

Michael Metz

Flexible Energieversorgung

Modellierung der Last- und Erzeugungssituation
dezentraler Versorgungsgebiete zur Bestimmung der
Systemflexibilität



Dissertation zur Erlangung des Grades Doktor-Ingenieur
der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der Technischen Universität Dortmund

Dortmund 2013

Flexible Energieversorgung

Modellierung der Last- und Erzeugungssituation dezentraler
Versorgungsgebiete zur Bestimmung der Systemflexibilität

Dissertation

zur

Erlangung des Grades

Doktor-Ingenieur

der

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der Technischen Universität Dortmund

von

Michael Metz

aus Rostock

Dissertation eingereicht am: 16. Dezember 2013
Tag der mündlichen Prüfung: 9. Mai 2014
Erstgutachter: Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz
Zweitgutachter: Prof. Dr.-Ing. G. Krost

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter im Geschäftsfeld Energie-Effizienz-Technologien und später der Abteilung Energiesysteme des Fraunhofer Instituts für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT). Den Kollegen dort gilt mein Dank für die gute Zusammenarbeit und das kreative und motivierende Umfeld. Die vielen Diskussionen haben dazu beigetragen, die Arbeit konzeptionell weiter zu entwickeln und zu schärfen.

Ganz herzlich danke ich meinem Doktorvater Herrn Prof. Rehtanz für die Betreuung der Arbeit und seine wertvollen Ratschläge und Impulse bei der Themenbearbeitung. Herrn Prof. Krost danke ich für die Übernahme des Korreferats und die Anregungen in der Schlussphase.

Besonders freue ich mich über die aktive Unterstützung vieler Kollegen und Freunde bei der Ermittlung des Stromverbrauches ihrer Haushaltsgeräte. Sie bilden das Fundament eines wichtigen Bausteines dieser Arbeit. Vielen Dank an Dr. Annedore Kanngießner, Michael Winkel, Maike Hasselmann und Katja Buss, die meine Arbeit zuletzt sprachlich und inhaltlich prüften und mir wertvolle Hinweise gaben. Zudem danke ich den studentischen Mitarbeitern, die ich im Laufe der Zeit betreuen durfte. Insbesondere Simon Döing, Valentin Espert, André Lemke und Mesut Cömez haben dazu beigetragen, verschiedene Methoden und Werkzeuge für die Modellbildung zu erproben oder angrenzende Themengebiete zu beleuchten.

Zuletzt danke ich meiner Mutter Britt und meinen Großeltern Helga und Lothar für ihre vielfältige Unterstützung während meines gesamten Ausbildungsweges. Ein besonderer Dank geht zudem an meine Partnerin Ulrike – für ihre Hinweise bei der sprachlichen und grafischen Aufbereitung der Arbeit, aber auch ihr Verständnis und den unermüdlichen Zuspruch in der gesamten Zeit.

Rostock, im Mai 2014

Michael Metz

Kurzfassung

Durch den langfristig angelegten Umbau des Energiesystems nimmt der Anteil fluktuierender Einspeisung in das Stromversorgungsnetz zu. Um den Zielkonflikt zwischen steigender Nachhaltigkeit auf der einen und gleichbleibender Versorgungssicherheit auf der anderen Seite zu lösen, werden Flexibilitätsoptionen benötigt. Im Umfeld dezentraler Versorgungsgebiete lassen sich darunter sowohl verbrauchernahe Erzeuger und Speicher als auch flexible Lasten zusammenfassen. Durch die Heterogenität der Anlagenstruktur und die dynamischen Anforderungen der Versorgungsaufgabe ist es schwierig, allgemeine Aussagen zur Flexibilität des Gesamtsystems zu machen.

In dieser Arbeit wird daher eine Methode entwickelt, um die *Systemflexibilität* räumlich und technisch abgegrenzter Versorgungssysteme zu bewerten. Da die Flexibilitätsoptionen zunächst eine Versorgungsaufgabe erfüllen, besteht die Hauptanforderung der Untersuchung in der Entwicklung eines ganzheitlichen Modells, mit dem Versorgungsgebiete vollständig beschrieben werden können. Als Komponenten des Systems werden Standort, Topologie, Anlage, Gebäude, Haushalt und Endgerät abgegrenzt. Indem für jede dieser Komponenten spezifische Modellbausteine definiert werden, wird ein generischer Baukasten für die Szenariendefinition erstellt. Durch geeignete Methoden wird die zeitlich aufgelöste Last- und Erzeugungssituation für die Endenergieträger Gas, Strom und Wärme abgebildet. Mit dem „aktivitätsbasierten Lastmodell“ wurde dabei ein innovativer Ansatz verfolgt, um fluktuierende elektrische und thermische Lasten in der Größenordnung von 1...200 Gebäuden realitätsnah zu simulieren. Dabei werden die spezifischen Merkmale des Haushaltes und der Endgeräte berücksichtigt. Der Anlagenbetrieb wird durch ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell dargestellt, das auf alle Szenarien anwendbar ist.

Durch ein Testverfahren wird schließlich das Potenzial eines Systems bewertet, im Bedarfsfall neben der Versorgungsaufgabe als virtuelle Batterie Strom aufzunehmen oder abzugeben. Mittels linearer Optimierung werden dabei spontane Leistungsabrufe getestet, die hinsichtlich Zeitpunkt, Leistung und Abrufdauer variiert werden. Die Ergebnisse dieser Testsequenzen lassen sich zu den Kenngrößen Kapazität und Leistung verdichten. Komplexe, heterogene Versorgungssysteme können mittels einer virtuellen Leistung und Kapazität bewertet und verglichen werden, ohne exogene Parameter einzubeziehen. Dennoch ist diese Bewertung mit Einschränkungen verbunden, denn im Gegensatz zu physikalischen Speichern können die Kenngrößen der virtuellen Batterie nicht deterministisch ermittelt oder fortgeschrieben werden.

Abstract

Due to the long-term transformation of the energy system, the share of fluctuating feed-in to the electricity supply grid increases. Thus flexibility options are needed to solve the conflict between an increasing sustainability and a continuing security of supply. In decentralized energy supply systems, flexibility options cover generation and storage plants as well as flexible loads. Due to the mixed technology structure and the dynamic requirements of the supply task it is difficult to assess the flexibility of the overall system in general.

In this thesis a method for the evaluation of the *system flexibility* of a spatially and technically defined decentralized energy supply system is developed. Since flexibility options have to assure the supply security, a main challenge is finding a modelling approach for the holistic description of supply areas. The components of the system are location, topology, plant, building, household and appliance. At first a toolbox for the generic description of scenarios is developed. Each component is represented by specified model bricks. With appropriate methods the dynamic load and generation situation for the end energy sources gas, electricity and heat is depicted. The “activity based load model“ was developed in order to simulate fluctuating electric and thermal loads in the magnitude of 1...200 buildings. Therefore specific characteristics of the household and the appliances are considered. The plant operation is scheduled using a mixed-integer linear optimization model which can be applied to all scenarios.

Finally the potential of the system is evaluated, serving as a virtual battery and absorb or provide electric energy if needed besides the primary supply task. Using linear optimization techniques, the spontaneous dispatch of electricity is tested and varied regarding the parameters starting time, power and duration. Subsequently the results of these test sequences are condensed to the parameters capacity and power. Thereby complex and heterogeneous supply systems can be evaluated and compared by those parameters without considering exogeneous constraints. Yet this evaluation method is limited, because in contrast to physical energy storages the parameters of the virtual battery cannot be calculated deterministically.

Inhaltsverzeichnis

Nomenklatur	VII
Abbildungsverzeichnis	XII
Tabellenverzeichnis	XIV
1 Aufgabenstellung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Stand der Forschung	6
1.3 Zielstellung und Methodik	10
2 Bausteine des virtuellen Versorgungssystems	15
2.1 Einführung	15
2.2 Standort	19
2.2.1 Datenauswertung	19
2.2.2 Typisierung	22
2.2.3 Bausteindefinition	23
2.3 Topologie	25
2.3.1 Netztopologie (Mesoebene)	25
2.3.2 Anlagentopologie (Mikroebene)	30
2.4 Anlage	36
2.4.1 Ordnungsschema	36
2.4.2 Energiewandler	37
2.4.3 Energiespeicher	41
2.4.4 Regenerative Erzeugung	46
2.4.5 Konnektoren	49
2.5 Gebäude	51
2.5.1 Datenauswertung	51
2.5.2 Typisierung	52
2.5.3 Bausteindefinition	53
2.6 Haushalt	56
2.6.1 Datenauswertung	56
2.6.2 Typisierung	61
2.6.3 Bausteindefinition	61
2.7 Endgerät	63
2.7.1 Ordnungsschema und Methode	63
2.7.2 Gruppe 1 - Prozessbestimmt	67
2.7.3 Gruppe 2 - Nutzungsbestimmt	72
2.7.4 Gruppe 3 - Dauerbetrieb	74
2.8 Zusammenfassung	78

3 Methodenentwicklung	81
3.1 Einführung	81
3.2 Aktivitätsbasierte Lastprofile	83
3.2.1 Methoden der Lastprofilerzeugung	83
3.2.2 Modellbildung	86
3.2.3 Anwendung	90
3.3 Heizlast-Profile	94
3.3.1 Methoden der Lastprofilerzeugung	94
3.3.2 Modellbildung	96
3.3.3 Anwendung	98
3.4 Dargebot Erneuerbarer Energien	102
3.4.1 Einspeisepotenzial PVA	102
3.4.2 Einspeisepotenzial WEA	105
3.4.3 Anwendung	107
3.5 Betrieb der Versorgungsanlagen	110
3.5.1 Grundlagen	110
3.5.2 Modellbildung	112
3.5.3 Anwendung	120
3.6 Bewertung der Systemflexibilität	124
3.6.1 Testmethode	124
3.6.2 Betriebsanpassung der Flexibilitätsoptionen	126
3.6.3 Charakterisierung der virtuellen Batterie	127
3.7 Zusammenfassung	131
4 Modellanwendung	132
4.1 Vorbereitung	132
4.2 Untersuchung des Basisszenarios	135
4.3 Zusammenfassung	144
5 Zusammenfassung und Ausblick	145
5.1 Zusammenfassung der Arbeit	145
5.2 Ausblick	149
A Ergänzungen	153
A.1 Leistungs- und Kapazitätssegmente der Anlagen	153
A.2 Berechnung des PVA Einspeisepotenzials	153
A.3 Lineare Optimierung mit Matlab/CPLEX	156
Literaturverzeichnis	158
Wissenschaftlicher Werdegang	168

Nomenklatur

Abkürzungen

AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch
AUD	Audiogerät (Endgerät)
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BD	Badezimmer
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGE	Bügeleisen (Endgerät)
BHKW	Blockheizkraftwerk
DAH	Dunstabzugshaube (Endgerät)
DEZENT	Dezentrale vernetzte Energiebewirtschaftung
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie
DISPOWER	Distributed generation with high penetration of renewable energy sources
DWD	Deutscher Wetterdienst
EANRW	Energieagentur Nordrhein-Westfalen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhaus
EL	Energiesparlampe
EPH	Ein-Personen-Haushalt
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnVKG	Energieverbrauchskennzeichnungs-Gesetz
EnVKV	Energieverbrauchskennzeichnungs-Verordnung
EV	Entscheidungsvariable
EVS	Einkommens- und Verbrauchsstichprobe
FFE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
FL	Flur
FNA, FNB	Fernsehgerät: Erstgerät, Zweitgerät (Endgerät)
FW	Fernwärme
GAMS	General Algebraic Modeling System
GasNZV	Gasnetz-Zugangsverordnung
GB	Glühbirne
GFS	Gefrierschrank (Endgerät)
GIVAR	Grid Integration of Variable Renewables
GMH	Großes Mehrfamilienhaus (IWU-Typologie)
GSP	Geschirrspüler (Endgerät)
HE	Elektrisches Heizelement
HK	Heizkessel

