einen Stromliefervertrag zu schließen (vgl. Abschnitt 6.1.3.3). Dieser Stromliefervertrag kann jedoch auch in den Mietvertrag mit aufgenommen werden. In diesem Fall verpflichtet sich ein Mieter den Strom vom

Vermieter als Stromlieferant abzunehmen. Dieses Vorgehen entspricht den Grundsätzen der Strommarktliberalisierung, da der Mieter die Möglichkeit hat, eine alternative Wohnung zu mieten, in der er den Strom von einem anderen Anbieter beziehen kann. Hingegen ist die Aufnahme einer Klausel zur verpflichtenden Abnahme vom Vermieter in bestehenden Mietverträgen nicht durch den Mieter zu dulden, so dass eine spätere Einführung einer Stromabnahmepflicht über den Mietvertrag sehr aufwendig wird.

6.1.3.3 Stromliefervertrag

Wird ein Energieliefer-Contracting mit Strom und Wärme derart gewählt, dass die Wärmelieferung mit dem Vermieter vereinbart und die Stromlieferung mit den Mietparteien geschlossen wird, so ist zwischen dem Contractor und jedem Mieter, der Strom vom Contractor beziehen möchte, ein Stromliefervertrag abzuschließen. Dieser Stromliefervertrag dient der Versorgung des Mieters mit Strom, unabhängig von der KWK-Strom-Erzeugung durch die KWK-Anlage. Dazu regelt der Vertrag insbesondere die preislichen Lieferkonditionen auf Basis eines Arbeits- und eines Grundpreises. Aus Sicht des Contractors gestaltet sich der Arbeitspreis aus einer Mischpreiskalkulation. Hierfür ist abzuschätzen, welche Gestehungskosten dem KWK-Strom zuzurechnen sind und welchen Anteil der KWK-Strom an der Stromversorgung der Kunden hat. Weiterhin ist in dieser Kalkulation der Bezugspreis für die Differenzstrommenge zu berücksichtigen, welcher nicht durch das BHKW bereitgestellt werden kann. Auf Basis dieser Information kann der Contractor einen Endkundenpreis kalkulieren, der den eigenen wirtschaftlichen Interessen Rechnung trägt. Dabei sind die Vergütungen durch das KWKG mit zu berücksichtigen. Durch dieses Verfahren erhält der Mieter wie bei einer zentralen Stromversorgung einen einzigen Stromliefervertrag, der einen Strompreis unabhängig der Erzeugungsart enthält.

6.1.4 Abrechnungsverfahren der Mietparteien in Mehrfamilienhäusern

Die Analysen der Wirtschaftlichkeit haben bereits gezeigt, dass der Einsatz von Mini-BHKW nur in Gebäuden mit einer hohen thermischen Last wirtschaftlich darstellbar ist. Daraus resultiert, dass der Großteil der Anwendungsfälle Wohngebäude mit mehr als einer Wohnpartei sind. Diese Gebäude sind zudem in Deutschland in den häufigsten Fällen im Besitz einer juristischen Person, die die einzelnen Wohnparteien vermietet. Mit der Novellierung des KWKG im Jahre 2009 wird Anschlussnehmern im Bereich des Niederspannungsnetzes der Anspruch auf einen abrechnungsrelevanten Zählpunkt gegenüber dem Netzbetreiber eingeräumt, sofern in deren elektrischer Anlage hinter der Hausanschlusssicherung Strom aus einer KWK-Anlage eingespeist

wird.[120] Aus diesem Grund wird nachfolgend erläutert, wie ein Mess- und Abrechnungssystem aufgebaut sein muss, um den KWK-Strom auch im Wohngebäude an die Mietparteien verkaufen zu können.

Mit der Integration eines BHKW in das Wohngebäude wird ein weiterer Stromzähler Z_{ges} direkt an dem Übergabepunkt des BHKW an das elektrische Versorgungssystem im Gebäude eingebaut (vgl. Abbildung 6.4). Dieser Zähler erfasst die durch das BHKW bereitgestellte Strommenge. Dieser Zähler dient der Abrechnung des KWK-Zuschlags, da er auf den gesamten KWK-Strom gewährt wird.

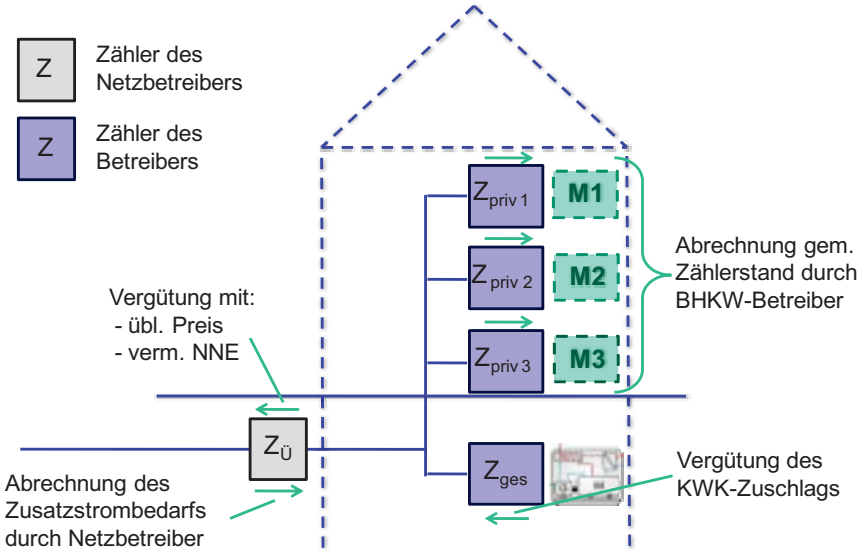


Abbildung 6.4: Abrechnung des KWK-Stroms in einem Mehrparteienhaus wenn alle Mietparteien KWK-Strom beziehen

Die Weiterverteilung des KWK-Stroms erfolgt abhängig vom aktuellen Strombedarf im Wohngebäude. Besteht ein Bedarfsüberhang wird der KWK-Strom vollständig an die Mietparteien (M1, M2, M3) verteilt und über die Zähler Z_{priv1}, Z_{priv2} und Z_{priv3} erfasst. Die Differenzstrommenge zur vollständigen Deckung des Energiebedarfs der Mietparteien erfolgt durch das öffentliche Versorgungsnetz. Die Differenzstrommenge wird dabei durch den Zähler $Z_{Ü}$ sowie über die Zähler der Mietparteien erfasst. In Phasen eines KWK-Stromüberangebots werden zum einen die Mietparteien mit KWK-Strom versorgt, der verbleibende Energieüberschuss wird über den Zähler $Z_{Ü}$ in das Netz der öffentlichen Versorgung gespeist.[121]

Durch diese Zähleranordnung können die Stromzähler der Mieter zur Abrechnung der Mietparteien herangezogen werden. Sie weisen den Strombedarf der jeweiligen Partei aus.

[120] Vgl. KWKG (2008), § 4, Abs. 3b
[121] Vgl. Meixner (2008), S. 7f

Der Übergabestromzähler $Z_{Ü}$ muss als Vierquadrantenzähler ausgeführt sein, um die Stromrichtung zu erfassen. Dadurch ist es möglich, zum einen die Differenzstrommenge zur Versorgung der Mietparteien zu erfassen und zum anderen die eingespeiste KWK-Strommenge in das Netz der öffentlichen Versorgung zu protokollieren. Dieser Zählerwert dient damit zur Vergütung des KWK-Stromeinspeisepreises (z. B. des üblichen Preises) sowie der vermiedenen Netzentgelte.

Da die Unterstromzählung nicht Bestandteil der Abrechnung durch den Netzbetreiber bzw. zukünftig durch den Messstellenbetreiber ist, sind die Zähler am BHKW sowie der Mietparteien durch den BHKW-Betreiber zu beschaffen.

Durch die Verabschiedung des Energiewirtschaftsgesetzes 2005 wurde ein diskriminierungsfreier Netzzugang für alle Energieversorger geschaffen, so dass Endkunden eine freie Versorgerwahl genießen.[122] Durch diese Freiheit kann ein BHKW-Betreiber die Bewohner des Hauses, in dem die Anlage installiert ist, nicht zur Abnahme des KWK-Stroms zwingen. Verweigert eine Mietpartei die Stromlieferung aus der KWK-Anlage, muss eine bilanzielle Stromdurchleitung mit Unterabrechnung realisiert werden (vgl. Abbildung 6.5).

Entscheidet sich eine Mietpartei (hier: M3) für einen anderen Stromanbieter als den KWK-Anlagenbetreiber, hat diese Mietpartei Anspruch auf einen abrechnungsrelevanten Unterzählpunkt gegenüber dem Netzbetreiber, um eine Unterzählung für einen Dritten zu realisieren.[123] Dabei wird die Mietpartei M3 gemäß dem Unterzähler Z_{unter} abgerechnet. Durch diese Unterrechnung muss der Zählerstand $Z_{Ü}$ zur Bilanzierung des eingespeisten KWK-Stroms in das Netz der öffentlichen Versorgung um die Strommenge der Partei M3 korrigiert werden, indem eine Differenzbildung vorgenommen wird. Für die Mietparteien, die als Stromanbieter den Anlagenbetreiber gewählt haben, ändert sich gegenüber dem oben genannten Verfahren nichts.[124]

[122] Vgl. EnWG (2005), § 20, Abs. 1
[123] Vgl. KWKG (2008), § 4, Abs. 3b
[124] Vgl. Dittmann (2009), S. 16ff

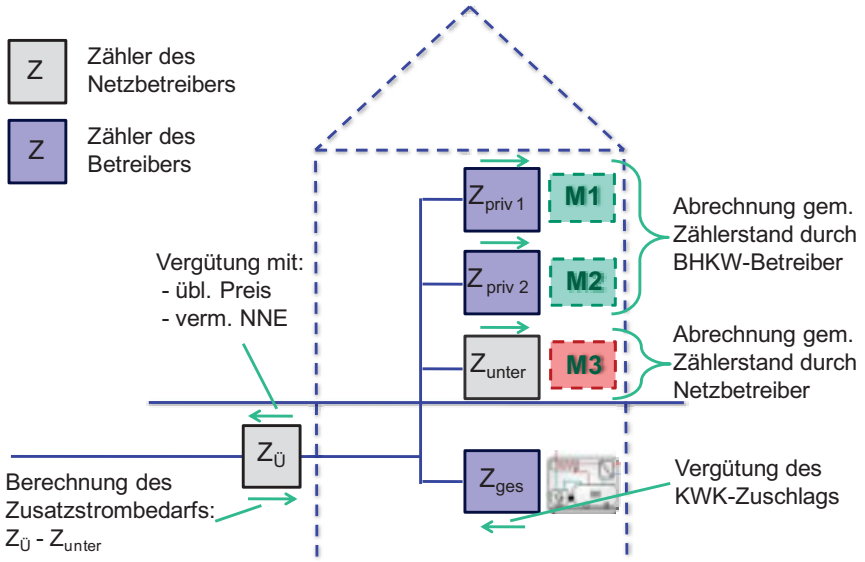


Abbildung 6.5: Abrechnung des KWK-Stroms in einem Mehrparteienhaus wenn nicht alle Mietparteien KWK-Strom beziehen

6.2 Wirtschaftliche Bewertung des Geschäftsmodells

Der vorangegangene Abschnitt hat gezeigt, welche Möglichkeiten es für ein Energieliefer-Contracting in der Wohnungswirtschaft unter dem Einsatz von KWK-Anlagen gibt. Auf Basis eines nachgebildeten Versorgungsgebietes, welches für den deutschen Wohnungsbestand repräsentativ ist, soll eine wirtschaftliche Bewertung verschiedener Geschäftsmodelle erfolgen. Hierfür werden verschiedene Basispreise vorgestellt und auf verschiedene Verfahren des Energieliefer-Contractings angewendet. Die Beurteilung dieser Konzepte erfolgt zunächst aus technischer Sicht zur Bewertung der Effekte auf das Netz der öffentlichen Versorgung und im Folgenden aus Sicht des Contractors sowie der Mieter.

6.2.1 Annahmen zur Bewertung der Geschäftsmodelle

Zur Bewertung der Geschäftsmodelle ist ein abgeschlossenes, repräsentatives Netzgebiet nachgebildet, in dem die Effekte in der öffentlichen Energieversorgung deutlich werden und zugleich der Gebäudebestand des Versorgungsgebietes ein Abbild des Wohngebäudebestandes Deutschlands ist. Mit diesem Ansatz ist sichergestellt, dass sowohl die Ergebnisse auf Netzebene als auch auf Gebäudeebene repräsentativ sind. Für die weitere, wirtschaftliche Bewertung der Geschäftsmodelle bedarf es wirtschaftlicher Kennzahlen, die als Mittelwert für den Wohnungs- und KWK-Markt in Deutschland angesehen werden können.

Der Umfang des hier durchgeführten Fallbeispiels umfasst 1.000 Wohngebäude mit insgesamt 7.946 Wohneinheiten. Diese verteilen sich gemäß der statistischen Verteilung, wie sie in Deutschland vorliegt, auf die Gebäude (vgl. Abschnitt 3.2.3).

Hierbei wird erneut der Bundesdurchschnitt für den spezifischen Heizenergiebedarf von 143 kWh/qm*a zugrunde gelegt. Der Trinkwarmwassererwärmungsbedarf wird wie in Abschnitt 3.2.3 aus der VDI-Richtlinie abgeleitet. Für den elektrischen Energiebedarf wird der Bundesdurchschnitt von 3.080 kWh/a angenommen. So beläuft sich der elektrische Jahresenergiebedarf des Wohngebäudeausschnitts auf ca. 25.000 MWh.

Die Integration der Mini-BHKW-Anlagen wird entsprechend des Marktvolumens vorgenommen, so dass zunächst die Gebäude mit hohen thermischen Bedarfen mit Mini-BHKW-Anlagen ausgestattet werden. Bei einer vollständigen Markterschließung sind 614 Anlagen in den Wohngebäuden integriert. In der vorliegenden Fallstudie wurde der Markterschließungsgrad auf 65 Prozent begrenzt. Dies entspricht einem KWK-Stromanteil von ca. 50 Prozent. Die KWK-Anlagen befinden sich dabei in insgesamt 303 Gebäuden. Diese teilen sich, wie in Tabelle 6.1 dargestellt, auf.

Tabelle 6.1: Übersicht der Wohngebäude mit Mini-BHKW-Anlage

Cluster	Anzahl der Gebäude	Mittlere Wohnfläche je WE	Anzahl BHKW-Standorte	Summe der BHKW-Standorte
≥ 21 WE	55	59 qm	2	110
13 - 20 WE	42	63 qm	2	84
7 - 12 WE	206	66 qm	1	206

Die eingesetzten KWK-Anlagen entsprechen dabei dem Typ *Senertec Dachs G 5.5* mit einem Pufferspeichervolumen von 1.500 Litern je Anlage. Die zugrunde gelegten Marktpreise zur Beschaffung und Installation der Anlagen sowie zur Vergütung der elektrischen Energie gleichen den Ausführungen in Tabelle 5.1.

Zur wirtschaftlichen Bewertung eines Vertragsmodells bedarf es jedoch darüber hinaus weiterer wirtschaftlicher Kennzahlen. Zur Bestimmung des Wärmepreises bei einer Gaszentralheizung sind neben dem Erdgaspreis und dem Wirkungsgrad der Anlage auch der Nebenkostensatz für die Anschaffung und den Betrieb der Anlage wichtig. Diese Nebenkosten betragen 19,7 Prozent vom Wärmepreis.[125] Auf Basis eines Erdgaspreises von 6,11 ct/kWh und einem Heizungswirkungsgrad von 90 Prozent ergibt sich ein Wärmepreis von 8,45 ct/kWh. Hinzu kommen Mietnebenkosten, die neben dem Betrieb der Heizungsanlage anfallen (vgl. Abbildung 6.6). Diese belaufen sich zusammen auf 1,79 €/qm*Mon.