Nomenklatur

HLUG	Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie
HTR	Haartrockner (Endgerät)
HYSS	Hybrider Stadtspeicher
ID	Identifikationsnummer
IEA	International Energy Agency
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
ISI	Institut für System- und Innovationsforschung
ITI	IT-Infrastruktur (Endgerät)
IWU	Institut Wohnen und Umwelt
KFD	Kochfeld (Endgerät)
KFM	Kaffeemaschine (Endgerät)
KLS	Kühlschrank (Endgerät)
KU	Küche
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LBD	Lampe, Badezimmer (Endgerät)
LED	Light-emitting diode
LFL	Lampe, Flur (Endgerät)
LI	Lithium (-Batterie)
LKU	Lampe, Küche (Endgerät)
LNZ	Lampe, Nebenzimmer (Endgerät)
LP	Lineare Programmierung
LSZ	Lampe, Schlafzimmer (Endgerät)
LWR	Laufende Wirtschaftsrechnung
LWZ	Lampe, Wohnzimmer (Endgerät)
MEZ	Mitteleuropäische Zeit
MFH	Mehrfamilienhaus
MFA, MFB	Mehrfamilienhaus: normal, groß (Baustein)
MILP	Mixed-Integer Linear Programming
MKW	Mikrowelle (Endgerät)
MN	Meteonorm
MOP	Mobilitätspanel
MPH	Mehr-Personen-Haushalt
MPP	Maximum Power Point
NB	Bilanzkonnektor (Anlage), Nebenbedingung
NG	Netzkonnektor (Anlage)
NL	Lastkonnektor (Anlage)
NMB	Normalbetrieb
NOCT	Normal Operating Cell Temperature
NRM	Normalbedingungen, Normalbetrieb
NSH	Nachtspeicherheizung
NT	Netztyp (Topologie)
NZ	Nebenzimmer
OFN	Ofen (Endgerät)
ONT	Ortsnetztrafo
ORC	Organic-Rankine-Cycle
P2G	Power-To-Gas
PCP	Personalcomputer (Endgerät)
PVA	Photovoltaik-Anlage

Nomenklatur

RF	Redox-Flow (-Batterie)
RH	Reihenhaus (IWU-Typologie)
RN	Rohrnetz (Anlage)
RW	Raumwärme (Nutzenergiebedarf)
RWI	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
SAM	Schein-Aus-Modus
SBY	Standby-Betrieb
SG	Stromgenerator
SLP	Standardlastprofil
SRP	Smart Region Pellworm
ST	Standorttyp (Baustein)
STA	Set-Top-Box, Erstgerät (Endgerät)
STB	Set-Top-Box, Zweitgerät (Endgerät)
STC	Standard Test Conditions
STS	Staubsauger (Endgerät)
SZ	Schlafzimmer
TABULA	Typology Approach for Building Stock Energy Assessment
TRY	Testreferenzjahr
TU	Time-Use
TWW	Trinkwarmwasser
UTC	Weltzeit
VAMES	Vehicles As Mobile Energy Storage
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VT	Versorgungstyp, lokal (Topologie)
VuMa	Verbrauchs- und Medienanalyse
WBW	Badewanne (Endgerät)
WDS	Dusche (Endgerät)
WE	Wohneinheit
WEA	Windenergie-Anlage
WP	Wärmepumpe
WS	Warmwasserspeicher (Anlage)
WZ	Wohnzimmer
WSB	Spülbecken (Endgerät)
WSK	Wasserkocher (Endgerät)
WSM	Waschmaschine (Endgerät)
WTR	Wäschetrockner (Endgerät)
WWB	Waschbecken (Endgerät)
ZBE	Zeitbudgeterhebung
ZF	Zielfunktion
ZPH	Zwei-Personen-Haushalt

Formelzeichen

α	Azimutwinkel, Temperaturkoeffizient
Δ	Differenz
δ	Sonnendeklination
ϵ	Effizienzgrad, Leistungszahl
η	Wirkungsgrad

Nomenklatur

γ	Anstellwinkel (PVA), Höhenwinkel (Sonne)
λ	Längengrad eines Ortes
ω	Stundenwinkel
Φ	Lichtstrom (Beleuchtung)
ϕ	Breitengrad eines Ortes
ρ	Dichte
θ	Einstrahlungswinkel
ϑ	Temperatur (Celsiuskala)
A	Fläche
a	Koeffizienten des Optimierungstableaus
b	Absolutglieder des Optimierungstableaus
C	Füllstand, Kapazität
c	Spezifische Speicherkapazität, Kostensatz
$c_p, c_{p,Betz}$	Leistungsbeiwert, Betz'scher Leistungsbeiwert
d	Dauer
E	Energie (allgemein), Beleuchtungsstärke
E_0	Solarkonstante
F	Einstrahlungsfaktor (Klucher)
g	Gleichzeitigkeitsfaktor, Gewichtungsfunktion
Gt	Gradtagszahl
h	Höhe
$h(\vartheta)$	Gewichtungsprofil für den Heizbedarf nach SLP Gas
I	Elektrische Stromstärke
J'	Tagesumlaufwinkel der Erde
k	Wärmedurchgangskoeffizient
k_T	Einstrahlungsfaktor (empirisch)
KF	Korrekturfaktor (Beleuchtung)
MOZ	Mittlere Ortszeit
n	Anzahl
p	Wahrscheinlichkeit
P	Leistung
Q	Wärmemenge
r	Korrelationskoeffizient
Q_n	n-Prozent-Quantil
S	Einstrahlung
t	Zeitintervall
T	Temperatur (Kelvinskala)
U	Elektrische Spannung
v	Geschwindigkeit
V	Volumen
VLH	Jahres-Volllaststunden
WOZ	Wahre Ortszeit
x	Variable, Entscheidungsvariable
z_0	Rauhigkeitslänge
Zgl	Zeitgleichung

Indizes

0	Bezugsniveau
a	Jahr
abs	absolut
Akt	Aktivität
A	Außen
b	Bilanzknoten
ch	Laden, chemisch
d	Tag
dc	Entladen
diff	diffus (Einstrahlung)
dir	direkt (Einstrahlung)
el	elektrisch
E	Einheitswert, geneigte Ebene
F	Fenster
Flex	Flexibilität
g	Bilanzierungsebene
G	Grundfläche
gen	geneigt
glob	global (Einstrahlung)
h	Stunde
HG	Heizgrenze
hor	horizontal
I	Innen, Input
k	Kopplung
K	Kurzschluss
KW	Kaltwasser, Kundenwert
L	Leerlauf
loss	Verlust
Mess	Messwert
Nabe	Rotornabe
Nenn	Nenn-/Auslegungswert
NOCT	Normale Betriebstemperatur einer PVA
norm	normiert
O	Output
p	Anlage
Per	Periode
Ref	Referenz
Rot	Rotor
S	Sonne
sh	Raumheizung
Sim	Simulation
spez	spezifische Größe
th	thermisch
virt	Virtuelle Größe
W	Wind
wh	Wassererwärmung
Z	Zapfung (Wasser)

Abbildungsverzeichnis

1.1	Residuallastverlauf 2010 bis 2050	2
1.2	Ebenen der Flexibilitätsbewertung	5
1.3	Aufbau der Arbeit	13
2.1	Vorgehensweise in Kapitel 2	16
2.2	Objektbeziehungen im virtuellen Versorgungsgebiet als <i>Entity-Relationship-Diagramm</i>	17
2.3	Wetterverlauf 2011 am Standort Freiburg	20
2.4	Standorte im Vergleich	21
2.5	Standorttypen	23
2.6	Topologie im virtuellen Versorgungssystem	25
2.7	Morphologie der Siedlungstypen	27
2.8	Morphologisches Schema der Topologiekategorie <i>Lokale Versorgung</i>	32
2.9	Ordnungsschema zur Abgrenzung von Anlagentypen	37
2.10	Bestand von WEA und PVA: Räumliche Verteilung und Spannungsebene der Einspeisung	47
2.11	Gebäudebestand und Energiekennwerte	52
2.12	Modifizierte Gebäudetypologie	53
2.13	Geometrisches Modell der Wohneinheiten	55
2.14	Haushaltstypen	61
2.15	Geräteunterteilung für die Charakterisierung des Lastverhaltens	63
2.16	Strommessgerät mit Datenlogger	66
2.17	Lastprofile zu den Endgeräten der Gruppen 1 und 3	77
2.18	Szenarienbaukasten als morphologisches Schema	79
3.1	Vorgehensweise in Kapitel 3	82
3.2	Vergleich elektrischer Lastprofile	84
3.3	Vorgehensweise zur Entwicklung aktivitätsbasierter Lastprofile	86
3.4	Exemplarisches Aktivitätsprofil	87
3.5	Parametrierung der Nutzungsprofile	89
3.6	Algorithmus zur Entwicklung von Heizlast-Profilen	97
3.7	Tagesheizbedarf in Abhängigkeit von der Außentemperatur	98
3.8	Dynamisierung des Tageswärmebedarfes	99
3.9	Sonnenstand und Einstrahlungswinkel	103
3.10	PVA-Kennfelder	104
3.11	WEA-Kennlinie	107
3.12	Optimierung der Anlagenfahrpläne – Vorgehensweise	113
3.13	Bezeichnung der Elemente im Optimierungstableau	114
3.14	Modellimplementierung: Zeitliche Untergliederung	119
3.15	Modellimplementierung: Räumliche Untergliederung	120
3.16	Schema eines Flexibilitätsabrufes	125

Abbildungsverzeichnis

3.17	Testraster der simulierten Flexibilitätsabrufe	128
3.18	Ermittlung der virtuellen Speichervermögens im Zeitverlauf	129
3.19	Charakterisierung der virtuellen Batterie	130
4.1	Jahresdauerlinie der Wärmebedarfsdeckung	134
4.2	Ergebnisse der Anlagendimensionierung	136
4.3	Topologie und Kenngrößen des Basisszenarios	137
4.4	Flexibilitäts-Testraster für das Basisszenario	142
A.1	Optimierung mit Matlab/CPLEX: Koeffizientenmatrizen	156

Tabellenverzeichnis

1.1	Merkmale der ausgewählten Forschungsarbeiten	10
2.1	Standortjahre in Matrizenform	23
2.2	Definierte Bausteine der Komponente <i>Standort</i>	24
2.3	Definierte Bausteine der Komponente <i>Topologie (Mesoebene)</i>	31
2.4	Definierte Bausteine der Komponente <i>Topologie (Mikroebene, lokale Versorgung)</i>	35
2.5	Definierte Bausteine der Komponente <i>Anlage, Energiewandler</i>	42
2.6	Definierte Bausteine der Komponente <i>Anlage, Energiespeicher</i>	46
2.7	Definierte Bausteine der Komponente <i>Anlage, Regenerative Erzeuger</i>	50
2.8	Definierte Bausteine der Komponente <i>Gebäude</i>	54
2.9	Energieanwendung in Haushalten (Endenergieträger Strom)	58
2.10	Energieanwendung in Haushalten (alle Endenergieträger)	59
2.11	Definierte Bausteine der Komponente <i>Haushalt</i>	62
2.12	Definierte Bausteine der Komponente <i>Endgerät</i>	76
3.1	Verbrauchsrelevante Personenaktivitäten	88
3.2	Plausibilität des aktivitätsbasierten Lastmodells	92
3.3	Plausibilität des RW-Lastmodells	100
3.4	Geländeklassen und Oberflächenbeschaffenheit	106
3.5	Plausibilität des erneuerbaren Einspeisepotenzials	108
3.6	Plausibilität des Anlagenbetriebes	123
4.1	Lastsituation im Basisszenario	139
4.2	Kennzahlen des Anlagenbetriebes am Netzkoppelpunkt 119	140
4.3	Lastprofil auf Anlagenebene	141
4.4	Charakterisierung der virtuellen Batterie	143
A.1	Leistungssegmente zur Abgrenzung des Anlagentyps	153

1 Aufgabenstellung

1.1 Motivation

Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit. Das sind die konfliktbehafteten Eckpunkte des Zieldreiecks, das unabhängig von der gewählten Bundesregierung seit Jahrzehnten das Handeln in der Energiepolitik bestimmt. Im Jahr 2010 wurde ein wichtiger Schritt getan, um die Erreichung des Nachhaltigkeitszieles langfristig messbar zu machen. In ihrem Energiekonzept [Bun11] legte die Bundesregierung erstmals einen Zielkorridor bis 2050 fest. Dessen Kernelemente sind:

- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien
- Erhöhung der Energieeffizienz
- Erhöhung der Energieeinsparungen

Eine wichtige Grundlage für den *Ausbau regenerativer Energieerzeugung* ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Es regelt seit 2000 die vorrangige Einspeisung und Vergütung von regenerativ erzeugtem Strom [Deuc]. Dies hat bereits zu einem starken Anstieg von Windenergie- (WEA), Photovoltaik- (PVA) und Biogasanlagen geführt. 2011 wurden bereits 20 % des Stroms aus regenerativen Quellen erzeugt. Die Zielmarke für 2020 liegt bei 35 %.