[125] Vgl. Techem AG (2008), S. 12, Tabelle 5.1

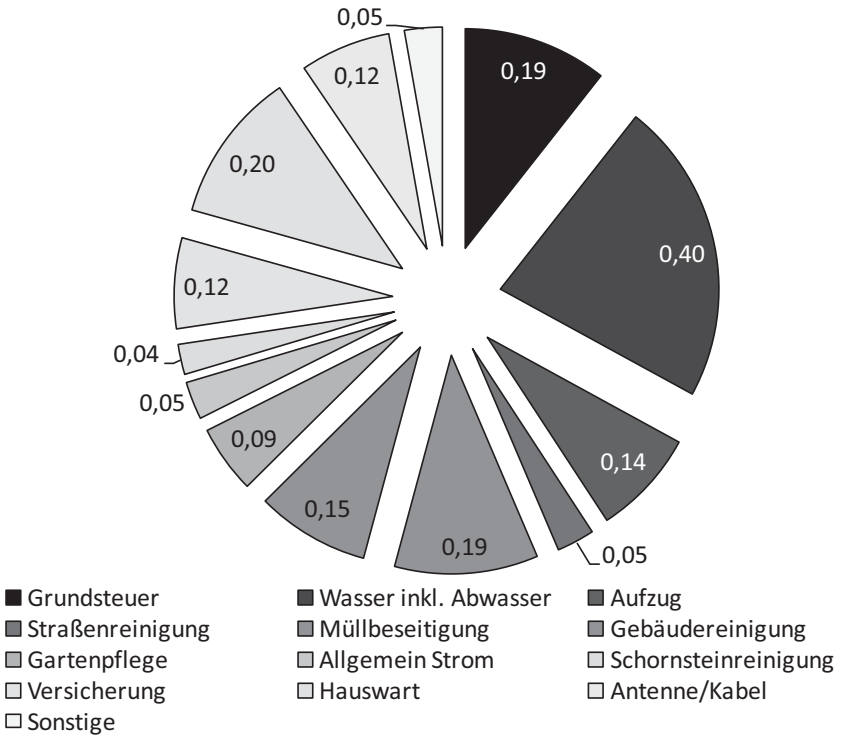


Abbildung 6.6: Aufschlüsselung der Mietnebenkosten ohne Heizung und Trinkwarmwasser in €/qm*Mon.[126]

Dazu beläuft sich der bundesweite Mietspiegel für Kaltmieten von Wohnräumen in Deutschland im Jahr 2008 auf 5,72 €/qm*Mon.[127] Aus der Summe der Kaltmiete, der Mietnebenkosten sowie einem spezifischen thermischen Energiebedarf von 161 kWh/qm*a und dem oben genannten Wärmepreis ergibt sich eine Warmmiete von 8,65 €/qm*Mon.

Auf Basis dieser Kenndaten ist es möglich die Geschäftsmodelle dem Basisszenario gegenüberzustellen und die Bedeutung einer Versorgungsumstellung auf dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung im Energieliefer-Contracting darzulegen.

6.2.2 Technisch-wirtschaftliche Bewertung aus Sicht des Netzbetreibers

Bevor die Beurteilung der Geschäftsmodelle aus Sicht des Contractors sowie der Mieter erfolgt, soll an dieser Stelle die Bedeutung des Verbundbetriebs - entgegen der Ausführungen im Abschnitt 4.4.2 - auf Basis von bundesdurchschnittlichen Kennzahlen technisch bewertet werden. Die Effekte, die sich im Versorgungsgebiet einstellen, können für den Energievertrieb und für den Netzbetreiber einen wirtschaftlichen Wert haben. Aufgrund der komplexen Geschäftsprozesse wird hier

[126] Vgl. Deutscher Mieterbund e.V. (2009)
[127] Vgl. Süddeutsche Zeitung (2006)

jedoch auf eine monetäre Bewertung der Effekte verzichtet und lediglich auf das technische Ausmaß verwiesen. Die Beurteilung beschränkt sich hierbei auf die prozentuale Absenkung der Jahresspitzenlast im Versorgungsnetz, die prozentuale Veränderung der Jahreslastgangspreizung sowie die Energiemenge, die innerhalb eines Jahres aus dem analysierten Versorgungsgebiet in vorgelagerte Netzebenen rückgespeist wird. Differenziert wird hier in die wärmegeführte und netzorientierte Betriebsweise. Dabei erfolgt eine weitere Unterteilung der netzorientierten Betriebsweise in die unterschiedlichen Prognoseverfahren zur Vorhersage des thermischen Bedarfslastprofils der Wohnobjekte für den Folgetag.

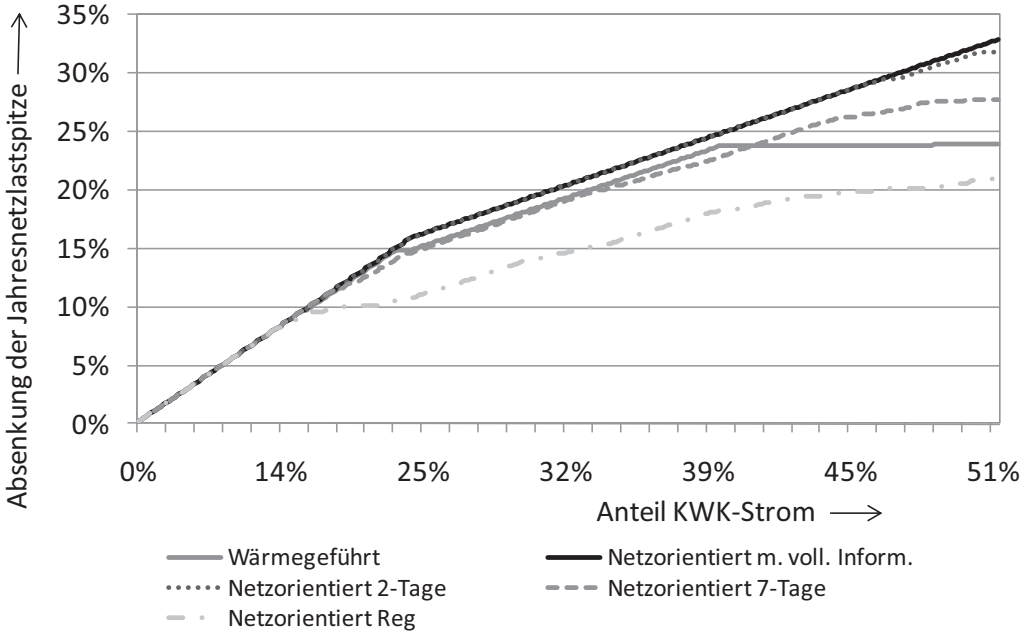


Abbildung 6.7: Absenkung der Jahresnetzlastspitze in Abhängigkeit vom KWK-Stromanteil im Netz

Abbildung 6.7 zeigt das Potenzial der verschiedenen Betriebsweisen zur Absenkung der Jahresspitzenlast im Versorgungsnetz. Die schwarze Kurve zeigt das Potenzial des netzorientierten Verbundbetriebs, da hier vollständige Informationen unterstellt werden. Dabei wird deutlich, dass das Prognoseverfahren auf Basis der Lastfortschreibung mit einer Periodizität von zwei Tagen dieses Potenzial am besten ausschöpft. Bei einem KWK-Stromanteil im Versorgungsnetz von 50 Prozent kann die Jahreslastspitze des Versorgungsgebietes um etwa ein Drittel gesenkt werden. Im Vergleich dazu erreicht der wärmegeführte BHKW-Betrieb nur eine Absenkung von ca. 23 Prozent. Die Abbildung zeigt zugleich, dass das Prognoseverfahren auf Basis einer Regressionsanalyse am wenigsten geeignet ist die Netzlastspitze zu reduzieren.

Die Aussagen zur Absenkung der Netzlastspitze bestätigen sich in den Ergebnissen zur Änderung der Lastgangspreizung (vgl. Abbildung 6.8). Auch hier führt das Prognoseverfahren der Regressionsanalyse im netzorientierten Verbundbetrieb zu schlechteren Ergebnissen als der unkoordinierte, wärmegeführte Betrieb. Hingegen zeigt auch hier das Prognoseverfahren der Lastfortschreibung mit einer Periodizität von zwei Tagen das beste Ergebnis nahe an dem Potenzial des Verbundbetriebs. In diesem Fall kann die Spreizung des Lastganges im Vergleich zum Netzlastgang ohne dezentrale Erzeugung geringfügig abgesenkt werden. Hierdurch vergleichmäßigt sich die Auslastung der Netzelemente.

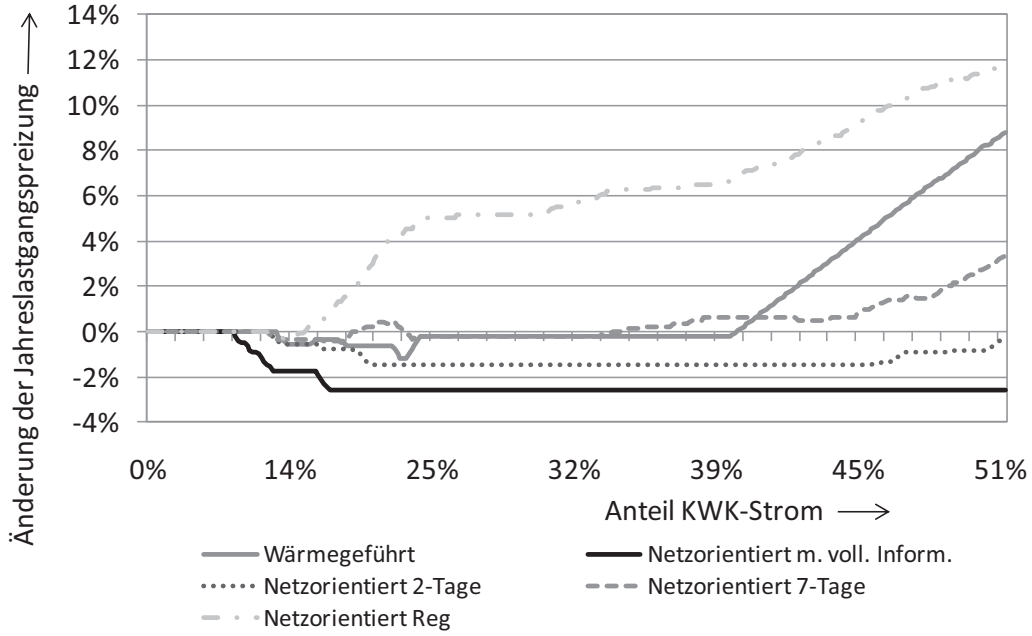


Abbildung 6.8: Änderung der Jahresnetzlastgangspreizung in Abhängigkeit vom KWK-Stromanteil im Netz

Der Verlauf der Vergleichmäßigung über den KWK-Stromanteil im Versorgungsnetz macht jedoch deutlich, dass dieser Kennzahl Grenzen gesetzt sind. So wird die maximale Vergleichmäßigung bereits bei einem KWK-Stromanteil von knapp 20 Prozent erreicht. Dieser ändert sich bei einer Erhöhung des Anteils nicht. Vielmehr nimmt die Fluktuation des Lastgangs im Falle aller Prognoseverfahren bei steigendem KWK-Stromanteil wieder zu.

Die Randbedingung des KWK-Anlagenbetriebs die Wärmeversorgung des Wohnobjektes sicherzustellen, führt zu hohen Restriktionen in der Verschiebung von Betriebszeiten. Insbesondere im Winter ist ein hoher Ausnutzungsgrad der Anlage zu erwarten, so dass auch in Zeiten geringer Netzlast BHKW-Betrieb erfolgt und eine Rückspeisung in vorgelagerte Netze unvermeidbar ist. Dieses bestätigt sich in Abbildung 6.9. Der netzorientierte Verbundbetrieb ermöglicht die Reduzierung der

Rückspeisung, eine Vermeidung ist jedoch bereits bei KWK-Stromanteilen von über 25 Prozent im Netz auch bei vollständigen Informationen nicht vermeidbar.

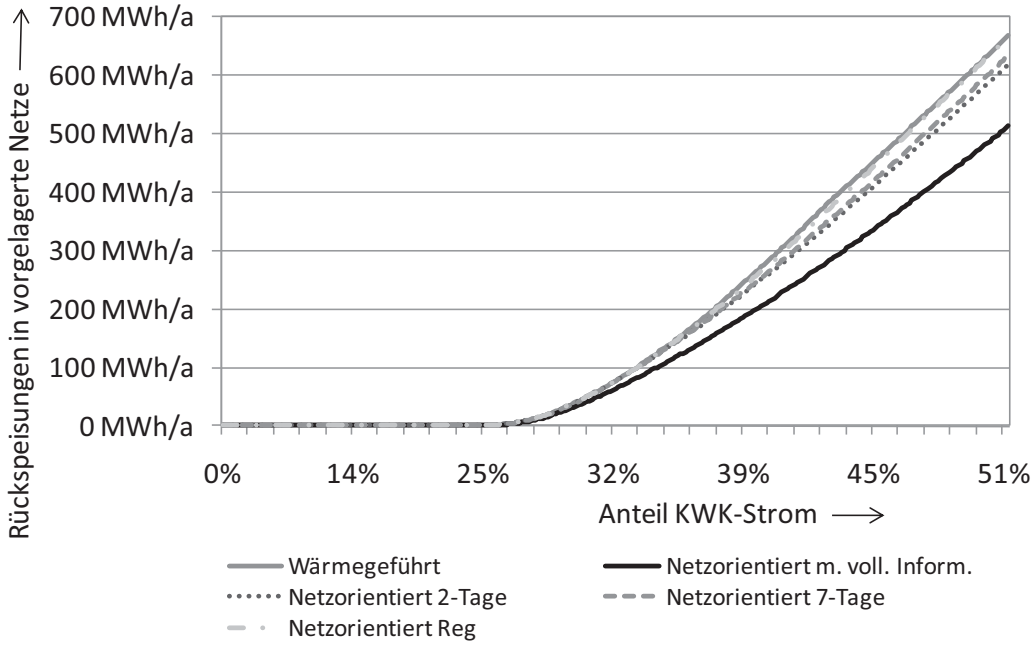


Abbildung 6.9: Rückspeisungen in vorgelagerte Netze in Abhängigkeit vom KWK-Stromanteil im Netz

6.2.3 Wirtschaftliche Bewertung des Geschäftsmodells aus Sicht des Contractors

Zur Bewertung eines Energieliefer-Contractings aus Sicht des Anlagenbetreibers bieten sich Wirtschaftlichkeitskennzahlen an. Diese können der Kapitalwert, die Anlagenrendite oder die Amortisationsdauer der Investitionstätigkeit sein. Am anschaulichsten erscheint die Rendite, da sie mit der Kapitalmarktverzinsung verglichen werden kann. Aus Sicht eines Investors werden in vielen Fällen Investitionsentscheidungen nicht auf Basis des Kapitalwertes, sondern auf Basis der zu erwartenden Rendite gebildet. Hierbei wird eine Referenzrendite zugrunde gelegt, die die untere Schwelle der zu erwartenden Rendite bei Investitionstätigkeit darstellt. Überschreitet die zu erwartende Rendite diese Schwelle, wird eine Investitionstätigkeit als positiv bewertet. Als Referenzrendite wird in der Praxis ein Wert zwischen 10 und 12 Prozent angenommen. In der hier vorliegenden Analyse bildet die untere Schwelle der interne Zinsfuß von $i = 12\ \%$.

Neben der Sicherung einer Mindestrendite ist für die erfolgreiche Gestaltung des Geschäftsmodells ein akzeptabler Preis für den Kunden zu entwickeln. Hierbei bildet die Wärmeversorgung der analysierten Gebäude mit einer Erdgaszentralheizung die Referenz. Gestalten sich die Miet- und Nebenkosten für einen Mieter durch das Contracting-Geschäft positiv, kann eine erfolgreiche Vermarktung erfolgen.

Im Folgenden werden als Geschäftsmodelle das Wärme-Contracting sowie das Wärme- und Strom-Contracting analysiert. Das Wärme-Contracting umfasst dabei die vollständige Wärmeversorgung des Wohngebäudes unter Zuhilfenahme eines Spitzenlastkessels. Die erzeugte elektrische Energie des BHKW wird in diesem Fall in das Netz der öffentlichen Stromversorgung eingespeist und nicht an die Mieter weiterverkauft. Bei der Einspeisung des Stroms in das Netz der öffentlichen Energieversorgung bestehen drei verschiedene Möglichkeiten der Stromvermarktung. Zum einen kann der Strom an den Netzbetreiber zum üblichen Preis verkauft werden. Alternativ hierzu hat der Contractor die Möglichkeit diesen Strom direkt zu vermarkten oder im Rahmen von Handelsgeschäften an der Leipziger Energiebörse EEX anzubieten. Im Rahmen dieser Untersuchungen werden die Vermarktungswege des üblichen Preises sowie des Energiehandels auf Basis von Stundenkontrakten an der Leipziger Energiebörse EEX untersucht.

Im Rahmen des Strom- und Wärme-Contractings verkauft der Contractor dem Vermieter die Wärme, die zur Versorgung aller Mieter benötigt wird. Den Mietern des Wohngebäudes bietet der Contractor eine Stromversorgung an. Hierbei bildet sich der Strombezug aus dem KWK-Strom sowie einer Differenzstrommenge aus dem Netz der öffentlichen Versorgung. Der angebotene Strompreis ist daher ein Mischpreis aus Gestehungskosten und Endkundenpreis des Energieversorgers. Aus diesem Grund verfügt der Contractor im Rahmen des Strom- und Wärme-Contractings über die Gestaltungsfreiheit des Preisbündels für Wärme und für Strom. Dabei wird in den hier durchgeführten Untersuchungen zum einen der durchschnittliche Endkundenpreis in Höhe von 21,43 ct/kWh und zum anderen ein Mischpreis in Höhe von 17,00 ct/kWh angenommen. Dies entspricht einem Preisnachlass von 20 Prozent auf den durchschnittlichen Endkundenpreis. Der überschüssige KWK-Strom, der nicht im Objekt abgesetzt werden kann, wird in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist und an den Netzbetreiber zum üblichen Preis veräußert. Ein Handelsgeschäft mit diesen Strommengen erscheint aufgrund der schwierigen Kalkulierbarkeit und der geringen Mengen bei einem Strom- und Wärme-Contracting nicht praktikabel.

In Abbildung 6.10 sind die zu erwartenden Renditen der unterschiedlichen Geschäftsmodelle für die drei analysierten Gebäudecluster aufgeführt. Hierbei ist ein Wärmepreis von 8,45 ct/kWh angenommen. Dieser Wert entspricht dem Wärmepreis bei Einsatz einer zentralen Gasheizung. Dabei wird deutlich, dass die zu erwartende Rendite bei einem Wärme-Contracting stets deutlich niedriger ist als im Rahmen eines Strom- und Wärme-Contractings. Diese Tatsache ist auf den im Vergleich zum Strompreis, der im Rahmen des Strom- und Wärme-Contractings erzielt werden

kann, geringen üblichen Preis zurückzuführen. Auch der Handel des erzeugten Stroms führt zu keiner signifikanten Verbesserung der Ergebnisse.

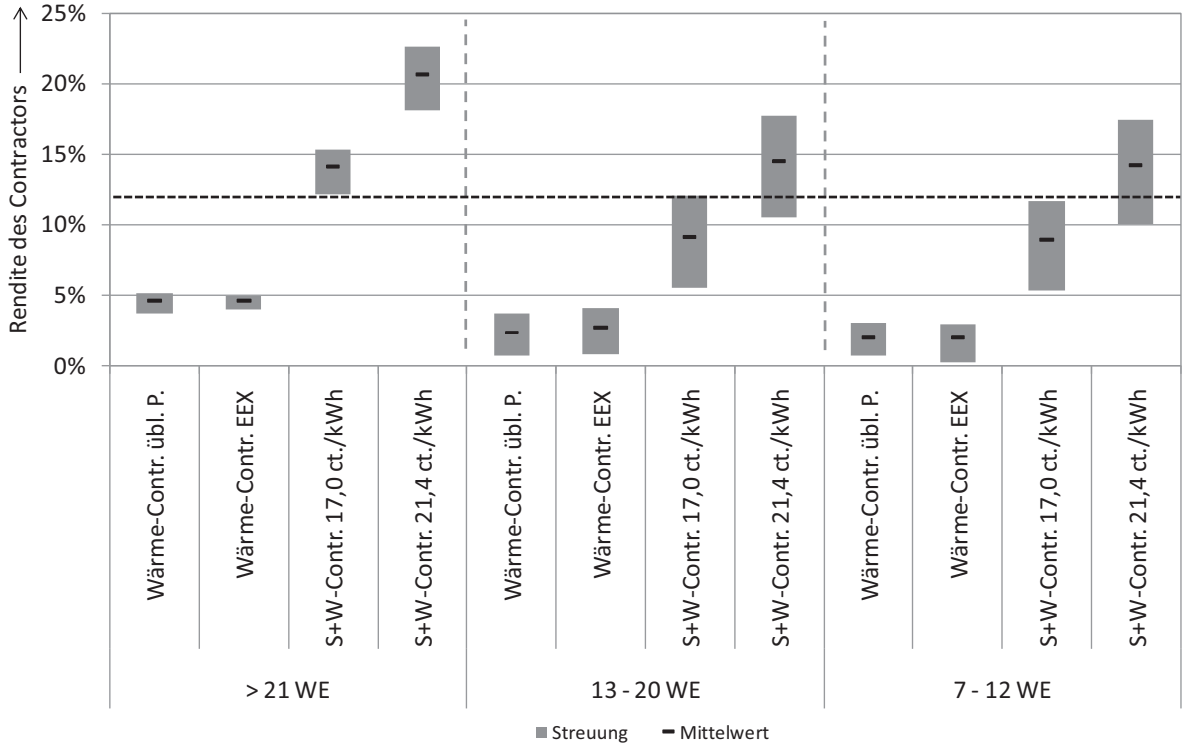


Abbildung 6.10: Rendite der Investitionstätigkeit in Abhängigkeit des Contracting-Modells und der Stromvermarktung bei einheitlichem Wärmepreis von 8,45 ct./kWh

Im Strom- und Wärme-Contracting ist zu erkennen, dass insbesondere in Gebäuden mit vielen Wohneinheiten sehr hohe Renditen erwartet werden können, die die Schwelle von 12 Prozent deutlich übersteigen. Es zeigt sich jedoch auch, dass die Reduzierung des Strompreises für die Mieter maßgeblichen Einfluss auf die Rendite des Contractors nimmt, so dass in Gebäuden weniger Wohneinheiten ein Strompreis von 17,0 ct./kWh zu Renditen unterhalb der geforderten Schwelle führt.

Strebt der Contractor mit jedem Objekt eine Mindestrendite von 12 Prozent an, muss er einen individuellen Wärmepreis entwickeln. Dieser hängt im Wesentlichen vom Wärmebedarf des Objektes und - im Falle eines Strom- und Wärme-Contractings - vom elektrischen Energiebedarf der Mieter, die an einer Stromversorgung durch den Contractor teilnehmen. Dabei zeigt sich, dass auch hier durch die Stromvermarktung an die Mieter das größte Potenzial im Strom- und Wärme-Contracting liegt (vgl. Abbildung 6.11). In diesen Szenarien können Wärmepreise unterhalb der Wärmegestehungskosten einer Erdgaszentralheizung angeboten werden. Ein Contracting-Strompreis von 17,0 ct./kWh, wie er hier angenommen ist, führt jedoch in den meisten Fällen zu einem Wärmepreis über dem einer Gaszentralheizung.

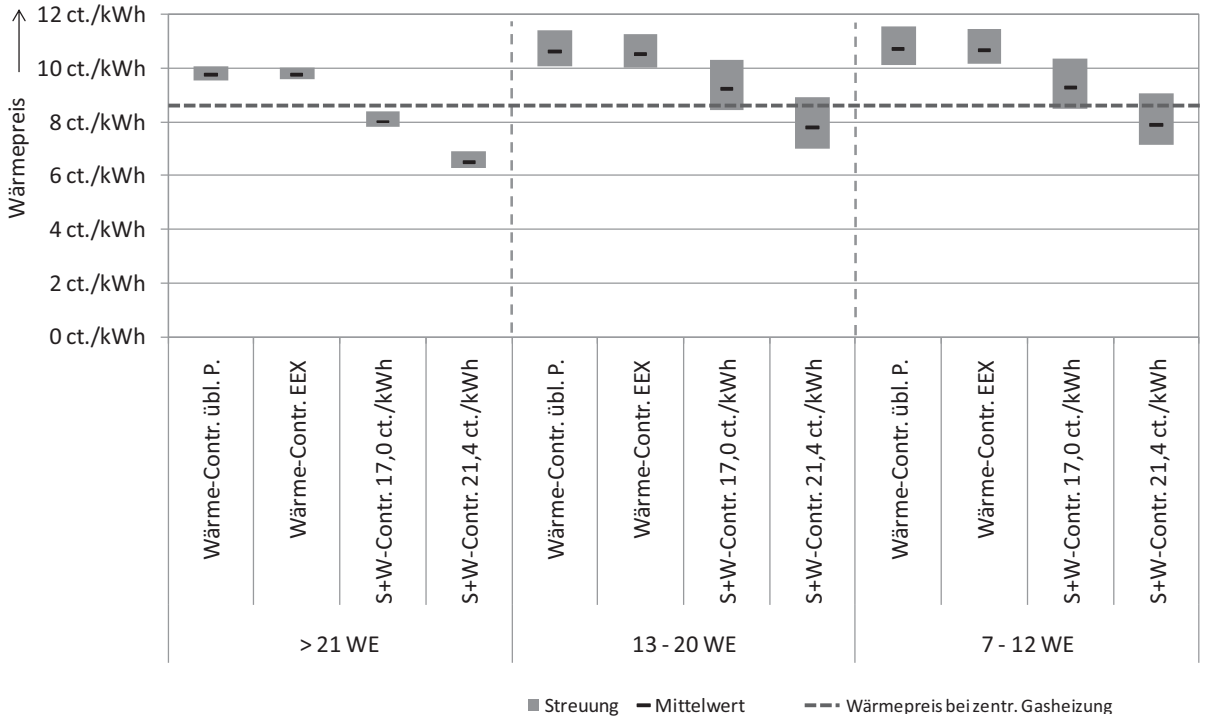


Abbildung 6.11: Wärmepreis des Contractors zur Erreichung einer Rendite von 12 Prozent in Abhängigkeit des Contracting-Modells und der Stromvermarktung

Das reine Wärme-Contracting bietet unabhängig vom Verfahren der Stromvermarktung nicht das Potenzial die erzeugte Wärme der KWK-Anlage zu einem Preis unterhalb einer Gaszentralheizung anzubieten.

Ein Geschäftsmodell für ein Energieliefer-Contracting, welches Energiepreise in Abhängigkeit des Energiebedarfs der Bewohner eines Wohngebäudes erfordert, erscheint aufgrund des Aufwandes zur Bestimmung der individuellen Preise als auch wegen mangelnder Akzeptanz durch die Kunden nicht marktgerecht. Das Renditeziel eines Contractors, der sich auf den Wohnungsmarkt spezialisiert, kann nicht auf jedes Einzelobjekt angewendet werden, sondern sollte vielmehr auf die Gruppe der Gebäude bezogen werden, die durch das Contracting-Geschäft versorgt werden.

Aus diesem Grund zeigt die Abbildung 6.12 die Wärmepreise in Abhängigkeit des Contracting-Modells und der Stromvermarktung, bei der sich für den Contractor eine Gesamtrendite von 12 Prozent für den hier analysierten, repräsentativen Gebäudepool ergibt. Die Preise machen deutlich, dass ein Wärme-Contracting bei der gewünschten Anlagenrendite nicht die Wärmepreise einer Erdgaszentralheizung erzielen kann. Vielmehr ist die Vermarktung des KWK-Stroms im Objekt notwendig, um den Mietern attraktive Preise unterhalb derer einer Erdgasheizung und eines Strombezugs von einem Energieversorger anbieten zu können.

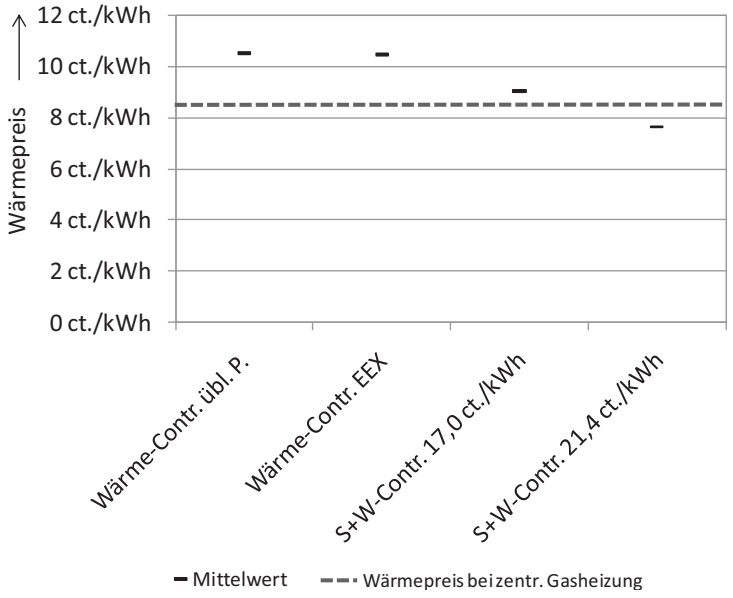


Abbildung 6.12: Einheitlicher Wärmepreis des Contractors zur Erreichung einer Rendite über alle Gebäude von 12 Prozent in Abhängigkeit des Contracting-Modells und der Stromvermarktung

Aufgrund dessen werden im Folgenden die Effekte der vorgestellten Contracting-Modelle für die Mieter im Rahmen einer Vollkostenrechnung dargestellt.

6.2.4 Wirtschaftliche Bewertung des Geschäftsmodells aus Sicht der Mietparteien

Die Entwicklung von Contracting-Modellen hat bisher gezeigt, dass besonders das Strom- und Wärme-Contracting ein wirtschaftliches Potenzial für den Contractor bietet. Doch um dieses im Wohnungsmarkt realisieren zu können, bedarf es der Zustimmung der Mietparteien. Hierzu sind Argumente anzuführen, die den Mieter von diesem Konzept überzeugen. Die aktuellen Marktentwicklungen zeigen, dass das Energiebewusstsein immer stärker die Kaufentscheidung der Kunden mit beeinflusst. Doch es zeigt sich auch, dass die Zahlungsbereitschaft für energieeffiziente Güter nicht deutlich über denen der herkömmlichen liegt.[128] Daraus ist abzuleiten, dass ein erfolgreiches Contracting-Modell nicht nur Energieeffizienz, sondern zugleich auch einen attraktiven Preis bieten muss, der vergleichbar mit dem einer alternativen Technik ist.

[128] Vgl. Balderjahn (2002)

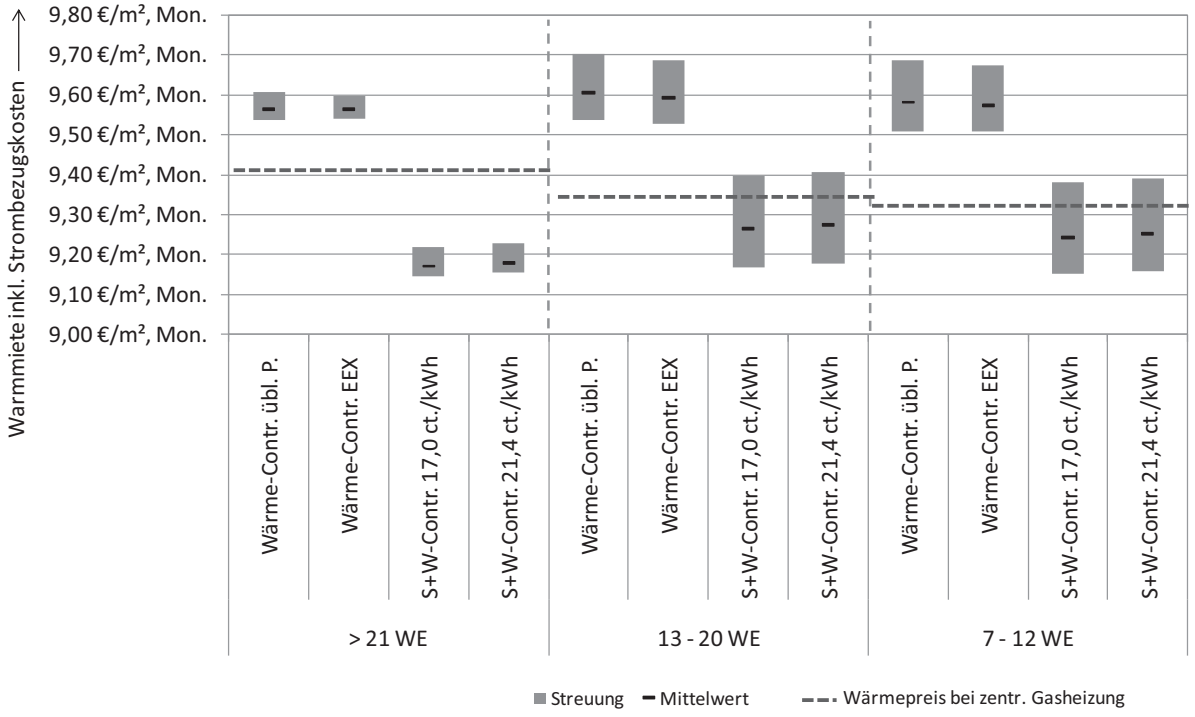


Abbildung 6.13: Warmmiete inkl. Strombezugskosten in Abhängigkeit des Contracting-Modells und der Stromvermarktung bei einer Zielrendite von 12 % bei jedem Wohnobjekt

Aus diesem Grund wird der Wirtschaftlichkeitsbewertung aus Sicht des Contractors des vorangegangenen Kapitels die Analyse der Contracting-Modelle aus Sicht der Mieter gegenübergestellt. Hierzu wird zunächst in Anlehnung an Abbildung 6.11 der Wärmepreis analysiert, der zu einer Contractor-Rendite von 12 Prozent in jedem Wohnobjekt führt. Um die Effekte für den Mieter deutlich zu machen, wird als Bemessungsgröße die spezifische Warmmiete inklusive der Strombezugskosten je Quadratmeter Wohnfläche und Monat ausgewiesen. Dabei zeigt sich, dass die Warmmieten bei einem Wärme-Contracting unabhängig vom Gebäudecluster über den Referenzwerten der Warmmiete bei einer Wärmeversorgung durch eine Erdgaszentralheizung liegen. Hingegen liegen die Warmmieten bei einem Strom- und Wärme-Contracting im Mittel stets unter den Referenzwerten (vgl. Abbildung 6.13).