In Einklang mit den Zielen bis 2050 zeigen die Zukunftsszenarien der Leitstudie, wie sich die Kraftwerksstruktur ändern muss [NPN12]. Das größte Ausbaupotenzial weisen hier WEA und PVA auf, die durch den sukzessiven Zubau bis 2020 bereits über eine Anlagenleistung von etwa 100 GW verfügen, während der Bestand an konventionellen Kraftwerken abnimmt. Somit könnte die schwankende Nachfrage nominell bereits gedeckt werden. Durch die hohe Volatilität im Wind- und Strahlungsaufkommen ist deren Einspeisung indes nur unzureichend planbar. Zudem sind die „Rohstoffe“ Wind und Solarstrahlung als Primärenergien nicht speicherbar – anders als es bei konventionellen Kraftwerken auf Basis von Kohle, Gas oder Kernenergie der Fall ist. Somit bestimmen zwei Extremsituationen die Energieversorgung:

1. Überschuss: Das regenerative Angebot übersteigt den aktuellen Strombedarf.
2. Unterdeckung: Das regenerative Angebot reicht nicht, um den aktuellen Strombedarf zu decken.

Um diese Extremsituationen sichtbar zu machen, kann die *Residuallast* herangezogen werden. Sie ergibt sich aus der Verbraucherlast abzüglich fluktuierender Ein-

speisung. Abbildung 1.1 zeigt den Verlauf der Residuallast, der sich aus der Hochrechnung der WEA- und PVA-Einspeisung bis 2050 ergibt¹.

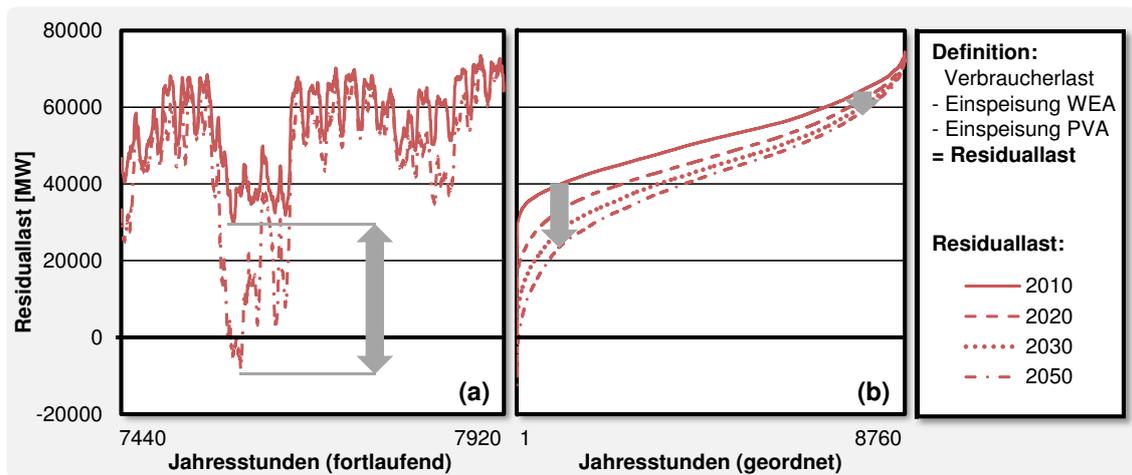


Abbildung 1.1: Residuallastverlauf 2010 bis 2050: Fortlaufend über mehrere Wochen (a) und als geordnete Jahresdauerlinie (b); Berechnungsbasis: Daten von Übertragungsnetzbetreibern (Verbraucherlast 2010), Transparency EEX (Einspeisung WEA und PVA 2010) und aus der Leitstudie (Ausbauzahlen bis 2050)

Das Diagramm 1.1-a zeigt eine dreiwöchige Periode mit hohem Wind- und Strahlungsaufkommen als fortlaufendes Lastprofil. Hier zeigt sich, dass die Auswirkungen bereits 2010 deutlich waren und bei ungesteuerter Einspeisung bis 2050 eine starke Zunahme der Fluktuationen zu erwarten ist. Die Jahresdauerlinie in 1.1-b illustriert die Zunahme kritischer Lastsituationen auf Jahressicht: So bleibt die Spitzenlast über alle Dekaden hinweg auf einem annähernd gleich hohen Niveau. Dies resultiert aus dem Umstand, dass trotz zunehmender regenerativer Erzeugerkapazitäten stets wind- und strahlungsarme Phasen überbrückt werden müssen. Die Bereiche der Grund- und Mittellast hingegen verschieben sich verhältnismäßig weit nach unten – auch in den negativen Bereich. Die Lastfluktuationen nehmen somit zu, was für die Betriebsführung der planbaren Anlagen und Netze eine Herausforderung darstellt. Eine Konsequenz ist, dass verstärkt regenerative Anlagen abgeregelt werden müssen um die Netzstabilität zu gewährleisten. Die Darstellung unterstreicht somit die Notwendigkeit von *Flexibilitätsoptionen*, mit denen solche kritischen Phasen überbrückt und der Zielkonflikt zwischen Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit gelöst werden kann.

Flexibilitätsoptionen

Der Begriff *Flexibilitätsoption* wird gelegentlich als Oberbegriff für Anlagen und Maßnahmen verwendet, die zukünftig zum Ausgleich zwischen fluktuierender Erzeugung und Verbraucherlast genutzt werden können. Dieser Begriff wird auch im

¹ Die zeitaufgelösten Daten von regenerativer Einspeisung und Verbraucherlast werden aufgrund gesetzlicher Bestimmungen von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern für ihre jeweiligen Regelzonen veröffentlicht. Sie sind auf den entsprechenden Webseiten abrufbar [Amp, 50H, Ten, Tra]. Konsolidierte Datensätze zur WEA- und PVA-Erzeugung werden zudem von der European Energy Exchange AG bereit gestellt [Eur].

Folgenden verwendet. Flexibilitätsoptionen lassen sich vereinfacht in die Kategorien Erzeugung, Übertragung, Speicherung und Verbrauch einteilen.

Zur *Erzeugung* gehören Energiewandler, für die elektrische Leistung ein Input oder Output darstellt. Sie können Flexibilität bereitstellen, indem sie bei Bedarf innerhalb der technischen Restriktionen herauf- oder herunter gefahren werden. Die wichtigsten *Stromerzeuger* sind derzeit zentrale Kraftwerksblöcke auf Basis von Kohle, Gas und Kernenergie². Mittelfristig werden konventionelle, regelbare Kraftwerke eine wichtige Ausgleichsfunktion erfüllen, doch ihr Anteil wird gemäß Leitstudie rapide zurückgehen. Durch die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) rücken dezentrale Versorgungskonzepte in den Fokus, deren Effizienz durch die gekoppelte Erzeugung und Nutzung von Strom und Wärme besonders in Verbrauchernähe zum Tragen kommt. Regenerative Stromerzeuger müssen zwangsläufig ebenfalls als Ausgleichsgröße betrachtet werden, obwohl ihre Abregelung vermieden werden soll. Ihr Betrieb ist, wie bereits geschildert, vom fluktuierenden Dargebot der entsprechenden Energiequellen abhängig. Neben der generellen Möglichkeit, diese Anlagen im Bedarfsfall abzuschalten, kann durch die räumlich-technische Diversifizierung der Anlagenstruktur bereits ein gewisser Ausgleich erzielt werden. Weitere wichtige Anlagen aus der Erzeugerkategorie sind *Stromabnehmer*. Hier ist vor allem der Konversionspfad „Strom zu Wärme“ relevant, bei dem der thermische Nutzenergiebedarf das elektrische Versorgungsnetz belastet. In diese Anlagenkategorie fallen vor allem dezentrale Wärmeerzeuger wie Nachtspeicherheizungen (NSH) und die effizienteren Wärmepumpen (WP). Bei der Bewertung dieses Konversionspfades ist die Herkunft der zugeführten Elektroenergie bedeutsam. Für die Verwertung regenerativer Erzeugungsspitzen bieten sich durch die Anbindung der thermischen Verbraucher neue Potenziale, da das thermische Speichervermögen genutzt werden kann. Daneben wird dem Konversionspfad „Strom zu Gas“ ein großes Potenzial zugesprochen. Hier können Erzeugungsüberschüsse mittels Elektrolyse in chemische Energie gewandelt werden, was durch die Infrastrukturen der Gasversorgung sowie die Energiedichte erhebliche Potenziale birgt.

Die *Übertragung* umfasst das Stromnetz, wobei hier besonders die Übertragungs- und Verteilnetzebene zu nennen ist. Durch die historisch gewachsenen Netzstrukturen wird der überwiegend zentral erzeugte Strom in die Fläche an die Verbrauchschwerpunkte verteilt. Mit der Verlagerung der Erzeugungsschwerpunkte infolge des Zubaus von WEA und PVA entstehen hingegen zunehmend Engpasssituationen, die einen Netzausbau erforderlich machen. Durch zusätzliche Übertragungskapazitäten kann ein räumlicher Energieausgleich erzielt werden.

Energiespeicher erlauben dagegen einen zeitlichen Energieausgleich, da Be- und Entladung innerhalb der nutzbaren Speicherkapazität flexibel geplant werden können. Als großtechnische Optionen sind Pumpspeicherkraftwerke zu nennen. Sie sind bereits fest in das Energiesystem integriert, besitzen hierzulande aber kaum Ausbaupotenzial. Druckluftspeicher stellen eine mögliche Ergänzung dar, bislang sind sie jedoch nicht verbreitet. Auf dezentraler Ebene werden bereits Batterien zur Netzbesicherung eingesetzt. Als Flexibilitätsoptionen im dezentralen oder lokalen Bereich bieten Redox-Flow- oder Lithium-Batterien großes Potenzial, da sie eine vergleichsweise hohe Zyklenfestigkeit sowie Energiedichte aufweisen [WADH10]. Als Hemm-

² Kohlekraftwerke machten 2012 nahezu 45 % der heimischen Stromerzeugung aus [Bun13b].

nisse sind die recht hohen Kosten zu nennen. Neben der direkten Speicherung elektrischer Energie kann Strom auch umgewandelt und in Form von thermischer und chemischer Energie gespeichert werden, wenn durch die installierten Energiewandler entsprechende Konversionspfade im System angelegt sind. Mittelfristig kommen hier vor allem Wärmespeicher in Betracht.