Während der Einfluss des Wärmepreises aus Sicht des Contractors einen signifikanten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Betriebsmodells hat, erweist sich für die Mieter nur ein geringfügiger Effekt. So liegen die Warmmieten des Wärme-Contractings im Mittel zwischen 1,7 und 2,7 Prozent höher als bei einem Wärmeversorgungskonzept auf Basis einer Erdgaszentralheizung. Überträgt man diese Differenz auf die Jahreswarmmiete, ergibt sich eine Differenz von ca. 150 € bei einer Mietbelastung von 6.600 € im Jahr. Nichtsdestotrotz führt eine Erhöhung der Mieterbelastungen zu Akzeptanzproblemen.

Überträgt man das gebäudeunabhängige Preismodell auf die Mietkosten, folgt eine leicht differenzierte Darstellung der Belastungen (vgl. Abbildung 6.14). Durch das einheitliche Preisniveau fallen die Schwankungen der Warmmieten deutlich geringer aus als zuvor, da in dem hier untersuchten Fall die Gebäude über die gleichen spezifischen Wärmebedarfe verfügen.

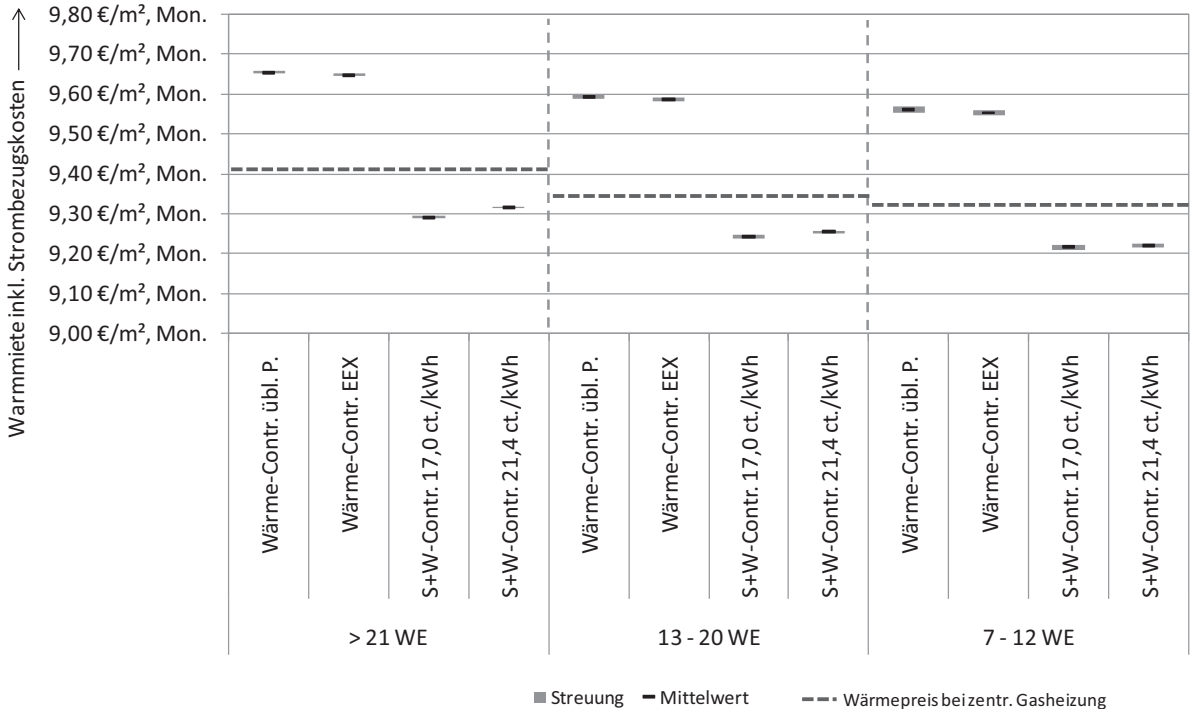


Abbildung 6.14: Warmmiete inkl. Strombezugskosten in Abhängigkeit des Contracting-Modells und der Stromvermarktung bei einer Rendite von 12 % über alle Wohnobjekte

Es bestätigt sich, dass das Wärme-Contracting höhere Mietbelastungen bewirkt als eine zentrale Gasheizung und das Strom- und Wärme-Contracting hingegen günstiger ist als das Referenzsystem. Im Vergleich zu den gebäudeindividuellen Preisen zeigt sich, dass Gebäude mit vielen Wohneinheiten schlechter gestellt sind. Dies geht darauf zurück, dass durch die Gebäudegröße zum einen die Anlagenlaufzeit und auch die KWK-Stromabnahme sehr hoch sind, so dass hier schon bei sehr geringen Preisen ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden kann. Diese Gebäude subventionieren bei einem einheitlichen Wärmepreis über alle Gebäude die Einsatzorte, in denen bei gebäudeindividuellen Preisen überdurchschnittlich hohe Preise gefordert werden müssten.

Eine Sensitivitätsanalyse zeigt im Folgenden die Stabilität der hier dargestellten Ergebnisse für die verschiedenen Geschäftsmodelle und leitet daraus eine Empfehlung eines Geschäftsmodells ab.

6.2.5 Sensitivitätsanalyse des Geschäftsmodells

Eine Sensitivitätsanalyse dient der Prüfung der Robustheit eines Ergebnisses auf Basis verschiedener Annahmevariationen. Wie bereits in den Abschnitten 5.1.3 und 6.2.1 gezeigt, unterliegt die hier durchgeführte Analyse der Wirtschaftlichkeit einer Vielzahl von Annahmen, die teils schwer über eine Vertragslaufzeit von 15 bis 20 Jahren prognostizierbar sind und zum anderen bereits aktuell großen Schwankungen unterliegen. Um die Sensitivitätsanalyse nicht auf alle Eingangsgrößen anzuwenden, sind wesentliche Kenngrößen herausgestellt, die im Folgenden untersucht werden:

- Anfangsinvestition der KWK-Anlage
  Mit einer Belebung des KWK-Marktes und dem Eintritt weiterer Marktteilnehmer wird mit einem starken Preisverfall gerechnet. Da sich der KWK-Markt bis heute noch in einem Anfangsstadium befindet (vgl. Abschnitt 3.2) sind die spezifischen Kosten einer KWK-Anlage aufgrund geringer Stückzahlen sehr hoch. Diese könnten bei Umstellung auf eine Serienfertigung stark sinken.
- Preis eines Vollwartungsvertrages
  Das Preisniveau eines Vollwartungsvertrages kann ebenso wie der Preis einer KWK-Anlage durch eine Marktbelebung stark sinken. Grund dafür kann eine höhere Auslastung des Instandhaltungstrupps sowie geringerer Ersatzteilkosten sein.
- Preisniveau des üblichen Preises
  Der übliche Preis basiert auf dem Energieangebot und der -Nachfrage an der Leipziger Energiebörse EEX. Diese Parameter sind schwer zu prognostizieren und zudem wird die Angebotslage durch eine zukünftige Vermarktung von Strom aus EEG-Anlagen an der EEX stark beeinträchtigt.
- alternative Vergütungsmodelle
  Abschnitt 5.5 hat Modelle aufgezeigt, wie auf Basis von Anreizmodellen ein netzorientierter BHKW-Verbundbetrieb gefördert werden kann. Da die Bundesregierung im Rahmen der nächsten Novellierungen des EEG sowie des KWKG Anreizsysteme zur bedarfskonformen Energiebereitstellung aufnehmen möchte, werden die vorgestellten Verfahren im Rahmen der Sensitivitätsanalyse mit berücksichtigt.
- Prognose des thermischen Lastprofils
  Bisher wurde in den Untersuchungen stets von vollständigen Informationen über das Bedarfslastprofil thermischer Energie für den Folgetag im Wohngebäude ausgegangen. Dieses ist jedoch über Prognoseverfahren (vgl. Abschnitt 4.2.2) vorherzusagen und kann so zu Abweichungen in der Wirtschaftlichkeit führen.

Die Sensitivitätsanalyse für die Einflussgrößen "Investitionsvolumen", "Wartungskosten" und "üblicher Preis" ist in Abbildung 6.15 dargestellt. Für das Investitionsvolumen wie auch für die Wartungskosten wird jeweils eine Kostensenkung um 10, 20 und 50 Prozent analysiert. Für den marktüblichen Preis sind sowohl eine Steigerung als auch ein Absinken des Preises um 10 und 20 Prozent dargestellt.

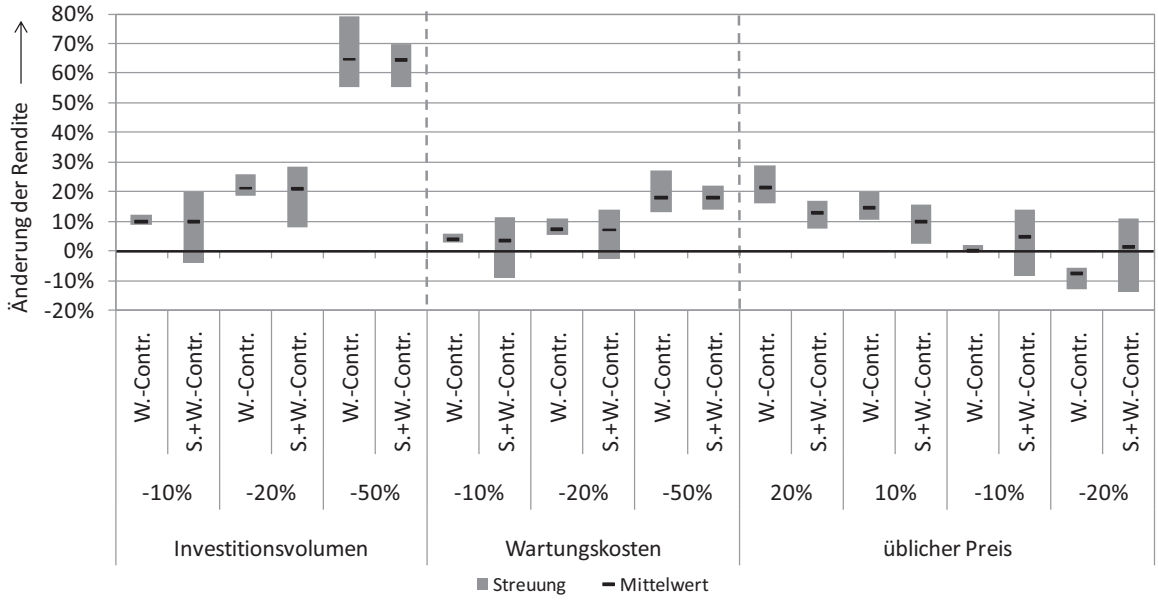


Abbildung 6.15: Sensitivitätsanalyse des Investitionsvolumens, der Wartungskosten und des üblichen Preises

Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere das Investitionsvolumen einen großen Einfluss auf die Rendite des Contractors hat. Eine Reduzierung um 10 bzw. 20 Prozent führt zugleich zu einer Steigerung der Rendite um 10 bzw. 20 Prozent. Bei einem Preisnachlass von 50 Prozent liegt der Mittelwert bei ca. 65 Prozent.

Die Wartungskosten haben einen weniger großen Einfluss auf die Rendite als das Investitionsvolumen. Eine Reduzierung um 10, 20 bzw. 50 Prozent führt im Mittel zu einer Verbesserung der Rendite um 4, 7 bzw. 18 Prozent.

Eine Varianz des üblichen Preises zeigt insgesamt eine größere Wirkung im Wärme-Contracting als im Strom- und Wärme-Contracting. Hier führt ein Anstieg des Preises zu einer Verbesserung der Rendite zwischen 10 und 21 Prozent. Ein Absinken des üblichen Preises hingegen führt zu indifferenten Ergebnissen. Durch die starke Streuung der Ergebnisse kann nicht klar prognostiziert werden, ob ein Absinken des üblichen Preises zu einer Renditeverschlechterung oder -Verbesserung führt.

Insgesamt fällt auf, dass im Strom- und Wärme-Contracting die Ergebnisstreuung deutlich größer ist als im Wärme-Contracting.

Neben den preislichen Entwicklungen lassen sich auch die Fördermechanismen auf die Rendite des Contractors hin untersuchen. So wird deutlich, dass bei der Anwendung eines zeitvariablen Preismodells zur KWK-Vergütung, wie es in Abschnitt 5.5.1 beschrieben wurde, sich die Rendite eines Contractors, der die Anlagen netzorientiert betreibt, um ca. 4 Prozent erhöht (vgl. Abbildung 6.16). Im Falle einer zeitvariablen KWK-Einspeisevergütung, wie sie in Abschnitt 5.5.2 erläutert wurde, führt diese nur im Rahmen eines Wärme-Contracting gesichert zu einer Renditeverbesserung. Grund für diese Tatsache ist die vollständige Einspeisung des KWK-Stroms in das Netz der öffentlichen Versorgung. Im Rahmen des Strom- und Wärme-Contractings erfolgt die Einspeisung nur in Zeiten eines KWK-Stromüberangebotes im Wohngebäude, die mit den Schwachlastphasen und somit mit den Tiefpreisphasen korrelieren. Daher ist hier mit einer Renditeverschlechterung zu rechnen.

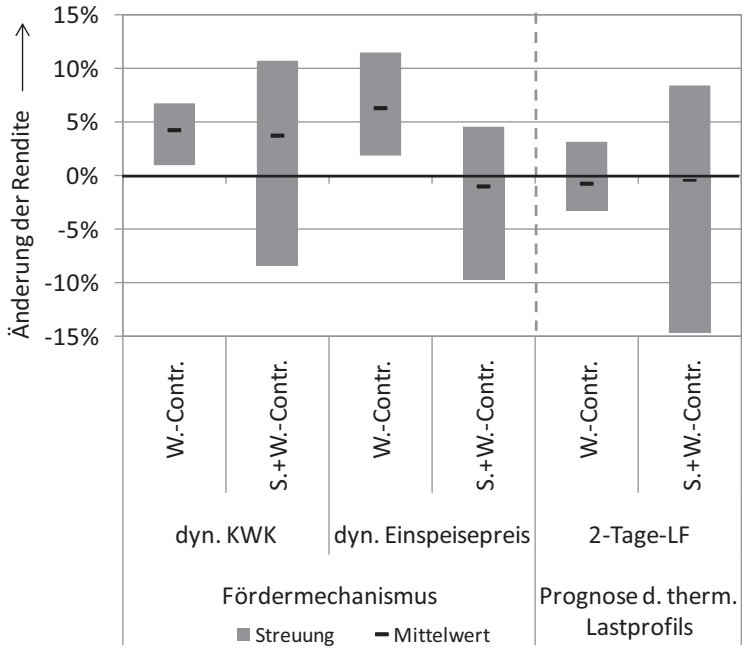


Abbildung 6.16: Sensitivitätsanalyse des Fördermechanismus und der Prognose

Die bisherige wirtschaftliche Bewertung des netzorientierten BHKW-Verbundbetriebs geht von vollständigen Informationen hinsichtlich des thermischen Lastprofils des Wohnobjektes für den Folgetag aus. In der Praxis ist hierfür jedoch eine Prognose notwendig. Im Rahmen des Abschnitts 6.2.2 wurde deutlich, dass sich bei den vorgestellten Prognoseverfahren die Lastfortschreibung mit einer Periodizität von zwei Tagen am besten eignet. Daher wird in der hier vorliegenden Sensitivitätsanalyse nur dieses Verfahren auf seine Auswirkungen auf die Rendite untersucht. Es wird ersichtlich, dass der mittlere Einfluss der Prognose minimal ist. Allerdings liegt hier eine sehr große Streuung der Ergebnisse vor, so dass diese

Werte um mehr als 20 Prozent variieren. Besonders hoch ist die Streuung im Energieliefer-Contracting, welches Strom und Wärme umfasst.

Abschließend lässt sich konstatieren, dass das Strom- und Wärme-Contracting wirtschaftlich bessere Ergebnisse liefert und so dem Vermieter und Mieter attraktivere Preise anbieten kann, die unterhalb derer liegen, die bei einer getrennten Energieerzeugung mittels zentraler Gasheizung und Strombezug vom Energieversorger üblich sind. Durch diese Contracting-Form können die Energiebezugskosten der Mieter bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung gesenkt werden. Besonders in Gebäuden mit vielen Wohneinheiten kann dieses Geschäftsmodell einen großen Marktanteil erreichen. Weiterhin ist deutlich geworden, dass verschiedene Parameter erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit nehmen können. Hierbei erweist sich das Wärme-Contracting in seiner Wirtschaftlichkeit robuster als das Strom- und Wärme-Contracting. Die Einflusshöhe ist im Mittel jedoch vergleichbar, so dass das Strom- und Wärme-Contracting technisch und wirtschaftlich dem reinen Wärme-Contracting überlegen ist.

7 Rechtliche Hemmnisse für Energieliefer-Contracting in der Wohnungswirtschaft

Die vorliegende Untersuchung hat gezeigt, dass Contracting bei einem Betrieb von Mini-BHKW in der Wohnungswirtschaft wirtschaftlich attraktiv gestaltet werden kann und im Verbundbetrieb einen besonderen Mehrwert bietet. Der Wechsel des Heizungsanlagenbetriebs vom Vermieter auf einen Drittanbieter sowie die damit verbundene Änderung der Heizkostenabrechnung für die Vermieter stellen aktuell noch große rechtliche Schwierigkeiten dar. So bestehen zum aktuellen Zeitpunkt keine einheitlichen Regelungen, die das Wärme- und Strom-Contracting in der Wohnungswirtschaft als Massenmarkt ermöglichen. Zudem stellt auch die Interpretation des Energiewirtschaftsgesetzes Rechtsunsicherheiten für Contractoren dar, so dass die Rolle des Contractors bei Stromlieferung aus Sicht des Energiewirtschaftsgesetzes unklar ist. Aus diesem Grund werden in den folgenden Abschnitten die rechtlichen Hemmnisse diskutiert, die eine Etablierung des Energieliefer-Contracting in der Wohnungswirtschaft noch erschweren.

7.1 Übertragung der Betriebsführung der Heizung auf einen Contractor

Der überwiegende Anteil der zentralen Heizungsanlagen in den vermieteten Wohnobjekten wird durch den Vermieter betrieben. Ein Wechsel dieses Betreibermodells hin zu einem Anlagenbetrieb durch einen Dritten bedarf nach aktueller Rechtsprechung der Zustimmung der Mieter. Im Falle einer nachweislichen Minderbelastung aller Mieter für einen überschaubaren Zeitraum kann die Zustimmung der Mieter erwartet werden. Aktuelle Gerichtsurteile zu diesem Themenkomplex bestätigen dies jedoch nicht als Rechtsgrundlage, so dass eine Verpflichtung der Mieter durch einen Contractor nicht verbindlich ist.[129]

Erfolgt die Zustimmung der Mieter zum Wechsel des Heizungsanlagenbetriebs, sind die Kosten zur Wärmeversorgung gemäß der Heizkostenverordnung teilweise umlagefähig. Die Betriebskosten der Heizungsanlage sind umlagefähig und können nach gegebenen Schlüsseln auf den Wärme- bzw. Warmwasserverbrauch der Mieter sowie auf die Nutzfläche bzw. den umbauten Raum umgerechnet werden. Zu den Betriebskosten einer zentralen Heizungsanlage gehören:[130]

- Kosten der verbrauchten Brennstoffe und ihrer Lieferung
- Kosten des Betriebsstroms

[129] Vgl. Beyer (2006), S. 143ff
[130] Vgl. Heizkostenverordnung (1981), § 7, Abs. 2, § 8, Abs. 2

- Kosten der Bedienung, Überwachung und Pflege der Anlage
- Kosten der Prüfung der Betriebsbereitschaft und -sicherheit der Anlage sowie der Einstellung durch eine Fachkraft
- Kosten für die Reinigung der Anlage und des Betriebsraums
- Kosten für die Messung nach Bundesimmisionsschutzgesetz
- Kosten für die Anmietung einer Ausstattung zur Verbrauchserfassung sowie der Eichung, Berechnung und Aufteilung der Wärmeverbräuche

Damit sind Kosten der Instandhaltung, der Investition sowie für den kalkulierten Gewinn und mögliche Kapitalkosten nicht umlagefähig. Diese Kostenbestandteile muss der Vermieter in die Kaltmiete mit einrechnen und darf sie nicht den Nebenkosten zurechnen.[131]

Wird die Heizungsanlage durch einen Contractor betrieben und die Mieter durch ihn mit Wärme versorgt, ist die Umlage der Contracting-Kosten auf die Mieter nicht zulässig. Da in diesen nicht-umlagefähige Kostenbestandteile enthalten sind, ist entweder eine Aufspaltung der Contracting-Kosten in umlagefähige und in nicht-umlagefähige Kosten erforderlich oder die Zustimmung aller Mietparteien ist einzuholen. Mit der Aufspaltung der Kosten würde hingegen der Contractor die Kalkulationsgrundlagen und damit die Beschaffungskosten offenlegen. Alternativ könnten sich die Mieter dazu bereiterklären die vollen Contracting-Kosten zu übernehmen, sofern sie im Gegenzug eine Ermäßigung der Kaltmiete um den Betrag erhalten, der für die nicht-umlagefähigen Kosten darin berücksichtigt ist.[132]

Um das Contracting in der Wohnungswirtschaft sicher und langfristig etablieren zu können, bedarf es neuer und eindeutiger Regelungen, die einen rechtssicheren Wechsel vom Eigenbetrieb einer Heizungsanlage auf einen Dritten ermöglichen. Hierzu bietet § 4, Abs. 2 Heizkostenverordnung bereits einen Ansatz. In diesem Absatz wird geregelt, dass das Anmieten von Verbrauchserfassungsgeräten durch den Vermieter nur dann umlagefähig ist, wenn innerhalb eines Monats nach Zuteilung der Information über die Anmietung der Geräte nicht die Mehrheit der Mieter wiedersprechen.[133] Diese Form der Akzeptanzeinholung der Mieter wäre auch für den Heizungsbetrieb denkbar.

Einen alternativen Ansatz stellt die Vergleichsrechnung zum Eigenbetrieb dar. Kann nachgewiesen werden, dass der Betrieb der Heizungsanlage für den Mieter zu keinen Mehrbelastungen führt als würde diese Anlage bzw. eine Neuanlage durch

[131] Vgl. Droste-Franke et al. (2009), S. 222
[132] Vgl. Beyer (2006), S. 151f
[133] Vgl. Pöschk (2006), S. 162

den Vermieter betrieben werden, so ist der Wechsel vom Eigenbetrieb zum Contracting ohne Zustimmung der Mieter möglich. Bei diesem Ansatz wird jedoch die Zielsetzung des Einsatzes eines Contractors - der Einsparung von Energie - in der Form Rechnung getragen, dass eine Äquivalenzbetrachtung nur dann zulässig ist, wenn in eine Modernisierung der Heizungsanlage investiert wird, die zu einer nachweislichen Energieeinsparung führt.[134]

7.2 Übertragung der Contracting-Kosten auf die Mietnebenkosten

Der vorangegangene Abschnitt hat bereits gezeigt, dass der Übergang vom Eigenbetrieb einer Heizungsanlage auf einen Contractor aufgrund der aktuellen mietrechtlichen Bestimmungen nicht ohne Zustimmung der Mieter erfolgen kann. Das Preismodell des Contractings macht eine Anwendung in der Wohnungswirtschaft ohne eine Aufschlüsselung des Preises auf umlagefähige und nicht-umlagefähige Kostenbestanteile unmöglich.

Allgemein erschwert sich diese Forderung bei dem Einsatz einer KWK-Anlage zur Wärmeversorgung. Grundsätzlich können zunächst 11 Prozent der investiven Kosten auf die jährliche Kaltmiete umgelegt werden, sofern diese Modernisierungsmaßnahme zur Energieeinsparung führt.[135] Diese Primärenergieeinsparung wird durch den Einsatz von Mini-BHKW im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme erzielt (vgl. Abschnitt 3.1.3). Allerdings erfahren die Mieter des KWK-versorgten Gebäudes dieses erst, wenn sie sowohl Wärme als auch Strom von dem Mini-BHKW beziehen. Aus diesem Grund ist die Erhöhung der Kaltmiete wegen einer Investition in ein Mini-BHKW, welches ausschließlich zur Wärmeversorgung der Mieter eingesetzt wird, umstritten. Denkbar wäre eine Umlage der investiven Kosten bei gleichzeitiger Beteiligung der Mieter an den Stromverkaufserlösen.[136]

Die Umlage der Betriebskosten eines Mini-BHKW im Rahmen eines Wärmeliefer-Contractings in einem Wohngebäude ist nochmals komplexer als bei einer Modernisierung einer Heizungsanlage durch einen Contractor. Die Heizkostenverordnung fordert die Aufteilung der Kosten in Betriebskosten der Heizungsanlage zur Wärmeversorgung der Mieter und in sonstige Kosten, die nicht umlagefähig sind. Diese Forderung ist durch das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung bei einem Mini-BHKW nicht direkt möglich. Da der Brennstoffeinsatz sowohl zu einer Wärme- als auch zu einer Stromproduktion führt, können nicht alle Betriebskosten für die Wärmeversorgung angerechnet werden. Ebenso ist eine Aufteilung der Kosten

[134] Vgl. Pöschk (2007), S. 131ff
[135] Vgl. BGB (2002), § 554, Abs. 2
[136] Vgl. Meixner (2006), S. 169

gemäß der thermischen und elektrischen Leistung nicht sinnvoll, da sich hierdurch der Anteil der Betriebskosten zur Wärmeversorgung der Mieter in vielen Fällen gegenüber einer Erdgasheizung erhöhen wird. Aus diesem Grund sind neue Berechnungsverfahren notwendig.[137] Hierfür bietet sich die Berechnung der Heizkosten auf Basis einer fiktiven, erneuerten Kesselanlage nach dem heutigen Stand der Technik an. Die Betriebskosten dieser Anlage könnten gemäß den Vorgaben der Heizkostenverordnung berechnet werden und dem Mieter als Nebenkosten umgelegt werden. Diese Orientierung an einer fiktiven Anlage bedarf jedoch einer rechtlichen Genehmigung, um nicht auf die Zustimmung aller Mieter angewiesen zu sein.[138]

7.3 Behandlung des Contractors als Objektnetzbetreiber

Seit der Einführung des Energiewirtschaftsgesetzes 2005 unterliegt die Energieversorgung einer weitreichenden Regulierung. Um nicht alle Formen der Energieversorgung diesem umfassenden Regelwerk zu unterwerfen, wurde mit dem § 110 EnWG das Objektnetz eingeführt, welches die Möglichkeit bietet den Betreiber des Netzes von wesentlichen Teilen den Vorschriften des EnWG zu befreien.

Das häusliche elektrische Versorgungsnetz ist kein Netz der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG und dient der Eigenversorgung eines Letztverbrauchers. Die Eigenversorgung wird dabei als *„[…] die unmittelbare Versorgung eines Letztverbrauchers aus der für seinen Eigenbedarf errichteten Eigenanlage oder aus einer Anlage, die von einem Dritten ausschließlich oder überwiegend für die Versorgung eines Letztverbrauchers errichtet und betrieben wird.“*[139] verstanden. Die Eigenversorgung kann demnach auf zwei verschiedene Arten erfolgen. Zum einen kann der Letztverbraucher durch eine Eigenanlage im Sinne des § 3 Nr. 13 EnWG mit Energie beliefert werden. Zum anderen wurde das Contracting als zweite Möglichkeit der Energieversorgung aufgenommen. Dabei wird die Stromversorgungsanlage durch einen Dritten für den Letztverbraucher errichtet und betrieben.

Zur Erfüllung des Status eines Objektnetzes muss bei dieser Form der Eigenversorgungsnetze die überwiegende Versorgung eines Letztverbrauchers durch die Eigenanlage bzw. die durch einen Dritten betriebene Anlage erfolgen. Dabei muss einerseits die in der Eigenanlage erzeugte Energiemenge größer sein als die zusätzlich aus dem vorgelagerten Netz beschaffte Energiemenge. Andererseits muss der bestimmte Letztverbraucher, der hier als die Summe aller

[137] Vgl. Droste-Franke et al. (2009), S. 215f
[138] Vgl. Meixner (2006), S. 173
[139] Siehe EnWG (2005), § 110

Verbrauchsstellen im Objektnetz verstanden werden kann, einen überwiegenden Anteil des Stromes der Eigenanlage geliefert bekommen.

Wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, ist der Objektnetzstatus gegeben. Damit werden Betreiber, hier der Contractor, von folgenden Teilen und Paragraphen des EnWG befreit:[140]

- § 4: Genehmigung des Netzbetriebs
- Teil 2: Entflechtung
- Teil 3: Regulierung des Netzbetriebs
    - Aufgaben des Netzbetreibers
    - Netzanschluss
    - Netzzugang
    - Befugnisse der Regulierungsbehörde, Sanktionen
- Teil 4: Energielieferung an Letztverbraucher
- § 52: Meldepflichten bei Versorgungsstörungen
- § 92: Beitragspflicht

Dem gegenüber stehen Bestandteile der Regulierung, die auch für Objektnetzbetreiber gelten:

- EEG-Belastungsausgleich:
  Objektnetzbetreiber unterliegen der Annahmepflicht von EEG-Strom, da er als Betreiber eines Energieversorgungsnetzes gemäß den Vorgaben des EnWG als Energieversorgungsunternehmen anzusehen ist. Sowohl die Strommengen, die der Objektnetzbetreiber von einem Vorlieferanten bezieht und an einen Dritten weiterleitet als auch die vom Objektnetzbetreiber selbst erzeugte Strommengen, die von einem Dritten verbraucht werden, unterliegen dem EEG-Belastungsausgleich.
- KWK-Umlage:
  Nach Vorschriften des KWKG zum Belastungsausgleich können die KWK-Mehrkosten nur an Letztverbraucher weitergegeben werden, die den Strom aus einem Netz der allgemeinen Versorgung beziehen. Strommengen, die innerhalb des Objektnetzes erzeugt und verbraucht werden, sind demnach nicht Bestandteil des KWKG-Belastungsausgleichs.[141]
- Konzessionsabgaben:
  Bezieht der Objektnetzbetreiber über das vorgelagerte Netz Strom und verbraucht diesen selber oder liefert ihn an weitere Letztverbraucher im

[140] Vgl. EnWG (2005), § 110
[141] Vgl. KWKG (2008), § 9

Objektnetz, sind für die Energiemenge Konzessionsabgaben an den Netzbetreiber zu entrichten, der diese an die jeweilige Gemeinde zahlt. Für die Strommengen, die innerhalb des Objektnetzes erzeugt und auch innerhalb dessen verbraucht werden, erhält die Gemeinde keine Konzessionsabgaben.