Auch *Verbraucher* können als Ausgleichsoption herangezogen werden. Beispiele finden sich in den energieintensiven *Industrieunternehmen* der Stahl- und Papiererzeugung sowie in der Chemiesparte. Hier fällt vor allem die Anschlussleistung einzelner Anlagen ins Gewicht, sie liegt in Bereichen bis über 100 MW [Klo07]. Der *Haushaltssektor* dagegen umfasst in Deutschland 40,3 Mio Haushalte, die in 17 Mio. Wohngebäuden leben und ca. 37,6 Mio. Pkw besitzen [Staa, For09, KB]. Für das Lastmanagement auf Haushaltsebene spricht daher weniger die Anschlussleistung einzelner Endgeräte, sondern vielmehr die relativ homogene Energienutzung über alle Haushalte hinweg. Es werden viele Konzepte diskutiert: Die flexible Schaltung von Geschirrspülern, Waschmaschinen und Trocknern, die Nutzung thermischer Kapazitäten in Kühl- und Gefriergeräten oder die koordinierte Beladung von Elektrofahrzeugen³. Dabei ist eine große Bandbreite an Eingriffen denkbar: Von der radikalsten Form zentral gesteuerter Lastabwürfe bis hin zu gemäßigten Formen der Lastverschiebung, die durch den Nutzer initiiert werden.

Bewertung der Systemflexibilität

Die Abgrenzung der Flexibilitätsoptionen zeigt auf, dass viel ungenutztes Potenzial im Bereich der *dezentralen Energieversorgung* liegt. Hier sind Erzeugung, Speicherung und Verbrauch räumlich stark konzentriert. Die Komponenten erfüllen primär eine Versorgungsaufgabe, die sich aus der Verbraucheranforderung ergibt. Darüber hinaus können sie auch als Flexibilitätsoptionen genutzt werden, um bei Bedarf Strom aufzunehmen oder bereit zu stellen. Dabei ist zu beachten, dass zwischen den Komponenten Verflechtungen bestehen, die eine Bewertung auf Basis der Einzelteile erschweren. Um das Potenzial in diesen räumlich abgegrenzten Systemen zu bewerten erscheint es daher zweckmäßig, das System als Ganzes zu untersuchen. Daher wird an dieser Stelle der Begriff der *Systemflexibilität* eingeführt. Zur Erläuterung werden in Abbildung 1.2 drei mögliche Ebenen der Potenzialbewertung dargestellt. Dabei wird das Beispiel eines Blockheizkraftwerkes (BHKW) gezeigt, das Brenngas aus dem Netz bezieht und in elektrische sowie thermische Energie konvertiert, um ein Gebäude zu versorgen. Als Ergänzung ist ein elektrischer sowie ein thermischer Speicher installiert.

Die *theoretische Flexibilität* wird durch die Kenngrößen der einzelnen Flexibilitätsoptionen gekennzeichnet. Dieses theoretisch abrufbare Leistungs- und Speichervermögen ergibt sich durch Summation der Kenngrößen aller elektrisch gekoppelten Komponenten des Versorgungsgebietes. Dabei können auch die thermischen Speicherkapazitäten einbezogen werden, sofern entsprechende Konversionspfade bestehen. Das technische Potenzial entspricht den Spezifikationen der Einzelanlagen⁴ und ist als

³ Fahrzeuge werden bislang dem Sektor *Verkehr* zugerechnet. Bei Elektrofahrzeugen könnte sich durch die Beladung zu Hause ein Teil des Energieverbrauches in den Haushaltssektor verschieben. Der zusätzliche Stromverbrauch bei vollständiger Umrüstung der Pkw-Flotte kann mit jährlich 121 TWh überschlagen werden [MD].

⁴ Z.B. die elektrische Nennleistung eines BHKW.

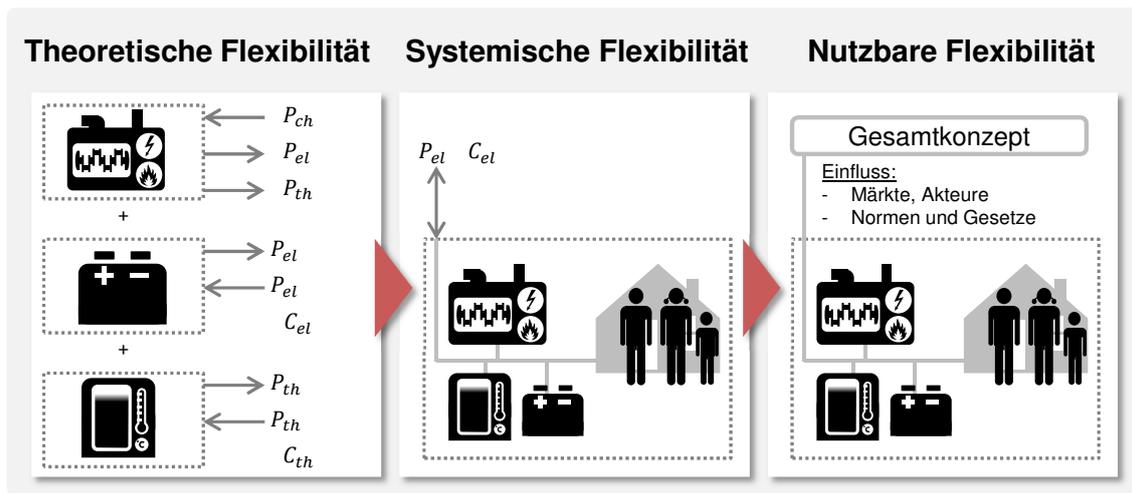


Abbildung 1.2: Ebenen der Flexibilitätsbewertung

absolute Obergrenze zu verstehen. Die beschriebenen Flexibilitätsoptionen machen bereits deutlich, dass eine solch isolierte Bewertung einzelner Anlagen kaum aussagekräftig sein kann. Vielmehr müssen die Einschränkungen und Abhängigkeiten berücksichtigt werden, die sich aus der Vernetzung und dem Betrieb der Anlagen ergeben. So kann durch einen Energiewandler nur dann Flexibilität bereit gestellt werden, wenn die angeschlossenen Elemente ebenfalls flexibel betrieben werden können. Im Falle eines BHKW basiert die Bereitstellung negativer Flexibilität auf einer Drosselung der Leistung. Dadurch sinkt neben der Stromerzeugung auch die Wärmebereitstellung sowie die Brennstoffaufnahme aus dem Gasnetz. Sollte es zu einem Engpass in der Wärmeversorgung kommen, so kann keine Flexibilität bereit gestellt werden.

Um diese Abhängigkeiten zu berücksichtigen wird eine Bewertungsmethode benötigt, die das Gesamtsystem abbildet: die *systemische Flexibilität*. Sie beschreibt die Eigenschaft eines technisch und räumlich abgegrenzten Bilanzgebietes, im Bedarfsfall elektrische Energie aufzunehmen (negative Flexibilität) oder abzugeben (positive Flexibilität). Für die technische Abgrenzung ist es erforderlich, die Elemente des Versorgungssystems⁵ sowie deren Vernetzung untereinander zu definieren. Die Systemflexibilität basiert auf der Steuerung der Leistungsaufnahme oder -abgabe der einzelnen Anlagen, die hier als Flexibilitätsoptionen bezeichnet werden. Dabei werden auch Anlagen berücksichtigt die nicht direkt, sondern durch Konversionspfade indirekt mit dem Stromnetz verbunden sind. Im Unterschied zur theoretischen Flexibilität berücksichtigt die Systemflexibilität die zeitabhängige Versorgungssituation. So wird der zeitabhängige Betrieb aller Erzeuger, Speicher und Verbraucher einbezogen.

Die real *nutzbare Flexibilität* beschreibt, wie viel Flexibilität das System tatsächlich bereit stellen kann, wenn es in ein Gesamtkonzept eingebettet ist. Dieses Gesamtkonzept beschreibt die äußeren Rahmenbedingungen der Markt- und Systemintegration. So kann u.a. die Wirtschaftlichkeit eines Konzeptes, in dem eine bestimmte Dienstleistung erbracht werden soll, beurteilt werden. Dafür sind jedoch Faktoren

⁵ Dies sind die Energieerzeuger, Speicher und Verbraucher.

relevant, die außerhalb des Systembereiches liegen und einen spezifische Modellierungsansatz erfordern. Dadurch wird insgesamt die Aussagekraft für ein genau beschriebenes Szenario erhöht, während die Übertragbarkeit auf andere Szenarien erschwert wird.

Für die drei Bewertungsansätze kann die Prämisse aufgestellt werden, dass das Ergebnis der Flexibilitätsbewertung von Stufe zu Stufe schlechter ausfällt. So führt die statische Betrachtung zu einer optimistischen Bewertung des theoretischen Abrufpotenzials. Für die Systemflexibilität dagegen werden bereits die endogenen Randbedingungen des Anlagenbetriebes und der Versorgungssituation berücksichtigt. Sie offenbart daher das maximal erschließbare Abrufpotenzial. Die real nutzbare Flexibilität erlaubt dagegen die genaue Bewertung eines konkreten Anwendungsfalles. Dabei bleibt die Frage offen, ob eine negative Bewertung im System selbst oder in den ungünstigen äußeren Rahmenbedingungen begründet liegt. So kann in der Beurteilung der Systemflexibilität ein hohes Potenzial bescheinigt werden, das durch ungünstige Rahmenbedingungen vollständig zunichte gemacht wird. Ein Beispiel sind die strengen Anforderungen an die Präqualifikation und Anlagenverfügbarkeit, die für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt erfüllt werden müssen.

1.2 Stand der Forschung

Das *Forschungsfeld* dezentraler Energiesysteme umfasst eine enorme Themen- und Begriffsvielfalt. Hier sollen Arbeiten beleuchtet werden, deren Anliegen es ist, Potenziale der zuvor genannten Flexibilitätsoptionen in Versorgungssystemen zu bewerten und zu ertüchtigen. Dadurch soll das Themengebiet und die Methodik abgegrenzt und Forschungslücken aufgezeigt werden. Es stehen vor allem modellbasierte Untersuchungen im Fokus. Praktisch angelegte Forschungsvorhaben⁶ sind ebenfalls relevant, sofern sie durch vergleichbare Studien begleitet werden.

Grundsätzlich lassen sich die verfügbaren Studien zwei Hauptkategorien zuordnen: Betriebsführungskonzepten und Potenzialstudien. Beide sollen im Folgenden diskutiert werden. Dazu werden zunächst die relevanten Arbeiten vorgestellt.

Betriebsführungskonzepte

Das Projekt *SESAM* (2003 bis 2007) zielte darauf ab, eine Handelsplattform für Marktteilnehmer in einer von Dezentralität geprägten Energieversorgung zu entwickeln. Darauf aufbauend stellt Kamper in seiner Dissertation einen Ansatz vor, um Fluktuationen in dezentralen Versorgungsgebieten ohne die Notwendigkeit einer zentraler Instanz auszugleichen [Kam10]. Erzeuger und Lasten werden in einem Peer-To-Peer Netzwerk zusammengeschlossen. Es kann gezeigt werden, dass das System mittels geeigneter Optimierungsverfahren ein künstlich erzeugtes Lastprofil bis zu einem gewissen Grad ausgleichen kann. Im Rahmen des EU-Projektes *DIS-POWER* wurde mit PoMS⁷ ein System entwickelt, um Niederspannungsnetze mit

⁶ Darunter werden Vorhaben verstanden, bei denen die technisch-apparative Umsetzung angestrebt wird – ganz gleich ob im Labormaßstab oder als Feldtest unter realen Betriebsbedingungen.

⁷ Power Flow and Power Quality Management System

dezentraler Erzeugung optimal zu betreiben. Thoma stellt in seiner Dissertation das dreistufige Regelkonzept vor, nach dem dieses System arbeitet [Tho07]. Zunächst werden auf Basis der Wetter- und Lastprognosen optimierte Anlagenfahrpläne erstellt. Im nächsten Schritt erfolgt die Echtzeitregelung, um Abweichungen auszugleichen. Schließlich wird die Spannungsqualität gezielt beeinflusst. Das Konzept wurde erfolgreich in einem Testnetz mit etwa 100 Haushalten sowie dezentralen Erzeugern und Speichern angewendet. In der Arbeit von Matics werden Modelle entwickelt, um das Betriebsverhalten von elektrisch gekoppelten dezentralen Versorgungsanlagen abzubilden [Mat07]. Das Projekt *DEZENT*, auf welchem die Dissertation von Lehnhoff beruht, zielt dagegen konsequent auf eine innovative Lösung ab, in der vollständig auf eine Einsatzplanung verzichtet wird [Leh10]. Der Anlagenbetrieb wird in Echtzeit gesteuert. Dabei findet in Intervallen von 500 ms eine Aktualisierung der Fahrpläne statt. Es wird gezeigt, dass dieses Verfahren den Anforderungen einer sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung entspricht. Ähnlich kann auch die Arbeit von Nestle eingeordnet werden, in der begleitend zum Projekt *DINAR* ein Konzept für die Regelung eines Lastmanagements im Niederspannungsnetz entwickelt wurde [Nes08].

Zwei aktuelle Beispiele für die Entwicklung bzw. Umsetzung eines Konzeptes liefern die Projekte *Smart Region Pellworm* und *Hybrider Stadtspeicher*. Im Rahmen von *Smart Region Pellworm* werden auf der Nordseeinsel Pellworm Betriebsstrategien für flexible Erzeuger, Speicher und Lasten in einem dezentralen Versorgungssystem erprobt. Bei der Erarbeitung von Regelkonzepten steht die Erhöhung des Eigenverbrauches an lokal erzeugtem WEA- und PVA-Strom im Vordergrund. Dafür werden auf simulativem Wege Geschäftsmodelle untersucht, die für dezentrale Versorgungssysteme relevant sind [Bun13a]. Das Projekt *Hybrider Stadtspeicher* befasst sich dagegen mit der Entwicklung eines übertragbaren Konzeptes für die Aggregation dezentraler Flexibilitätsoptionen. Kernstück der Betriebsführung bilden die sogenannten „Flex-Controller“. Dies sind Steuermodule, mittels derer die Fahrpläne der Einzelanlagen abgeglichen und bis auf Verteilnetzebene aggregiert werden können. Zudem werden innovative Technologien für die Wärme- und Stromspeicherung entwickelt und in das System eingebunden [Doe].

Potenzialstudien

Im Gegensatz zu den Betriebsführungskonzepten, bei denen die unmittelbare Anwendung und Umsetzung angestrebt wird, zielen *Potenzialstudien* auf eine verallgemeinerte, quantitative Bewertung von Einsatzszenarien verschiedener Technologien ab. Relevante Studien aus diesem Bereich werden im Folgenden diskutiert.

Stadler hat 2006 die Potenziale verschiedener Flexibilitätsoptionen untersucht [Sta06]. In seiner Arbeit werden insbesondere elektrisch gekoppelte Erzeuger, Speicher und Lasten betrachtet, die thermische Nutzenergie bereit stellen (bspw. Nachspeicherheizungen, KWK-Anlagen, Kühl- und Gefriergeräte). Während das Betriebsverhalten detailliert auf Ebene der Einzelgeräte untersucht wird, erfolgt die Ermittlung der Potenziale für die Bereitstellung von Regelleistung durch Hochrechnung der installierten Leistung und Annahme eines zeitgleichen Abrufes. Klobasa untersucht die technischen und ökonomischen Potenziale für Lastmanagement in Deutschland, wobei jeweils die Energieanwendungen in den Sektoren Industrie, Gewerbe und Privathaushalte analysiert und die verlagerbare Energie bzw. Leistung

der jeweiligen Anwendungsbereiche ermittelt wird [Klo07]. Bei den Haushalten wird über mittlere Ausstattungsgrade und Verbrauchskenngrößen ein deutschlandweit aggregiertes Abrufpotenzial abgeleitet.

In der Netzstudie II hat die Deutsche Energieagentur (DENA) den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz ermittelt, der sich bis 2025 aus der Integration fluktuierender erneuerbarer Energien ergibt [Deu10a]. Dabei wurden auch die Potenziale flexibler Speicher und Lasten untersucht. Verschiebbare Haushaltslasten wurden anhand vereinfachter Kennzahlen abgebildet, um mittels eines Marktmodelles die ökonomischen Effekte der Systemintegration zu bewerten. In Ergänzung zur Netzstudie II weist die DENA in der Verteilnetzstudie von 2012 den Ausbaubedarf der Netze der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene aus [Deu10b]. Dabei werden ebenfalls Flexibilitätsoptionen berücksichtigt, die je nach Regelkonzept das Netz entlasten oder zusätzlich beanspruchen. U.a. werden steuerbare Lasten und Speicher betrachtet, nicht hingegen flexible Erzeuger wie KWK-Anlagen. Die Simulation erfolgt auf Basis aggregierter Kennzahlen zur Haushaltsausstattung bzw. Ausbausituation in den Netzsträngen der jeweiligen Spannungsebene.

Der Verband der Elektrotechnik (VDE) ermittelte in der 2012 erschienenen Studie „Demand Side Integration“ die aggregierten Lastverschiebepotenziale aller Verbrauchssektoren [AAB⁺12]. Für die Quantifizierung wurde eine repräsentative Modellregion beschrieben und deren Residuallastprofil ermittelt. Für den Ausgleich von Lastspitzen wurde ein genetischer Optimierungsansatz umgesetzt, mit dem der Abruf der flexiblen Ressourcen geplant werden kann (Vgl. auch [Stö12]). Auch Winter⁸ verfolgt den Residuallastausgleich mittels steuerbarer Lasten auf der aggregierten Ebene. Die Bewertung der Potenziale erfolgt anhand von Kenngrößen, mit welchen das Verschiebepotenzial sowie die erzielte Lastglättung quantifiziert werden kann [BWM⁺12, KBR10]. Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE) beleuchtet die Lastmanagementpotenziale von Haushaltsgeräten. Dabei wird die Methodik anhand eines anschaulichen Beispiels mit Geschirrspülmaschinen erläutert [RGH10b]. Zudem wird eine Abschätzung der Abrufpotenziale verschiedener Gerätekategorien für 2020 gezeigt [RGH10a]. Dabei wird auch berücksichtigt, inwieweit unabhängig von Parametern der Technik und der Gerätenutzung allein die Planung der Betriebszeiten innerhalb eines Toleranzzeitraumes die positiven und negativen Abrufpotenziale beeinflusst. Die Autoren ziehen den Schluss, dass auch flexible Lasten implizit als Stromspeicher fungieren können.

Anders als in den zuvor besprochenen Arbeiten wurde von der International Energy Agency (IEA) in dem Projekt GIVAR ein Verfahren entwickelt, um die Flexibilität von Energiesystemen auf nationalstaatlicher Ebene bewertbar und vergleichbar zu machen [Int11]. Die dort entwickelte Methodik basiert auf einfachen Kennzahlen und erlaubt so einen steckbriefartigen Vergleich verschiedener Systeme. Indes werden dort keine Versorgungsprobleme berücksichtigt. Im Ergebnis wurde darauf verwiesen, dass lokale Restriktionen und besonders das Lastmanagement nur unzureichend abgebildet werden.

⁸ Vormalig Kreutz.

Abgrenzung und Forschungslücke

Die Auswertung der Arbeiten macht die unterschiedlichen Herangehensweisen deutlich. Nachfolgend werden die wesentlichen Merkmale aufgezeigt, um im darauf folgenden Abschnitt die Zielstellung dieser Arbeit abzugrenzen. Tabelle 1.1 fasst die Charakteristiken beider Studienkategorien zusammen.

Die genannten Projekte und Arbeiten der *Betriebsführungskonzepte* zielen darauf ab, Konzepte für das Energiemanagement in dezentralen Versorgungssystemen bzw. Smart Grids zu entwickeln und umzusetzen. Dementsprechend liegt das Augenmerk auf technischen und wirtschaftlichen Aspekten der Systemintegration. Ein wichtiges Thema dabei ist die Etablierung von Geschäftsmodellen und Handelsplätzen, an denen die Marktteilnehmer (bspw. Lieferanten, Anlagenbetreiber und Endkunden) interagieren. Eng mit dieser Frage ist auch die informationstechnische Ausgestaltung des Versorgungssystems verbunden. Dabei sind die Kommunikationswege und -schnittstellen sowie die Datenformate zu berücksichtigen. Charakteristisch für Betriebsführungskonzepte sind zumeist klar beschriebene Referenzsysteme mit einer räumlichen und technischen Abgrenzung. Diese werden ganzheitlich abgebildet, sodass die Versorgungsaufgabe auf Basis der einzelnen Erzeuger, Speicher und Verbraucher dargestellt wird. Dazu werden bspw. Modelle entwickelt, die das Betriebsverhalten von Anlagen im elektrischen Niederspannungsnetz nachbilden (Bottom-Up-Prinzip). Da der Anlagenbetrieb auch die äußeren Rahmenbedingungen der Markt- und Systemintegration berücksichtigt, können diese Arbeiten dem Bereich der real *nutzbaren Flexibilität* zugeordnet werden (Vgl. Abbildung 1.2).

Die besprochenen *Potenzialstudien* zielen zumeist darauf ab, technische und ökonomische Bewertungsmaßstäbe für Flexibilitätsoptionen zu erarbeiten. Dazu werden einzelne Technologien oft sehr detailliert untersucht, u.a. in der Arbeit von Stadler [Sta06]. Die Abrufpotenziale hingegen werden ausschließlich anhand von Kenngrößen hergeleitet, die eine Abschätzung über das aggregierte Potenzial in Deutschland erlauben. Der Betrieb der Versorgungsanlagen wird oftmals als aggregiertes Lastprofil nachgebildet. Die flexible Lastverlagerung durch Erzeuger, Speicher und Lasten wird diesen Profilen aufgeprägt (Top-Down-Prinzip). Eine technisch differenzierte und ganzheitliche Betrachtung, die für Betriebskonzepte charakteristisch ist, findet hier nicht statt. Folglich lassen sich diese Arbeiten eher dem Bereich der *theoretischen Flexibilität* zuordnen⁹ (Vgl. Abbildung 1.2). Auch in der Netzstudie II der DE-NA, die gezielt Ausbaubedarfe im Netz evaluiert, werden die Flexibilitätsoptionen anhand aggregierter Lastprofile betrachtet. Mit diesen Ansätzen wurden Prognosen über das zukünftige Abrufpotenzial erstellt. Offen sind jedoch Fragen nach den lokalen Auswirkungen dieser Abrufe und den Wechselwirkungen innerhalb heterogener Flexibilitätsportfolios. Es erscheint zudem sinnvoll, dass die jeweiligen Ausgleichsbedarfe durch Flexibilitätsoptionen in räumlicher Nähe gedeckt werden.

Zwischen räumlich aggregierten Potenzialstudien und anwendungsbezogenen Konzeptstudien besteht nach heutigem Kenntnisstand eine *Forschungslücke*. Es sind keine Ansätze oder Verfahren bekannt, nach denen die Systemflexibilität bewertet werden kann. Auch besteht keine klare Abgrenzung des Begriffes „Flexibilität“.

⁹ Bei der Bewertung werden oft auch ökonomische Rahmenbedingungen berücksichtigt. Dennoch ist die Zuordnung zur theoretischen Flexibilität sinnvoll, da die Ermittlung der Abrufpotenziale zumeist von einer vereinfachten Überlagerung der Kenngrößen einzelner Elemente ausgeht.