Diese Regelungen zeigen, dass die Einordnung eines Contractors als Energielieferant im Sinne des EnWG mit erheblichen regulatorischen und damit bürokratischen Aufwänden verbunden ist. Insbesondere die Erfassung der EEG-Umlage auch für elektrische Energie, die in Anlagen des Objektnetzes erzeugt und verbraucht werden, erhöht den Abrechnungsaufwand. Weiterhin ist unklar, ob im Falle eines nicht überwiegenden KWK-Stromanteils das Privileg des Objektnetzes verfällt und der Contractor als Energielieferant den vollständigen regulatorischen Regelungen des EnWG unterliegt. Bis heute liegen noch keine Gerichtsurteile vor, die diesen Tatbestand eindeutig klären.[142]

7.4 Entflechtung vertikal integrierter Versorgungsunternehmen

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes kam der deutsche Gesetzgeber der Verpflichtung durch die Europäische Union zur Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2003/54/EG und Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2003/55/EG nach. Ziel der Richtlinien und damit des EnWG ist die Schaffung von Wettbewerb auf dem Markt der leitungsgebundenen Energieversorgung durch regulierenden Eingriff in die Unternehmensstrukturen vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen. Als Maßnahmenkatalog bildet das EnWG folgende Entflechtungsvorgaben ab:[143]

- Rechtliche Entflechtung/rechtliches Unbundling
- Organisatorische Entflechtung/Legal Unbundling
- Informatorisches Unbundling
- Buchhalterisches Unbundling

Das rechtliche und organisatorische Unbundling verfolgt vor allem das Ziel, dem Netzbetreiber ein Höchstmaß an Unabhängigkeit gegenüber den Wettbewerbsbereichen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens zu verschaffen. Der Netzbetreiber soll nur an den eigenen wirtschaftlichen Bestrebungen orientiert das Netz betreiben. Aus Sicht des Netzbetreibers dürfen die externen und internen Marktteilnehmer nicht unterschiedlich behandelt werden.

[142] Vgl. Schnutenhaus (2009), S. 21
[143] Vgl. EnWG (2005), §§ 6 - 10

Durch das informatorische Unbundling wird auf die Tatsache reagiert, dass der Netzbetreiber über ein Informationsmonopol verfügt, das diesen in eine exponierte Lage für die Ungleichbehandlung der Marktteilnehmer versetzt. Zu diesen Informationen, die dem verbundenen Wettbewerbsbereichen potentiellen strategischen Vorteil verschaffen können, zählen beispielsweise Informationen über Netzlastgänge und -engpässe. Das informatorische Unbundling verfolgt das Ziel, diese Informationen allen Marktteilnehmern in gleicher Art, Weise, Umfang und Zeitpunkt zugänglich zu machen.

Das buchhalterische Unbundling soll die Transparenz der Erträge und Kosten gewährleisten. Dies dient in erster Linie der Vermeidung von Quersubventionierung durch aufstellen von getrennten Konten für alle Bereiche des Netzgeschäfts, für die Wettbewerbsbereiche und für sonstige Tätigkeiten des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens.

Diese Form der Trennung vertikal integrierter Versorgungsunternehmen führt dazu, dass Netzbetreiber nicht mehr berechtigt sind, Erzeugungsanlagen zu betreiben, um die erzeugte elektrische Energie an Letztverbraucher zu verkaufen. Der Betrieb von Erzeugungsanlagen ist einzig zur Bereitstellung der entstehenden Netzverluste des eigenen Netzbetriebs zulässig. Diese Energie darf dabei nicht an Letztverbraucher weiterverkauft werden.

Damit ist es dem Netzbetreiber nicht möglich einen BHKW-Verbundbetrieb zu realisieren, der auf Basis eines Energieliefer-Contractings Wärme und Strom an Letztverbraucher veräußert. Eine Umsetzung eines Verbundbetriebs mit Hilfe eines Wärme-Contractings ist möglich. Dabei darf die erzeugte elektrische Energie des Verbundbetriebs die Netzverluste des Netzbetreibers jedoch nicht übersteigen.

7.5 Forderungen zur Behebung des Investor-Nutzer-Dilemmas in der Wohnungswirtschaft

Die aufgeführten rechtlichen Hindernisse zeigen, dass das Potenzial zur Effizienzsteigerung in der Wohnungswirtschaft durch den Einsatz von dezentralen KWK-Anlagen nur über große Umwege erschlossen werden kann. Das Energieliefer-Contracting, welches als Schlüssel zur Erschließung dieses Potenzials gilt, kann aufgrund von rechtlichen Unsicherheiten den Markt nicht mit standardisierten Produkten bedienen, da stets eine Einzelfallbetrachtung bzw. die Zustimmung aller Mietparteien erforderlich ist.

Der Verband der Wärmelieferung VfW sowie das ESCO Forum des ZVEI haben einen Vorschlag unterbreitet, wie eine zukünftige Regelung zur Aktivierung des

Effizienzsteigerungspotenzials in der Wohnungswirtschaft gestaltet sein könnte. Dieser Vorschlag sieht vor, dass

- für alle bestehenden Mietverhältnisse einheitliche Regelungen gelten,
- die Wärmelieferungskosten des Contractors die bisherigen Kosten um nicht mehr als 10 Prozent übersteigen, dagegen jedoch Modernisierungsumlagen in Höhe von 11 Prozent der investiven Kosten auf die Kaltmiete nicht erhoben werden dürfen,
- keine Mieterzustimmungen bei der Umstellung der Wärmelieferung erforderlich sind.

Dieser Vorschlag zur Anpassung der Rechtsgrundlage wird vom Deutschen Mieterbund genauso unterstützt wie von der Contracting-Branche und stellt dadurch einen sinnvollen Lösungsweg aus dem aktuellen Nutzer-Investor-Dilemma der Wohnungswirtschaft.[144]

Erweitert werden muss dieser Vorschlag um klare Lösungen im Bereich des EnWG. Für das Strom- und Wärme-Contracting sind Verfahren zu entwickeln, die eine unbürokratische Abwicklung im Sinne der Energiewirtschaft ermöglichen und zugleich Netzbetreiber als Marktteilnehmer erlauben.

[144] Vgl. Quint (2009), S. 218f

8 Zusammenfassung

Der Markt für Mini-BHKW zur Hausenergieversorgung ist im Aufbruch. Diese Einschätzung bestätigt sich durch die Pressemitteilung, in der die LichtBlick AG und die Volkswagen AG ihr Ziel bekannt geben, in den kommenden Jahren über 100.000 Mini-BHKW dezentral in Gebäuden zur Wärmeversorgung zu integrieren.[145] Realisiert sich dieses Vorhaben, kann sich die Zahl der dezentral installierten Mini-BHKW in Deutschland versechsfachen. Diese Entwicklung zeigt die Notwendigkeit von Konzepten zur Orientierung des Anlagenbetriebs im Verbund an einem übergeordneten Strombedarf.

Werden die Ziele der Bundesregierung erreicht, erhöht sich der Anteil dezentral erzeugter elektrischer Energie auf knapp 50 Prozent des elektrischen Energiebedarfs.[146] Dieser Trend fordert unter Beibehaltung "schlanker" Netzstrukturen steuerbare, dezentrale Energiewandler, deren Betrieb sich an übergeordneten Strombedarfen oder Netzlasten orientiert. Zu diesem ist der entwickelte netzorientierte Verbundbetrieb von Mini-BHKW der Hausenergieversorgung in der Lage. Dabei wird durch die Berücksichtigung der thermischen Energieversorgung des Gebäudes der hohe Grad der Energieeffizienz gewahrt. Die Nutzung von Prognosen thermischer Bedarfslastgänge der Wohnobjekte ermöglicht eine vorausschauende Bewirtschaftung des thermischen Pufferspeichers, so dass der BHKW-Betrieb in Zeiten hoher Netzlast erfolgen kann.

Die Simulationen sowohl eines beispielhaften Niederspannungsnetzbezirks als auch einer für den deutschen Wohnungsmarkt repräsentativen Gruppe von Wohngebäuden zeigen, dass der netzorientierte BHKW-Verbundbetrieb gegenüber dem wärmegeführten Betrieb die Netzlastschwankungen insbesondere bei einem hohen Anteil an KWK-Strom sehr gut ausgleichen kann. Damit bestätigt sich die Aussage der zitierten Bullensee-Thesen.

Die auf der Simulation aufbauende energiewirtschaftliche Bewertung der netzorientierten Betriebsweise hat gezeigt, dass Anlagenbetreiber bei aktueller Förderung nicht schlechter gestellt werden als bei einem wärmegeführten BHKW-Betrieb. Die Untersuchungen zeigen jedoch, dass eine stärkere monetäre Anreizbildung durch eine last- oder zeitvariable KWK-Vergütung erzielt werden kann.

Zur Erschließung der Marktpotenziale von KWK-Anlagen in der Wohnungswirtschaft sind zentrale Akteure erforderlich, die über das notwendige Knowhow sowie über

[145] Vgl. Lichtblick AG (2009)
[146] Vgl. Nitsch (2008), S. 78ff

weitere Synergien mit bestehenden Geschäftsfeldern verfügen. Diese Akteure können etablierte Marktteilnehmer wie ein Energievertrieb oder Energiehändler sein, die einen BHKW-Anlagenpool im Energieliefer-Contracting betreiben. Durch diese Vertragsform sind sie zur Steuerung der Anlage berechtigt und können den Contracting-Nehmern die Lieferung der Energie anbieten.

Die Simulationen zeigen, dass diese Form des Anlagenbetriebs sowohl für den Contractor als auch für die Mieter als Contracting-Nehmer wirtschaftlich attraktiv sein kann. Besondere Anreize bietet das Strom- und Wärme-Contracting, da so Wärme und Strom bilanziell direkt am Ort der Erzeugung verbraucht werden können. Aus technischer Sicht bietet der netzorientierte Verbundbetrieb besonders bei hohen Anteilen KWK-Strom einen Mehrwert gegenüber dem wärmegeführten Betrieb. Durch die Orientierung der Betriebszeiten an übergeordneten Netzlasten können eine Absenkung der Netzlastspitze sowie eine Reduzierung der Netzlastfluktuationen erzielt werden. Rückspeisungen in vorgelagerte Netzebenen werden durch diesen Ansatz teilweise vermieden. Durch die Orientierung der BHKW-Betriebszeiten an dem Netzlastgang bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Wärmeversorgung der Wohnobjekte erhöht sich im Wohnobjekt verbrauchte KWK-Strom geringfügig.

Die aktuelle Rechtslage für Energieliefer-Contracting in der Wohnungswirtschaft, geprägt durch die Heizkostenverordnung sowie das Energiewirtschaftsgesetz, erschwert jedoch die Erschließung dieses Marktes. Gegenwärtig erlaubt der Rechtsrahmen keine Etablierung eines Strom- und Wärme-Contractings ohne die Zustimmung der einzelnen Mieter einzuholen.

Um die ehrgeizigen Ziele des Klimaschutzes der Bundesregierung zu erreichen, darf der Wärmemarkt der Wohnungswirtschaft nicht außer Acht gelassen werden. Hierfür sind umfassende Änderungen im Bereich des Miet- und Energierechts notwendig. Während sich die aktuelle Förderpolitik der Kraft-Wärme-Kopplung vom Förderumfang auskömmlich darstellt, einzig Anreize für eine bedarfsgerechte Energiebereitstellung vermissen lässt, sind im Bereich des Mietrechts sowie der Heizkostenverordnung erhebliche Änderungen erforderlich, um das Investor-Nutzer-Dilemma der Wohnungswirtschaft zu beheben. Diese umfassen die Regelungen zur Übertragung des Heizungsbetriebs auf einen Dritten sowie die Umlage der Contracting-Kosten auf die Mietnebenkosten. Zudem bedarf das Energiewirtschaftsgesetz zur unbürokratischen Abwicklung eines Stromliefer-Contractings in der Wohnungswirtschaft einer Anpassung in der Form, dass ein Stromliefer-Contractor nicht als Netzbetreiber bzw. Objektnetzbetreiber eingestuft wird und so von den Regulierungsvorschriften des Netzbetreibers, insbesondere dem EEG-Belastungsausgleich, befreit ist.

Aus technischer Sicht erscheint ein Verbundbetrieb von Mini-BHKW marktreif. Sowohl die Anlagentechnik als auch die Kommunikationstechnik haben sich in den letzten Jahren soweit entwickelt, dass hier gute Voraussetzungen geschaffen sind. Durch eine Etablierung einer standardkonformen Kommunikation dezentraler Anlagen werden zukünftig Anlagenverbünde herstellerunabhängig realisierbar sein.

Der weitere Ausbau von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von regenerativen Energien wird die Netzlastschwankungen in den Verteilungsnetzen weiter erhöhen. Ebenso wird die Elektromobilität zu stark schwankenden Leistungsbedarfen in den Niederspannungsnetzen führen, so dass ein koordinierter BHKW-Verbundbetrieb, der diese Last- und Erzeugungsprofile mit berücksichtigt, einen wesentlichen Beitrag leisten kann, die Verteilungsnetze gleichmäßiger auszulasten.

Literaturverzeichnis

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2009a): Primärenergieverbrauch - Jahr 2009. Pressedienst Nr. 06/09. [online] abgerufen am 06. Januar 2010 unter http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=62.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2009b): Stromdaten Jahr 2009 (vorläufig). Sitzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen am 17. Dezember 2009. [online] abgerufen am 05. Januar 2010 unter http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65.

ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsammen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2007): Einbindung von kleinen und mittleren Blockheizkraftwerken / KWK-Anlagen. [online] abgerufen am 14. Mai 2009 unter http://asue.de/cms/upload/inhalte/blockheizkraftwerke/broschuere/einbindung_bhkw_03_07.pdf.

ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2005): BHKW-Kenndaten 2005. Kaiserslautern: Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, 2005.

Balderjahn, Ingo (2002): Strukturen nachhaltiger Konsumstile und Beeinflussungsmöglichkeiten am Beispiel von Stromprodukten. [online] abgerufen am 19. November 2009 unter http://www.uni-potsdam.de/db/ls_marketing/QQoption-com_docmanQQtask-doc_downloadQQgid-82.html?phpMyAdmin=c96e809e99bcef2dfd352029c807f083.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2008): Energiemarkt Deutschland - Zahlen und Fakten zur Gas- und Stromversorgung. Frankfurt a. M.: VWEW Energieverlag, Juli 2008.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2007): Strom-Daten. [online] abgerufen am 27. Mai 2009 unter www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Stromdaten_Fruehjahr_2007/$file/StromDaten_04_2007.pdf.

Beyer, Dietrich (2006): Wärmecontracting. [Hrsg.] Jürgen Pöschk. Energieeffizienz in Gebäuden - Jahrbuch 2006. Berlin: vme - Verlag und Medienservice Energie Jürgen Pöschk, 2006, S. 143 - 153.

Blohm, Hans/Lüder, Klaus (1991): Investition. München: Verlag Franz Vahlen, 1991.

Bokämper, Stefan (2002): Marktperspektiven von Brennstoffzellen-Heizgeräten - Eine ökonomische Systemanalyse. Technische Universität Berlin. Berlin: dissertation.de, 2002.

Bradke, Harald, et al. (2006): Thesen zur dezentralen Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung. [Hrsg.] EWE Aktiengesellschaft. Oldenburg. 2006.

Brandenburgische Technische Universität Cottbus (1999): Repräsentative VDEW-Lastprofile. [Hrsg.] Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW). Frankfurt. 1999.

Breuer, Wolfgang (2007): Investition I. 3., aktualisierte Auflage. Wiesbaden: Gabler Verlag, 2007.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2009): Entwicklung von Energiepreisen und Preisinidzes. [online] abgerufen am 01. September 2009 unter http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken,did=180914.html.

Bundesregierung (2009): Bulletin der Bundesregierung - Nr. 128-3 vom 20. Dezember 2009. Rede von Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel. [online] abgerufen am 06. Januar 2010 unter http://www.bundesregierung.de/nn_774/Content/DE/Bulletin/2009/12/Anlagen/128-3-bk,property=publicationFile.pdf.

Bundesregierung (2007): Eckpunkte eines integrierten Energie- und Klimaprogramms. Berlin. 24. August 2007.

Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (B.KWK) (2008): Mikro-KWK-Anlagen. [online] abgerufen am 26. Mai 2009 unter www.bkwk.de/download/Mikro_KWK_Anlagen.pdf.