Tabelle 1.1: Merkmale der ausgewählten Forschungsarbeiten

Betriebsführungskonzepte:	Potenzialstudien:
<ul style="list-style-type: none"> • ganzheitlich konsistentes Betriebsmodell • konkreter Anwendungsfall bzw. Geschäftsmodell • räumliche Abgrenzung • <i>Bottom-Up-Prinzip</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • aggregierte Versorgungssituation • meist anwendungs offen • räumliche Aggregation • <i>Top-Down-Prinzip</i>

ne Begleiterscheinung der eher anwendungsorientierten Herangehensweise ist auch, dass oft einzelne Referenzsysteme untersucht werden. Ein umfassender Vergleich verschiedener Gebietstypen und Systemkonfigurationen findet, mit Blick auf das reale Testgebiet, kaum statt. Notwendig sind daher Studien, welche die Bottom-up-Perspektive der Betriebskonzepte mit den anwendungs offenen Bewertungsansätzen der Potenzialstudien kombinieren. Dadurch könnte ermittelt werden, welche Abrufpotenziale von räumlich und technisch abgegrenzten Versorgungsgebieten ausgehen. Dabei würden auch lokale Restriktionen aufgedeckt.

1.3 Zielstellung und Methodik

Zieldefinition

Das *Ziel dieser Untersuchung* ist die Entwicklung einer Methode, um die Systemflexibilität dezentraler Versorgungsgebiete zu ermitteln. Damit soll das maximal erschließbare Potenzial für positive und negative Leistungsabrufe in einem System aus Erzeugern, Speichern und Verbrauchern bewertbar gemacht werden – stets unter der Prämisse, dass die Anlagen primär eine Versorgungsaufgabe zu erfüllen haben. Die Bewertung erfolgt auf der Basis von Kenngrößen, welche lediglich die Randbedingungen innerhalb des Bilanzraumes berücksichtigen, nicht aber äußere Rahmenbedingungen. Erst durch diese strikte Abgrenzung nach räumlichen und technischen Merkmalen ist eine Vergleichbarkeit mit anderen Systemen möglich. Ein zu diesem Zwecke definiertes Versorgungsgebiet kann daher auch als *virtuelle Batterie* bezeichnet werden. Somit ist eine Methode zu entwickeln, um die Leistung und Kapazität dieser virtuellen Batterie zu ermitteln. Diese Parameter können dann nicht, wie bei physikalischen Energiespeichern üblich, als feste Größen angenommen und bei Kenntnis der Ein- und Ausspeichervorgänge im zeitlichen Verlauf fortgeschrieben werden. Dennoch kann mit diesem neuartigen Ansatz die Flexibilität von Gesamtsystemen bewertet werden, ohne bereits die Verknüpfung zur Anwendung herzustellen. Damit wird von bisherigen Forschungsarbeiten abgewichen, in denen entweder detaillierte Betriebskonzepte für konkrete Anwendungsfälle untersucht, oder das räumlich aggregierte Potenzial vieler Flexibilitätsoptionen ermittelt wird.

Aus der Zielstellungen ergeben sich die folgenden *methodischen Anforderungen*, die für die weitere Vorgehensweise und die Modellbildung wichtig sind:

- Ganzheitliche Betrachtung
- Bottom-Up Ansatz
- Generisches Modell

Die *ganzheitliche Betrachtung* schließt alle Systemkomponenten in die Bewertung ein, sofern sie innerhalb des räumlich abgegrenzten Versorgungssystems liegen und direkt oder indirekt mit dem elektrischen Bilanzkreis in Verbindung stehen. Damit werden alle Erzeuger, Netzelemente, Speicher und Verbraucher eingeschlossen. Verbraucher werden indes als reine Lastsenken angenommen und zunächst nicht als Flexibilitätsoptionen abgebildet. Ausdrücklich werden auch Wärmeerzeuger adressiert, die chemische Energie aus dem Gasnetz entnehmen, um den Bedarf an Nutzwärme zu decken. Diese Konstellation kann für die Systemflexibilität relevant sein, wenn der Wärmebedarf zusätzlich über den Strom-Wärme-Pfad gedeckt werden kann. Aus dem *Bottom-Up-Ansatz* folgt, dass stets die einzelnen Komponenten des Systems abgebildet werden, um zeitaufgelöste Betriebsprofile zu ermitteln. Die Versorgungssysteme werden als Synthese der Einzelkomponenten betrachtet. Die Verdichtung zu den Kenngrößen der virtuellen Batterie, die das Ziel dieser Untersuchung darstellt, erfolgt lediglich im letzten Schritt. Durch die *generische Modellierung* soll ein reproduzierbarer Ansatz geschaffen werden, der sich auf beliebige reale oder zu Testzwecken definierte Versorgungsgebiete anwenden lässt. Die entwickelten Methoden knüpfen daher nicht an konkrete Szenarien an, sondern werden als abgekoppelte Module mit definierten Schnittstellen ausgestaltet.

Aus der zuvor genannten Zielstellung und den methodischen Anforderungen folgend richtet sich der Fokus dieser Untersuchung auf die Modellentwicklung. Durch geeignete Methoden soll ein Versorgungsgebiet über alle Komponenten und Energiearten hinweg in zeitlicher Auflösung abgebildet werden. Das modellierte Gebiet wird im Folgenden als *virtuelles Versorgungsgebiet* bezeichnet. Um die Systemflexibilität zu bewerten, muss zunächst die Versorgungssituation simuliert werden. Dies ist eine Herausforderung, denn bislang sind keine Ansätze bekannt, die eine ähnlich umfassende Darstellung innerhalb eines Modells ermöglichen. Dadurch verlagert sich gleichsam der Schwerpunkt der Arbeit auf die methodischen Aspekte der Modellentwicklung. Ein umfassender Szenarienvergleich kann nicht erfolgen, stattdessen wird die Anwendung des Modells im Rahmen einer Fallstudie demonstriert.

Grundgerüst des virtuellen Versorgungssystems

Im Folgenden soll das Grundgerüst des virtuellen Versorgungssystems beschrieben werden, da es für die methodische Vorgehensweise bestimmend ist. Grundsätzlich lässt sich das Modell ähnlich den Prinzipien der *objektorientierten Programmierung* beschreiben. Das System setzt sich aus verschiedenartigen Objekten zusammen, die miteinander verknüpft sind und so das virtuelle Versorgungsgebiet bilden. Sie werden im Folgenden als *Bausteine* bezeichnet. Ihre spezifischen Merkmale prägen die Versorgungssituation. Die Bausteine lassen sich in folgende Kategorien einteilen:

- Standort

- Topologie
- Anlage
- Gebäude
- Haushalt
- Endgerät

Der *Standort* prägt die Wetterbedingungen im Modellgebiet und wirkt somit besonders auf den Verbrauch sowie die regenerative Einspeisung. Die *Topologie* grenzt das Gebiet räumlich ab. Darüber hinaus wird die Anordnung der Netzelemente¹⁰ definiert. Diese sind wiederum mit den *Anlagen* verbunden, welche untereinander zu Subnetzen verknüpft sind. Die Anlagensubnetze speisen über eine Koppelstelle Energie in das Netz ein oder decken die Verbraucherlast. Die Verbraucher an einem Netzknoten werden durch die *Gebäude* abgebildet. Gebäude sind mit Wohneinheiten ausgestattet, die mit *Haushalten* belegt sind. Die Haushalte wiederum verfügen über *Endgeräte*, an denen der Energieverbrauch, d.h. die Umwandlung von Endenergie in Nutzenergie, bilanziert wird.

Die beschriebenen Bausteine des Modells sind durch Attribute und Methoden gekennzeichnet. Die *Attribute* dienen der Parametrierung im Modell, wodurch konkrete Szenarien erst definiert werden können. Als Beispiel dient die Komponente „Anlage“. Eine Anlage kann durch das Attribut „Nennleistung“ beschrieben werden. Der konkrete Baustein „Wärmepumpe Typ 1“ verfügt z.B. über eine Nennleistung von 5 kW. Um die Bausteine in dieser Form in das Modell zu überführen, ist zunächst eine Analyse der Komponenten erforderlich. Für jede Komponente müssen die wichtigen Merkmale und deren Ausprägungen ermittelt werden. Dann können erst relevante¹¹ Bausteine definiert werden, die später für die Szenariendefinition zur Verfügung stehen.

Die zu entwickelnden *Methoden* ergeben sich aus der Zielstellung der Untersuchung. Sie dienen der Beschreibung der Versorgungssituation und der Bewertung der Systemflexibilität. Die Methoden sind untrennbar mit den Bausteinen verbunden. Daher muss bei der Definition der Bausteine bereits berücksichtigt werden, welche Methoden später umgesetzt werden. Ein Beispiel sind die Endgeräte: Die Verbrauchseigenschaften¹² (Attribut) sind hier von besonderer Bedeutung für das später zu entwickelnde Lastmodell (Methode). Auf methodische Verknüpfungen wie diese wird an entsprechender Stelle hingewiesen, so dass die Vorgehensweise schlüssig bleibt.

Methodische Vorgehensweise

Es lassen sich drei wesentliche Arbeitspunkte ableiten, die auch das Grundgerüst dieser Arbeit bilden. Abbildung 1.3 zeigt den Aufbau der Arbeit schematisch.

Zunächst werden die *Bausteine* definiert, aus denen später das virtuelle Versorgungssystem zusammen gesetzt werden kann (Kapitel 2). Dafür werden die Komponenten

¹⁰ Dies sind die Leitungen und Netzknoten.

¹¹ Die Relevanz richtet sich nach der Situation in Deutschland. Demnach ist von Bedeutung, wie der Bestand einer Komponente heute oder für die Zukunft bewertet werden kann.

¹² In Bezug auf die Endgeräte ist es das Lastprofil oder die Aufnahmeleistung.

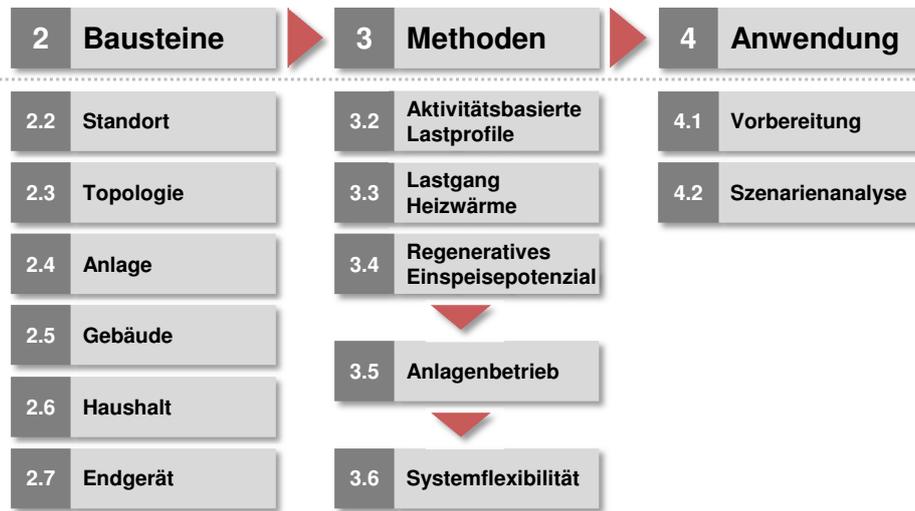


Abbildung 1.3: Aufbau der Arbeit

beschrieben, die im Systembereich dezentraler Versorgungsgebiete liegen, indem verfügbare Daten zusammen getragen und ausgewertet werden. Das Ziel ist es, für jede Komponente die relevanten *Grundtypen* abzugrenzen. Dazu wird die Methode der morphologischen Analyse genutzt: Zu jeder Komponente werden die Schlüsselmerkmale und deren wichtigste Ausprägungen ermittelt. Aus der Kombination unterschiedlicher Merkmalsausprägungen können Grundtypen abgeleitet werden, die eine Verallgemeinerung der real vorhandenen Elemente darstellen. Auf Basis dieser allgemeinen Grundtypen werden im nächsten Schritt *Bausteine* abgeleitet, die vollständig beschrieben werden. Aus den definierten Bausteinen ergibt sich ein Baukasten für die Definition virtueller Versorgungsgebiete, die je nach Untersuchungszweck mit Komponenten ausgestattet werden können. Diese Vorgehensweise entspricht dem Prinzip der generischen Modellbildung. So kann das Modell flexibel angewendet werden, zudem wird ein Anknüpfungspunkt für weiterführende Untersuchungen geschaffen.