Chopra, Sunil/Meindl, Peter (2007): Supply Chain Management. München: Pearson Education, 2007.

Dettmer, Harald, et al. (2000): Investitionsmanagement. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2000.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. [online] abegerufen am 01. Juli 2009 unter http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/ESD/netzstudie1/dena_netzstudie_I_zusammenfassung.pdf.

Deutscher Mieterbund e.V. (2009): Betriebskostenspiegel für Deutschland. [online] abgerufen am 20. November 2009 unter http://www.mieterbund.de/fileadmin/pdf/bks/2008/BKSChart_BRD_2008.pdf.

DIN 8930-5 (2003): Kälteanlagen und Wärmepumpen - Terminologie, Teil 5: Contracting. Berlin: Beuth Verlag, November 2003.

Dittmann, Lutz (2009): KWK-Strom für Mieter - Umsetzung der neuen Option für Klein-BHKW in Wohngebäuden. [online] aberufen am 10. Dezember 2009 unter http://www.berliner-energietage.de/uploads/tx_seminars/3.1_KWK_Konkret_Dittmann.pdf.

Droste-Franke, Bert et al. (2009): Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke. Berlin: Springer Verlag, 2009.

Eckey, Hans/Kostfeld, Reinhold/Türck, Matthias (2000): Statistik. Wiesbaden: Gabler Verlag, 2000.

EnergieAgentur NRW (2009): Energieeffizienz in Unternehmen - Wärmeerzeugung. [online] abgerufen am 14. Mai 2009 unter http://www.ea-nrw.de/unternehmen/page.asp?TopCatID=&CatID=3915&RubrikID=3915.

Europäische Kommission (2007): Deutschland - Factsheet Energimix. [online] abgerufen am 14. Mai 2009 unter http://ec.europa.eu/energy/energy_policy/doc/factsheets/country/de/mix_de_de.pdf.

Europäische Parlament und der Rat (2004): Richtlinie 2004/8/EG. 11. Februar 2004.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2007): Innovative KWK-Systeme zur Hausenergieversorgung. München. 2007.

Friedrich, Rudolf (2003): Integration von Brennstoffzellen-BHKW in elektrisch Verteilungsnetze. Dissertation. Universität des Saarlandes. Saarbrücken. 2003.

Fritz, Wolfgang/von der Oelsnitz, Dietrich (2001): Marketing. 3. Auflage. Stuttgart: W. Kohlhammer, 2001.

Golbach, Adi (2004): Fakten und Thesen zur Dezentralisierung der Stromerzeugung. [online] abgerufen am 15. Mai 2009 unter http://www.bkwk.de/download/Fakten_Thesen.pdf. 8. Juli 2004.

Götze, Uwe (2008): Investitionsrechnung. 6. Auflage. Berlin: Springer Verlag, 2008.

Grohe, Heinz (1987): Otto- und Dieselmotoren. Würzburg: Vogel Buchverlag, 1987.

Günter, Hans-Otto/Tempelmeier, Horst (2005): Produktion und Logistik. Heidelberg: Springer Verlag, 2005.

Hegner, Hans-Dieter (2007): Die neue Energieeinsparverordnung 2007. [online] abgerufen am 10. Oktober 2009 unter http://www.clever-saniert.de/cms/upload/dateien/EnEV_HWK_29.10.07.pdf.

Jungbluth, Christian Herbert (2007): Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen in Wohngebäuden im zukünftigen Energiesystem. Jülich: Forschungszentrum Jülich, Zentralbibilithek Verlag, 2007.

Korte, Mario/Nieße, Astrid (2008): Entwurf, Simulation und Einsatz modularer Energiesteuersysteme. [Hrsg.] Michael Kurrat. Tagungsband zum 2. Statusseminar des FEN. Braunschweig. 2008, S. 95-106.

Kuß, Alfred/Kleinaltenkamp, Michael (2009): Marketing-Einführung. 4. überarbeitete und aktualisierte Auflage. Wiesbaden: Gabler Verlag, 2009.

Lichtblick AG (2009): Volkswagen und LichtBlick vereinbaren Energie-Partnerschaft. *Pressemeldungen*. [online] abgerufen am 09. September 2009 unter http://www.lichtblick.de/uf/090909_PM_ZuhauseKraftwerk.pdf.

Luther, Joachim, et al. (2007): 10 Bullensee-Thesen. 3. Auflage [Hrsg.] EWE Aktiengesellschaft. Oldenburg. 2007.

Meixner, Horst (2008): Neue Rahmenbedingungen für den Einsatz von Klein-BHKW (bis 50 kW el) in Gewerbebetrieben, im Dienstleistungsbereich und in der Wohnungswirtschaft. [online] abgerufen am 10. Dezember 2009 unter http://www.hessenenergie.de/Info-Bereiche/Klein-BHKW/NeueRahmenbedKleinKWK0808.pdf.

Meixner, Horst (2006): Rahmenbedingungen für Eigenerzeugung und für Energieliefer-Contracting mit Klein-KWK im Mietwohnungsbereich - ein Problemaufriss. [Hrsg.] Jürgen Pöschk. Energieeffizienz in Gebäuden - Jahrbuch *2006.* Berlin: vme - Verlag und Medienservice Energie Jürgen Pöschk, 2006, S. 167 - 173.

Merkel, Angela (2009): Rede von Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel auf dem Vierten Ordentlichen Gewerkschaftskongress der IG Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE). [online] abgerufen am 02. Dezember 2009 unter http://www.bundeskanzlerin.de/nn_915660/Content/DE/Rede/2009/10/2009-10-14-rede-merkel-bce.html.

Mühlstein, Jan (2009): Wechsel an der Spitze. Energie & Management. 15. Februar 2009, S. 17.

Nitsch, Joachim (2008): Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der "Ausbaustrategie Erneuerbare Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. [Hrsg.] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Oktober 2008.

Pehnt, Martin/Fischer, Corinna (2006): Environmental Impacts of Micro Cogeneration. [Hrsg.] Martin Pehnt et al. Micro Cogeneration. Berlin: Springer Verlag, 2006, S. 87 - 116.

Pehnt, Martin/Schneider, Lambert (2006): The Future Heating Market and the Potential for Micro Cogeneration. [Hrsg.] Martin Pehnt et al. Micro Cogeneration. Berlin: Springer Verlag, 2006, S. 49 - 65.

Perlwitz, H., et al. (2005): Energie-Contracting - Der Markt in Deutschland. BWK - das Energie-Fachmagazin, Bd. 6. Düsseldorf: Springer VDI Verlag, 2005.

Pflaumer, Peter (1998): Investitionsrechnung. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 1998.

Poggensee, Kay (2009): Investitionsrechnung. Wiesbaden: Gabler Verlag, 2009.

Pöschk, Jürgen (2006): Contracting in der Wohnungswirtschaft. Enegieeffizienz in Gebäuden - Jahrbuch 2006. Berlin: vme - Verlag und Medienservice Energie Jürgen Pöschk, 2006, S. 154 - 166.

Pöschk, Jürgen (2007): Energiecontracting in der Wohnungswirtschaft: Auswege aus dem mietrechtlichen Dilemma. *Energieeffizienz in Gebäuden - Jahrbuch 2007.* Berlin: vme - Verlag und Medienservice Energie Jürgen Pöschk, 2007, S. 127 - 134.

Powerplus Technologies GmbH (2009): ecopower e4.7 - Technische Daten. [online] abgerufen am 14. Mai 2009 unter http://www.ecopower.de/fileadmin/user_upload/pdf/datenblaetter/3_Datenblatt_e4.7_Stand04-03-09.pdf.

Prior, Dirk (1997): Nachbildung der Energiebedarfsstruktur der privaten Haushalte - Werkzeuge zur Bewertung von Energieeinsparmaßnahmen. VDI Fortschrittsberichte, Reihe 6 Nr. 379. Düsseldorf: VDI-Verlag, 1997.

Quint, Rüdiger Peter (2009): Wärme-Contracting: Mit Klimaschutz Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung stärken. [Hrsg.] Jürgen Pöschk. Energieeffizienz in Gebäuden - Jahrbuch 2009. Berlin: vme - Verlag und Medienservice Energie Jürgen Pöschk, 2009, S. 215 - 220.

Rat der Europäischen Union (2007): Schlussfolgerungen des Europäischen Rates. Brüssel. 09. März 2007.

Sauerbier, Thomas (2003): Statistik für Wirtschaftswissenschaftler. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2003.

Schmitz, Karl/Schaumann, Gunter (2005): Kraft-Wärme-Kopplung. 3., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage. Berlin: Springer Verlag, 2005.

Schneider, Lambert (2006): Economics of Micro Cogeneration. [Hrsg.] Martin Pehnt et al. Micro Cogeneration. Berlin: Springer Verlag, 2006, S. 67 - 86.

Schneider, Lambert/Pehnt, Martin (2006): Embedding Micro Cogeneration in the Energy Supply System. [Hrsg.] Martin Pehnt et al. Micro Cogeneration. Berlin: Springer Verlag, 2006, S. 197 - 218.

Schnutenhaus, Jörn (2009): Hemmnisse und Chancen für Mini-KWK-Anlagen. Berliner Energietage. [online] abgerufen am 07. August 2009 unter http://www.berliner-energietage.de/uploads/tx_seminars/3.2_Perspektiven_dezentraler_Energiesysteme_Schnutenhaus.pdf.

Schröder, Michael (2005): Prognoserechnung. 6., völlig neu bearbeitete und erweiterte Auflage. [Hrsg.] Mertens, Peter/Rässler, Susanne. Heidelberg: Physica-Verlag, 2005.

Schulz, Christian (2007): Systembetrachtung zur Integration von Mini-Blockheizkraftwerken in das elektrische Versorgungsnetz. Dissertation. Technische Universität Braunschweig. Braunschweig: Cuvillier Verlag, 2007.

Senertec Kraft-Wärme-Energiesysteme GmbH (2009): Der Dachs Die Kraft-Wärme-Kopplung Technische Daten. [online] abgerufen am 14. Mai 2009 unter http://www.senertec.de/uploads/media/4798_092_010_Technisches_Datenblatt_Dachs_01.pdf.

Statistisches Bundesamt (2008a): Statistisches Jahrbuch 2008. Wiesbaden. 2008.

Statistisches Bundesamt (2008b): Bautätigkeit und Wohnungen. Wiesbaden. 03. März 2008.

Statistisches Bundesamt (2008c): Fortschreibung des Wohngebäude- und Wohnungsbestandes, lange Reihe 1968 bis 2007. [online] abgerufen am 27. Mai 2009 unter https://www-ec.destatis.de/csp/shop/sfg/bpm.html.cms.cBroker.cls?CSPCHD=00100001000044jsikmU000000tUxpuA6pEGd3ifcAVn_3ZQ--&cmspath=struktur,vollanzeige.csp&ID=1022640.

Statistisches Bundesamt (2008d): Verbraucherpreisindex für Deutschland. [online] abgerufen am 27. Mai 2009 unter http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/Zeitreihen/WirtschaftAktuell/Basisdaten/Content100/vpi001a.psml.

Statistisches Bundesamt (2006): Mikrozensus-Zusatzerhebung 2006 - Bestand und Struktur der Wohneinheiten. Fachserie 5, Heft 1- 2006. [online] abgerufen am 27. Mai 2009 unter www.ec.destatis.de/csp/shop/sfg/bpm.html.cms.cBroker.cls?cmspath=struktur,vollanzeige.csp&ID=1021691.

Süddeutsche Zeitung (2006): Mietspiegel in Deutschland. Der kostspielige Süden. [online] abgerufen am 19. November 2009 unter http://www.sueddeutsche.de/immobilien/869/318742/text/.

Suttor, Wolfgang (2006): Blockheizkraftwerke - Ein Leitfaden für Anwender. [Hrsg.] Fachinformationszentrum Karlsruhe. Karlsruhe: Solarpraxis AG, 2006. Bd. 6. aktualisierte Auflage.

Techem AG (2008): Energiekennwerte - Hilfen für den Wohnungswirt. Eschborn: Techem AG, 2008.

Thoma, Malte Christian (2007): Optimierte Betriebsführung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung. Dissertation. Eidgenössische Technische Hochschule Zürich. Zürich. 2007.

Thonemann, Ulrich (2005): Operations Management. München: Pearson Education, 2005.

Uphaus, Frank (2006): Objektorientiertes Betriebsführungssystem zur Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen. Dissertation. Universität Dortmund. Dortmund. 2006.

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2008): Smart Distribution 2020 - Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Frankfurt am Main. 2008.

Verband der Elektrizitätswirtschaft Baden-Württemberg e.V. (2007): Strompreise in Deutschland. [online] abgerufen am 15. Mai 2009 unter http://www.mikroturbinen.com/downloads/strompreisedeutschland2007.pdf.

Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2008): VDI 4655 - Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Düsseldorf : VDI Verlag, 2008.

Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2003): VDI 4661, Energiekenngrößen, Definitionen - Begriffe - Methodik. Düsseldorf : VDI Verlag, 2003.

wik-Consut - FhG Verbund Energie (2006): Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). Bad Honnef. 2006.

Wissing, Carsten (2009): Betriebsstrategien zur Integration von Mikro-KWK-Anlagen der Hausenergieversorgung in das elektrische Versorgungsnetz. [online] abgerufen am 26. September 2009 unter http://www.renexpo.de/kwk-kongress.html.

Woldt, Thomas (2007): Beitrag zur Energiesystemintegration dezentraler Energiewandlungsanlagen mit besonderer Berücksichtigung kleiner Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in kommunalen Versorgungsstrukturen. Dissertation. Brandenburgissche Technische Universität Cottbus. Cottbus. 2007.

Rechtsquellenverzeichnis

BGB (2002): Bürgerliches Gesetzbuch von 2002.

EnEV (2009). Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung vom 01. Februar 2009.

EnEV (2002): Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung). 2002.

EnergieStG (2006): Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006.

EnWG (2005): Energiewirtschaftsgesetz vom 07. Juli 2005.

EEWärmeG (2008): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz) vom 07. August 2008.

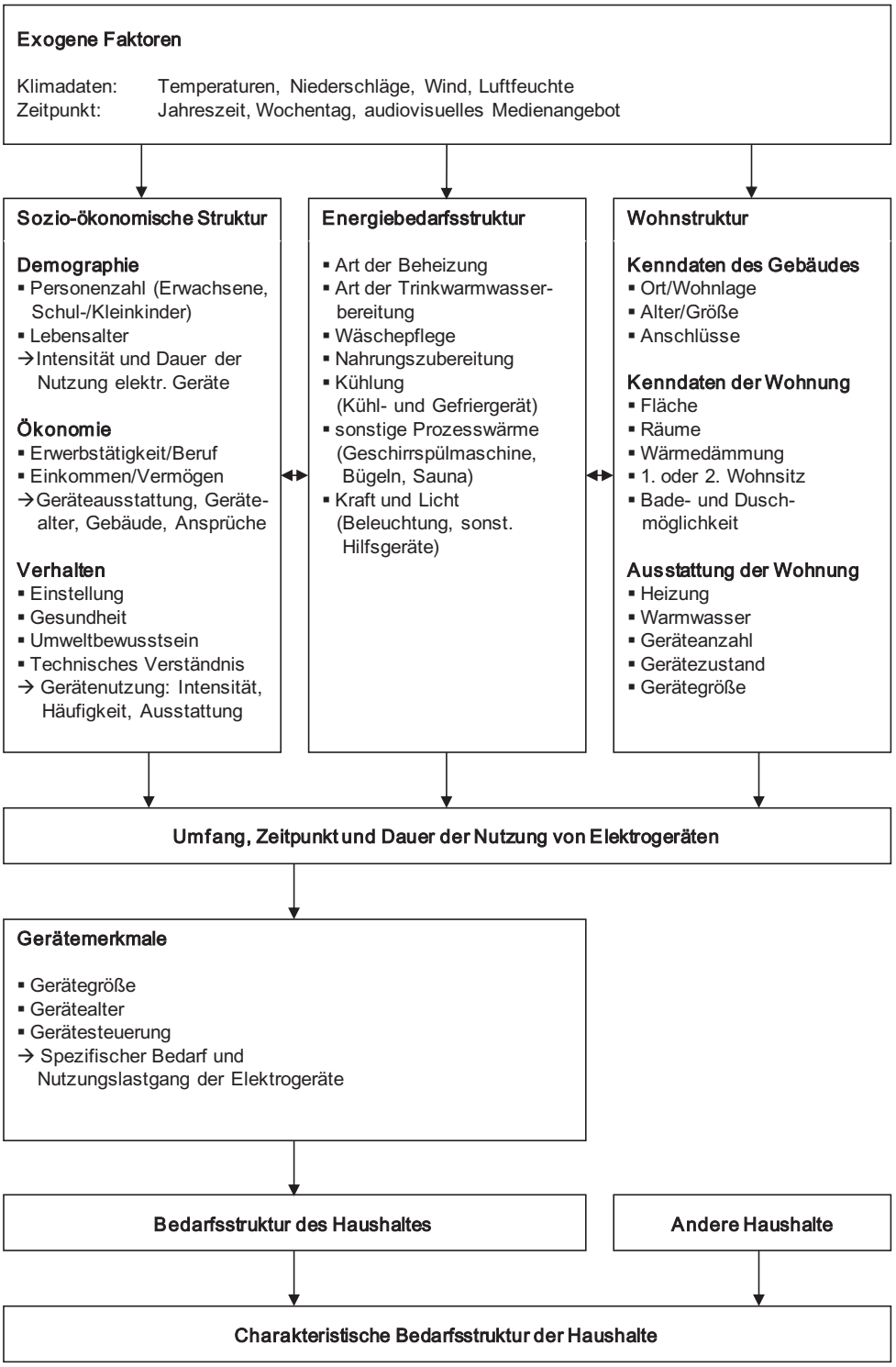
Heizkostenverordnung (1981): Verordnung über die verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten vom 23. Februar 1981.