Im Anschluss werden die *Methoden* entwickelt, um die Versorgungssituation und die Systemflexibilität eines zu definierenden Versorgungssystems zu bewerten (Kapitel 3). Die Basis bildet das Modellgerüst, durch das die zuvor beschriebenen Bausteine zu einem virtuellen Versorgungssystem verknüpft werden können. Es wird ein *Lastmodell* entwickelt, mit dem zeitaufgelöste Profile des elektrischen und thermischen Energiebedarfs berechnet werden können. Diese sollen auch die Fluktuationen der Last berücksichtigen, um Lastsituationen in der Größenordnung von 1...200 Gebäuden adäquat abzubilden. Zudem wird die lokale Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien berechnet. Komplettiert wird die Versorgungssituation durch die *Ermittlung des Anlagenbetriebes*. Mittels eines Optimierungsmodells sollen die Fahrpläne der Einzelanlagen abgestimmt werden, sodass deren Betrieb für das Szenario unter der Berücksichtigung des Verbrauches ermittelt werden kann. Die vollständige Beschreibung aller Lasten und Versorgungsanlagen in Verbindung mit dem offenen Szenarienbaukasten kann als wichtiger Meilenstein angesehen werden. Derzeit sind keine Ansätze bekannt, die eine ähnlich breite und detaillierte Beschreibung von dezentralen Energiesystemen ermöglichen. Indes dient die Simulation der Versorgungssituation hier nur als Grundlage für die Systembewertung. Anschließend

1 Aufgabenstellung

wird das Bewertungsverfahren für die *Systemflexibilität* entwickelt und umgesetzt. Dabei werden Leistungsabrufe aus dem System getestet, wobei die zuvor berechnete Versorgungssituation zugrunde gelegt wird.

Zuletzt erfolgt die *Anwendung* der Methoden im Rahmen einer Fallstudie (Kapitel 4). Dabei wird der in Kapitel 2 erstellte Szenarienbaukasten genutzt, um ein virtuelles Versorgungsgebiet zu definieren. Dieses Gebiet wird mit den in Kapitel 3 entwickelten Methoden beschrieben. Zuletzt wird das Verfahren angewendet, um die Systemflexibilität zu bewerten und das Gebiet als virtuelle Batterie zu charakterisieren. Es folgen die Auswertung der Ergebnisse sowie die Diskussion des Ansatzes.

2 Bausteine des virtuellen Versorgungssystems

2.1 Einführung

Zielsetzung

Die übergeordnete *Zielstellung dieser Untersuchung* ist die Bewertung der Flexibilität von Versorgungssystemen. Diese Systemflexibilität basiert auf Eingriffen in die Betriebsführung einzelner Flexibilitätsoptionen, deren primäre Aufgabe in der Deckung der Verbraucheranforderung liegt. Die Bewertung macht es erforderlich, ein Versorgungssystem ganzheitlich¹ hinsichtlich der Last- und Erzeugungssituation zu beschreiben. In diesem Kapitel werden die *Bausteine* des Systems näher untersucht. Damit sollen die Voraussetzungen geschaffen werden, um virtuelle Versorgungssysteme nach dem Bottom-Up-Prinzip aufzubauen. Solche vollständig konfigurierten Versorgungssysteme werden im Folgenden als *Szenarien* bezeichnet.

Das *Ziel dieses Kapitels* ist daher die Entwicklung eines Szenarienbaukastens. Dies ist ein Satz an Bausteinen für die unterschiedlichen Kategorien Standort, Topologie, Anlage, Gebäude, Haushalt und Endgerät. Die Bausteine lassen sich über definierte Schnittstellen in das Gerüst des virtuellen Versorgungssystems einbauen. Dadurch sollen sich verschiedene dezentrale Versorgungsgebiete abbilden und hinsichtlich der Aufgabenstellung untersuchen lassen.

Methodische Vorgehensweise

Abbildung 2.1 zeigt die Gliederung des Kapitels 2 schematisch. Jede der zuvor abgegrenzten Komponenten wird einzeln untersucht. Dabei ergeben sich aus der Zielstellung drei methodische Schwerpunkte. Zunächst werden *Daten ausgewertet*, anhand derer die Ist-Situation in Deutschland beurteilt werden kann. So soll ermittelt werden, welche Ausprägungen einer Komponente in der Realität besonders relevant sind. Dadurch werden die Komponenten frühzeitig eingegrenzt. Zudem kann ein erster Eindruck von den Ausgestaltungsformen (der „Morphologie“) einer Komponente im Umfeld dezentraler Versorgungsgebiete gewonnen werden.

Im nächsten Schritt wird für jede Komponente eine *Typisierung* durchgeführt, um von der realen Situation zu abstrahieren und eine Brücke zur Modellbeschreibung zu schlagen. Dazu wird eine *morphologische Analyse* durchgeführt: Zu jeder Komponente werden auf Basis der zuvor ausgewerteten Daten die wesentlichen Schlüsselmerkmale festgelegt. Dies sind die Eigenschaften, nach denen die Komponente

¹ Alle Erzeuger, Speicher und Verbraucher im Gebiet werden einzeln abgebildet.

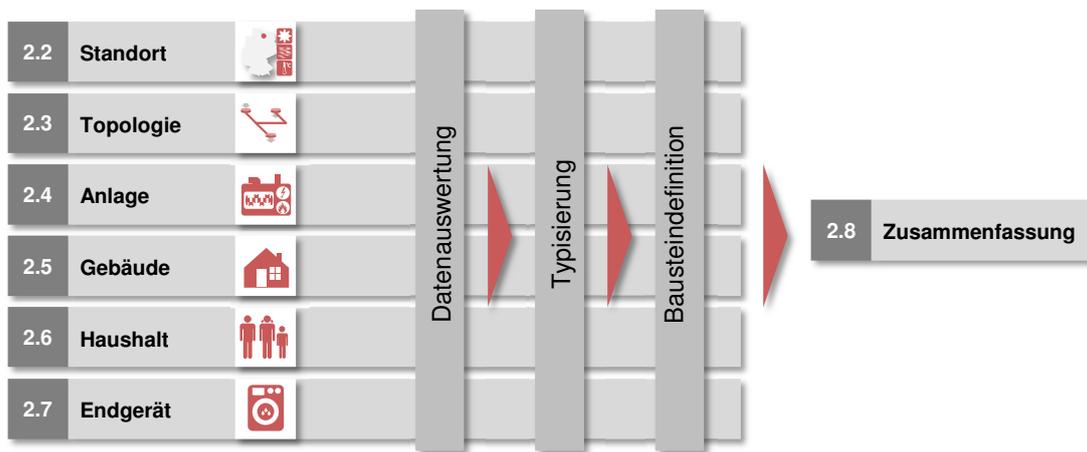


Abbildung 2.1: Vorgehensweise in Kapitel 2

im Modell unterschieden werden kann. Zu jedem Merkmal werden anschließend die wichtigsten Ausprägungen festgelegt. Jede Kombination der Merkmalsausprägungen formt einen spezifischen *Grundtyp*².

Zuletzt soll für jeden der zuvor definierten Grundtypen ein *Baustein definiert* werden. Ein Baustein repräsentiert eine Komponente im Modell. Dazu ist es erforderlich, ihn mit allen benötigten Daten auszustatten, die für die späteren Modellberechnungen erforderlich sind. Hier besteht eine enge Verzahnung zum Kapitel 3, in dem die Methoden entwickelt werden. Diese Verzahnungen werden anhand der einzelnen Komponenten näher erläutert.

Beschreibung der Komponenten

Es wurden bereits die wesentlichen Komponenten abgegrenzt, die für die Erzeugung, Verteilung, Speicherung und den Verbrauch von Energie in dezentralen Versorgungssystemen relevant sind. Hier sollen die wesentlichen Einflüsse der einzelnen Komponenten sowie deren Bedeutung für die Methodenentwicklung im Kapitel 3 vermittelt werden. Zur Veranschaulichung dient das Entity-Relationship-Diagramm in Abbildung 2.2. Es zeigt die Beziehungen der Bausteine untereinander. Dabei werden im wesentlichen zwei Betrachtungsebenen unterschieden: Die Ebene des Versorgungsgebietes (Mesoebene) und die Ebene eines Netzkoppelpunktes (Mikroebene). Jede Linie stellt eine Verknüpfung zwischen zwei Bausteinen dar. Durch die Zahlen wird die Anzahl der möglichen Zuordnungen näher beschrieben.

So ist für das Gebiet genau ein *Standort* definiert. Durch den Standort werden die Wetterbedingungen gekennzeichnet. Der zeitlich aufgelöste Verlauf von Temperatur, Einstrahlung und Wind ist zur Beschreibung von regenerativem Einspeisepotenzial (WEA, PVA) und dem Wärmebedarf der Haushalte gleichermaßen relevant. Bei der Beschreibung des Standortes in Abschnitt 2.2 werden daher die Anforderungen für die Modellierung des Wärmebedarfes (Abschnitt 3.3) sowie der Modellierung der WEA- und PVA-Einspeisung (Abschnitt 3.4) berücksichtigt.

² Ein Grundtyp kann mit einer Schublade verglichen werden, welche die Einordnung eines konkreten Bausteines vorgibt.

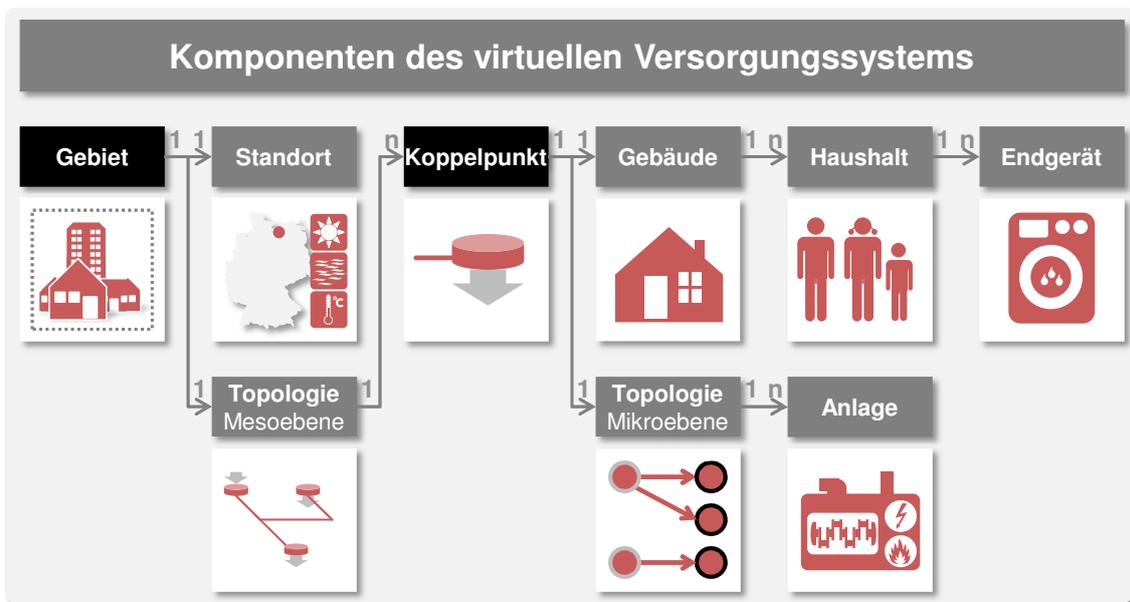


Abbildung 2.2: Objektbeziehungen im virtuellen Versorgungsgebiet als *Entity-Relationship-Diagramm*

Ebenfalls auf der Gebietsebene wird die *Topologie des Versorgungsnetzes* festgelegt (Abschnitt 2.3). Dadurch wird das Bilanzierungsgebiet räumlich abgegrenzt. Für die Energiearten Gas, Strom und Wärme werden zudem die Netzkoppelstellen innerhalb des Bilanzierungsgebietes definiert. Damit ist festgelegt, an welchen Stellen im Netz ein Zugang zum Gas-, Strom oder Wärmenetz besteht. Die Topologie ist somit ein zentraler Ankerpunkt im Modell, über dessen n Koppelpunkte die Schnittstellen für alle weiteren Komponenten bereit gestellt werden.