KWKG (2008): Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung vom 03. Juni 2008.

Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen (2008): Richtlinie zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen vom 18. Juni 2008.

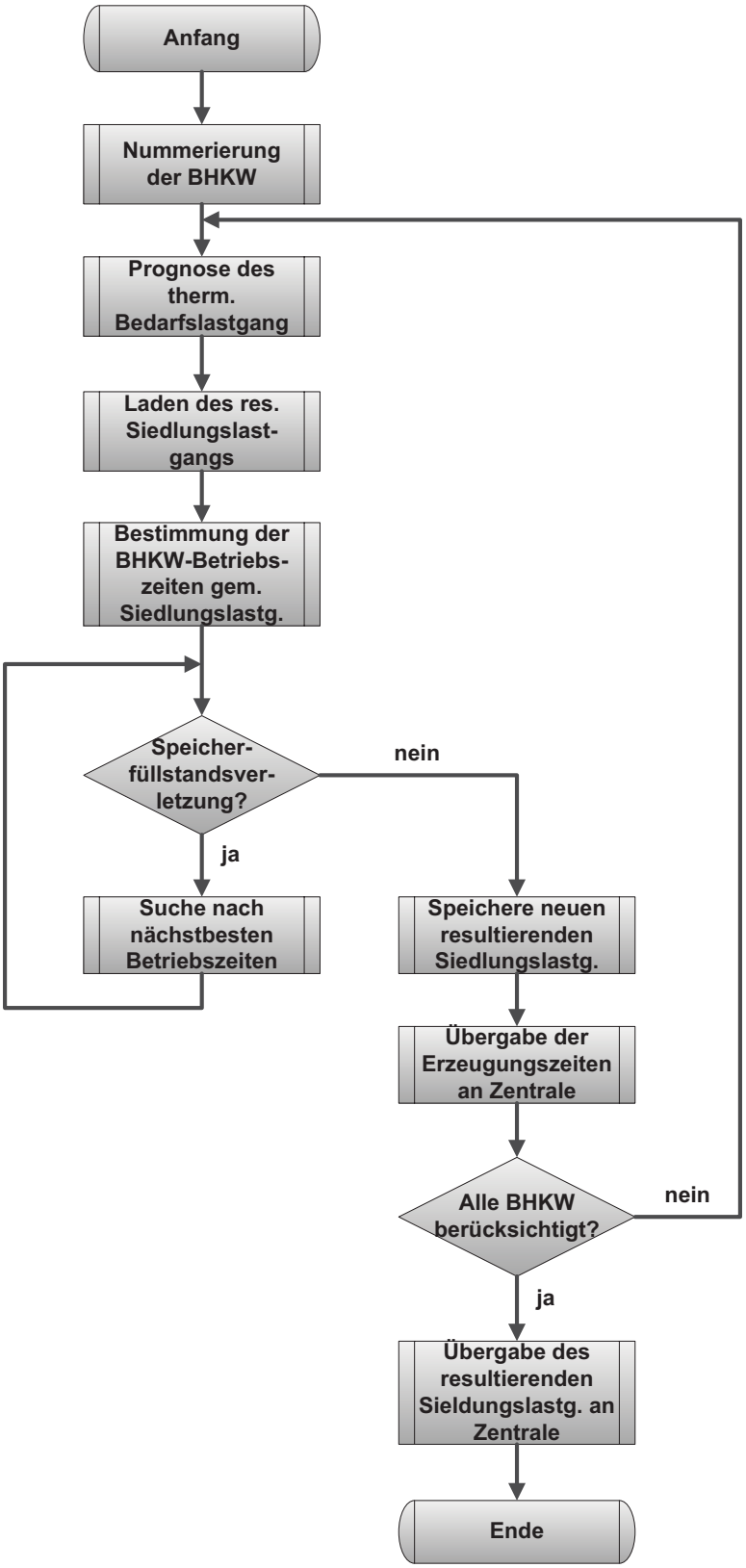
StromStG (1999): Stromsteuergesetz vom 24. März 1999.

Anhang



Einflussfaktoren auf den Energiebedarf von Haushalten[147]

[147] Vgl. Prior (1997), S. 10



Ablaufschema des netzorientierten Verbundbetriebs

Veröffentlichungen

Pielke, M.:
Netzintegration von Mini-BHKW-Anlagen, Meistererfahrungsaustausch für die Elektrizitätsverteilung, bdew Landesgruppe Norddeutschland, 02. – 03. Dezember 2009, Travemünde

Pielke, M./Kurrat, M./Falke, N.:
Feldversuch eines netzorientiert betriebenen virtuellen Kraftwerks auf Basis von Mini-BHKW der Hausenergieversorgung, ETG-Kongress 2009, 27. – 28. Oktober 2009, Düsseldorf

Pielke, M./Kurrat, M.:
Strategien zur Integration von Mini-BHKW in das elektrische Verteinetz, eta[energie], Heft 5, 2009

Pielke, M./Kurrat, M.:
Integrations- und Marktstrategien von Mini-BHKW in Wohnobjekten für den Energieversorger, 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 11. – 13. Februar 2009, Wien, Österreich

Pielke, M.:
Integrations- und Marktstrategien von Mini-Blockheizkraftwerken für den Energieversorger, DEMS-Kolloquium, 10. Dezember 2008, Oldenburg

Pielke, M.:
Integration strategies of CHP micro units into the low voltage network, Dt.-türk. Workshop “Sustainable Energy”, 12. – 14. November 2008, Gebze, Türkei

Pielke, M./Wissing, C./Kurrat, M.:
Technisch-wirtschaftliche Bewertung verschiedener Betriebsweisen von Mini-BHKW in der Hausenergieversorgung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 12, 2008

Dederichs, T./Smolka, T./Kurrat, M./Pielke, M.:
Zukünftige Strom- und Wärmeversorgung in Haushalten und Gewerbe, VDE-Kongress 2008, 03. – 05. November 2008, München

Pielke, M.:
Integrations- und Marktstrategien von Mini-Blockheizkraftwerken für den Energieversorger in Deutschland, 2. Fachtagung Klein- und Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung, 09. – 10. Oktober 2008, Augsburg

Pielke, M./Kurrat, M.:
Integration of combined heat and power micro units into the low voltage network by using a grid oriented operation mode, CIRED Seminar 2008: SmartGrids for Distribution, 23. – 24. Juni 2008, Frankfurt

Pielke, M./Kurrat, M.:
Einsatz von KWK-Anlagen in Niederspannungsnetzen, 2. Statusseminar des Forschungsverbund Energie Niedersachsen, 29. – 30. Mai 2008, Braunschweig

Pielke, M./Kurrat, M.:
Anreizregulierung als neuer Rechtsrahmen effizienter Versorgungsstrukturen in Europa, X. Symposium Energieinnovationen, 13. – 15. Februar 2008, TU Graz, Österreich

Pielke, M.:
Hochspannungsgleichstromübertragung – Ein alternatives Übertragungssystem, VDE-Vortragsreihe des VDE-Bezirksvereins Braunschweig e.V., 23. Januar 2008, Braunschweig

Pielke, M./Kurrat, M.:
Wirtschaftliche Rahmenbedingungen einer netzorientierten Betriebsweise von Mini-BHKW, 1. Statusseminar des Forschungsverbund Energie Niedersachsen, 18. – 19. Juni 2007, Goslar

Korte, M./Tröschel, M./Schulz, C./Pielke, M./Kurrat, M./Slomka, F.:
Koordination dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen für die Verwendung einer netzorientierten Betriebsweise im Verbund, ETG-Kongress 2007, 23. – 24. Oktober 2007, Karlsruhe

Pielke, M./Kurrat, M.:
Möglichkeiten zur Asset-Optimierung im Nieder- und Mittelspannungsnetz durch netzorientierte Einspeisung dezentraler Erzeuger, ETG-Kongress 2007, 23. – 24. Oktober 2007, Karlsruhe

Pielke, M./Kurrat, M.:
Integration of combined heat and power micro units into the low voltage network by using a grid oriented operation mode, 2nd General Assembly of the European Technology Platform SmartGrids, 08. – 09. November 2007, Bad Staffelstein

Pielke, M./Mennecke, J./Kurrat, M.:
Verwendung öffentlicher Daten beim Benchmarking von Netzbetreibern, EW, Heft 23/24, 2006

Studentische Arbeiten

Im Rahmen meiner wissenschaftlichen Tätigkeit am Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen betreute ich die untenstehenden Studien- und Diplomarbeiten, die u. a. auch grundlegende Kenntnisse für diese Dissertation geliefert haben. Den Studierenden gilt daher mein besonderer Dank.

Marcus Bunk	Untersuchung von Grenzwerten der Durchdringung von Niederspannungsnetzen mit Elektroautos hinsichtlich Betriebsmitteldimensionierung und Netzaufbau bzw. Netzstruktur, Diplomarbeit, März 2010
Tobias Deubel	Analyse von Smart Grid-Ansätzen für das elektrische Verteilungsnetz - Entwurf eines Feldtestkonzepts zur Nachbildung eines Smart Grids, Studienarbeit, Januar 2010
Barbara Grabe	Auswirkungen der Anreizregulierung im Strom- und Gasmarkt - dargestellt am Beispiel eines Energieversorgungsunternehmens, Diplomarbeit, November 2009
Timo Ernst	Entwicklung von Geschäftsmodellen zur netzorientierten Integration von Mini-BHKW in das Verteilungsnetz, Diplomarbeit, September 2009
Patrick Schulz	Entwicklung eines Verfahrens zur Generierung stochastischer Bedarfslastgänge für Heizwärme und Trinkwarmwasserwärme in Ein- und Mehrfamilienhäusern, Studienarbeit, Juni 2009
Ajmal Aqsa	Entwicklung von Risikobewertungsverfahren von Energieversorgungsnetzen, Diplomarbeit, Februar 2009
Arne Dammasch	Entwicklung eines dynamischen Stromeinspeisepreismodells für einen netzorientierten Verbundbetrieb von Mini-BHKW, Studienarbeit, Januar 2009

Philipp Hentrich	Berechnung der Netzverluste in Mittel- und Niederspannungsnetzen, Studienarbeit, November 2008
Philipp Stöber	Entwicklung eines Verfahrens zur Prognose elektrischer Lasten eines Niederspannungsnetzbezirks, Diplomarbeit, November 2008
Jan Reinert	Erfassung der Stoff- und Finanzflüsse eines BHKW-Einsatzes im Wohnobjekt, Studienarbeit, August 2008
Florian Rintelmann	Analyse von Instandhaltungsstrategien im Asset Management von Energieversorgungsnetzbetreibern, Studienarbeit, Juli 2008
Dominik Ludgen	Erprobung eines netzorientierten Betriebs von Mini-Blockheizkraftwerken, Studienarbeit, April 2008
Martin Köther	Analyse der Versorgungszuverlässigkeit von elektrischen Energieverteilnetzen, Studienarbeit, März 2008
Carsten Wissing	Analyse der Wirtschaftlichkeit netzorientierter Betriebsweisen von Mini-Blockheizkraftwerken im Verbund, Diplomarbeit, März 2008
Matthias Wilke	Konzeptstudie eines Anreiz- und Qualitätsregulierungsmodells für deutsche Netzbetreiber unter Berücksichtigung eines Effizienzvergleichs, Diplomarbeit, Februar 2008
Nico Richter	Vergleich der internationalen Verfahrensansätze einer Anreizregulierung und der Auswirkungen auf die Netzbetreiber, Studienarbeit, Dezember 2007
Heiko Emmermann	Analyse der technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen von Objekt- und Arealnetzen im Versorgungsgebiet von regionalen Netzbetreibern, Diplomarbeit, Dezember 2007
Patrick Pias	Konzeption einer Netzstrategie zur Effizienzsteigerung in der leitungsgebundenen Energieversorgung unter Berücksichtigung der künftigen Qualitätsregulierung, Diplomarbeit, Oktober 2007

Jan Kulessa	Versorgungsqualität als wirtschaftliche Kenngröße – Konzeptstudie einer Investitionsstrategie für eine wirtschaftlich optimale Versorgungsqualität, Diplomarbeit, Oktober 2007
Dominik Ludgen	Entwurf eines Algorithmus zur Erstellung von Day-Ahead-Fahrplänen für den Verbundbetrieb von Mini-BHKW in Mehrfamilienhäusern, Diplomarbeit, Oktober 2007
Thomas Liptay	Unbundling im Netzmanagement – Bewertung des neuen Rechtsrahmens im Hinblick auf ein netzorientiertes Last- und Erzeugungsmanagement, Studienarbeit September 2007
Philipp Stöber	Analyse der Wirtschaftlichkeit verschiedener Betriebsweisen von Mini-BHKW im Haushaltsbereich, Studienarbeit, August 2007
Björn Thiele	Entwicklung einer Versuchsroutine für einen Mini-Blockheizkraftwerk-Versuchsstand, Studienarbeit, Juli 2007
Sören Brüggemann	Optimierung dezentraler Versorgungsnetzstrukturen, Diplomarbeit, Juni 2007
Marius Hebig	Innovative Versorgungsnetzkonzepte zur Erschließung von Neubausiedlungen im technischen und wirtschaftlichen Vergleich, Studienarbeit, August 2006
Jörg Mennecke	Vergleich der Verfahrensansätze einer Anreizregulierung zur Effizienzsteigerung im liberalisierten Energiemarkt, Studienarbeit, August 2006

Lebenslauf

Name	Magnus Pielke	
Geburtstag/-ort	10.01.1979, Ibbenbüren	
Berufliche Tätigkeit	seit Mai 2006	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen der TU Braunschweig
Studium	Okt. 2000 - Apr. 2006	Studium des Wirtschaftsingenieurwesens Elektrotechnik an der Technischen Universität Braunschweig mit Abschluss zum Diplom-Wirtschaftsingenieur
	Okt. 2004 - Feb. 2005	Studium an der University of Southampton (Großbritannien), SOKRATES/ERASMUS-Programm
Praktika	Apr. 2005 - Okt. 2005	Braunschweiger Versorgungs-AG & Co. KG, Braunschweig
	Jul. 2004 - Sep. 2004	Cegelec Anlagen- und Automatisierungstechnik GmbH & Co. KG, Rheine
	Jun. 1999 - Okt. 1999	Elektromaschinenfabrik Cl. Lammers GmbH & Co. KG, Rheine
Ersatzdienst	Okt. 1999 - Nov. 2000	Deutsches Rotes Kreuz, Kreisverband Tecklenburger Land, Ibbenbüren
Schulbildung	1990 – 1999	Johannes-Kepler-Gymnasium in Ibbenbüren
Auszeichnungen	Okt. 2009	Best Poster Award, Internationaler ETG-Kongress, Fachtagung "Intelligente Netze", Düsseldorf
	Feb. 2009	Young Scientist Award, 6. Internationale Energiewirtschaftstagung, TU Wien
	Feb. 2008	Young Author Award, 10. Symposium Energieinnovationen, TU Graz