An jedem dieser Koppelpunkte kann eine *Topologie der lokalen Anlagen* definiert werden. Dabei werden über eine abstrakte Beschreibungsform die Verknüpfungen zwischen den lokalen Anlagen und deren Anbindung an die drei Netzebenen bestimmt. Es werden drei Arten von Anlagentopologien abgegrenzt: *Zentrale Anbindung* für den Im- und Export von Energie, *dezentrale Versorgung* für die Versorgung des Gebietes und *lokale Versorgung* für die Deckung der Verbraucherlast am jeweiligen Koppelpunkt.

Die Zuordnung der *Anlagen* selbst, die zur lokalen Erzeugung und Speicherung dienen, erfolgt separat (siehe Abschnitt 2.4). Dabei besteht jedoch eine sehr enge Verflechtung zwischen Anlagentopologie und konkreter Anlagenzuweisung³. Die Anlagenzuweisung ist wichtig für die Beschreibung des Anlagenbetriebes (Abschnitt 3.5) und die Bewertung der Systemflexibilität (Abschnitt 3.6). Dort werden durch mathematische Optimierungsmethoden die Anlagenfahrpläne im gesamten Versorgungsgebiet abgeglichen. Dabei werden die Verknüpfungen zwischen den Anlagen durch die Topologien auf Gebiets- und Anlagenebene berücksichtigt.

³ Die Topologie gibt bereits die generelle Versorgungsart und somit die eingebetteten Anlagengruppen (bspw. „Wärmeerzeuger“) vor. Der Fokus bei der Anlagenzuweisung liegt somit auf der Auswahl eines konkreten Anlagentyps (bspw. „Wärmepumpe“) mit einer definierten Auslegung.

Eine Netzkoppelstelle kann neben der Anlagentopologie zudem mit einem *Gebäude* belegt werden (siehe Abschnitt 2.5). Über das Gebäude wird die Verbraucherseite im System charakterisiert, wobei hier ausschließlich Wohngebäude betrachtet werden. Dabei sind Gebäude nur mit Anlagentopologien der *lokalen Versorgung* kompatibel, da nur diese über eine Lastsenke verfügen. Die Gebäudeeigenschaften sind besonders für den Bedarf an Raumwärme bestimmend. Die entsprechende Methode wird in Abschnitt 3.3 behandelt.

Das Gebäude ist mit Wohneinheiten ausgestattet, die wiederum mit *Haushalten* belegt sind (Abschnitt 2.6). Die Aktivitäten der Haushaltsmitglieder prägen besonders die Fluktuationen im Bedarf an Strom und Trinkwarmwasser. Um diese im Modell abzubilden, wurde ein *aktivitätsbasiertes Lastmodell* entwickelt (Abschnitt 3.2). Dessen Grundlagen sind die Personenaktivitäten im Tagesverlauf sowie die Ausstattung mit Endgeräten.

Für dieses „Aktivitätsbasierte Lastmodell“ müssen die *Endgeräte* gesondert untersucht werden (Abschnitt 2.7). Dabei muss jedes Endgerät, mit dem ein Haushalt ausgestattet ist, hinsichtlich des Lastverhaltens charakterisiert werden. Neben der Datenrecherche wurden daher auch eigene Strommessungen durchgeführt.

2.2 Standort

Der Standort, an dem sich das Versorgungsgebiet befindet, wirkt durch die *klimatischen Verhältnisse* auf den Energieverbrauch sowie die Erzeugungspotenziale der regenerativen Einspeiser. Exemplarisch seien die im Jahresmittel höheren Windgeschwindigkeiten in Küstennähe, gegenüber höherer solarer Einstrahlung im Süden Deutschlands hervorgehoben. In diesem Abschnitt werden *Wetterdaten* für verschiedene Standorte und Kalenderjahre untersucht. Das Ziel ist es, wenige aussagekräftige Standorttypen zu definieren. Anschließend sollen für die abgegrenzten Typen jeweils repräsentative *Referenzstandorte* abgeleitet werden. Diese Referenzstandorte gehen als *Bausteine* in den Szenarienbaukasten ein.

2.2.1 Datenauswertung

Herkunft der Wetterdaten

Um die Standortbedingungen nachzubilden, werden Wetterdaten in hoher zeitlicher Auflösung benötigt. Dabei werden die Parameter Windgeschwindigkeit ($\frac{m}{s}$), Lufttemperatur ($^{\circ}C$), Direkt- und Diffusstrahlung ($\frac{W}{m^2}$) berücksichtigt.

Es wurden vier Datenquellen verglichen, die Parameter für ausgewiesene Standorte in mindestens stündlicher Auflösung bereit stellen: Vom *Deutschen Wetterdienst* (DWD) und dem *Hessischen Landesamt für Umwelt und Geologie* (HLUG) wurden Messreihen ausgewählter Stationen aus den Jahren 2000 bis 2011 bezogen [Deud, Hes]. Diese zeigen den realen Verlauf der Parameter über einen Zeitraum, wobei die Auswahl geeigneter Perioden eine weitere Analyse erfordert. Bei den HLUG-Reihen ist zu beachten, dass keine Werte für die Diffusstrahlung vorliegen. Diese können jedoch mittels eines empirischen Modells aus der Globalstrahlung abgeleitet werden, wie später gezeigt wird. Demgegenüber haben idealisierte Zeitreihen den Vorteil, dass sie bereits für Simulationszwecke aufbereitet wurden. So beinhalten die *Testreferenzjahre* (TRY) vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) synthetische Jahreszeitreihen für unterschiedliche Klimaregionen, die aus realen Teilperioden zusammen gesetzt wurden [Buna]. Damit werden repräsentative Wetterverläufe abgebildet, die in erster Linie der Auslegung von Heizungssystemen dienen. Die Wetterdaten des Anbieters *Meteonorm* (MN) verfolgen einen ähnlichen Ansatz und liefern Jahreszeitreihen für verschiedene Standorte [Met].

Bei der Entwicklung der TRY wurde Deutschland in 15 *Klimaregionen* unterteilt, die jeweils durch einen Referenzstandort repräsentiert werden. So wird die Region 2 („Ostseeküste“) durch den Standort Rostock, die Region 15 („Alpenrand und -täler“) durch Garmisch-Partenkirchen repräsentiert. Zur Analyse der vorliegenden Daten wurde dieses Abgrenzungsschema übernommen. Die verfügbaren Datensätze von Stationen wurden der entsprechenden Klimaregion zugeordnet.

Kenngrößen

In Abbildung 2.3 sind die verfügbaren Kennwerte für die DWD-Station Freiburg aus dem Jahr 2011 als Rasterdiagramm aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass so-

wohl die Außentemperatur ϑ_A als auch die Globalstrahlung S_{glob} einen charakteristischen Verlauf aufweisen, im Tages- wie im Jahresverlauf. Deutlich sichtbar ist der saisonale Einfluss. Kalte Tage mit kurzer Sonnenscheindauer am Beginn und Ende des Jahres, hohe Temperaturen bei hoher Einstrahlung zur Jahresmitte. Bei der Windgeschwindigkeit hingegen überwiegen stochastische Einflüsse. Deutlich zu erkennen, aber kaum zu prognostizieren sind Windflauten, hier zu sehen im letzten Jahresdrittel.

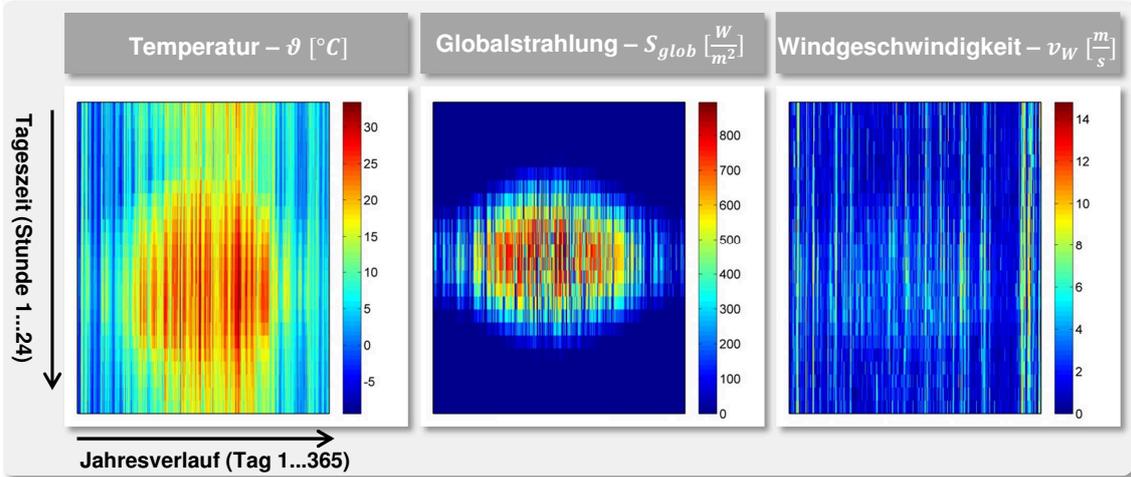


Abbildung 2.3: Wetterverlauf 2011 am Standort Freiburg (Klimaregion 12)

Um die verfügbaren Daten über sämtliche Klimaregionen und Kalenderjahre vergleichbar zu machen, werden Kenngrößen benötigt, die auf vollen Kalenderjahren beruhen. Dadurch sind alle unterjährigen Schwankungen (saisonal und tageszeitlich) enthalten, die jahresübergreifenden Schwankungen hingegen nicht.

Für die Auswahl geeigneter Kenngrößen ist der Untersuchungsgegenstand maßgeblich. Mit den Wetterdaten sollen in erster Linie der thermische Energiebedarf sowie das Dargebot an erneuerbaren Energien ermittelt werden. Als Kenngrößen werden daher zusätzlich die von den Messwerten abgeleiteten Kenngrößen Gradtagszahl (Gt) sowie die Windenergie (E_W) berechnet. $Gt_{\vartheta_I, \vartheta_{HG}}$ summiert die Differenz zwischen Innenraumtemperatur ϑ_I und Tages-Außentemperatur ϑ_A über das Jahr auf, sofern die Heizgrenztemperatur ϑ_{HG} unterschritten wird [RS07]. Hier wird i.d.R. $\vartheta_I = 20^\circ\text{C}$ und $\vartheta_{HG} = 15^\circ\text{C}$ angenommen. Die Berechnung erfolgt anhand Gleichung 2.1. Da nur die Heiztage eingehen, ist die Gradtagszahl gegenüber der mittleren Jahrestemperatur besser als Indikator für den Wärmebedarf geeignet.

$$Gt_{\vartheta_I, \vartheta_{HG}} = \sum_d (\vartheta_{I,d} - \vartheta_{A,d}) \quad (2.1)$$

Die im Wind enthaltene kinetische Energie wird aus einer diskreten Zeitreihe der Windgeschwindigkeiten nach Gleichung 2.2 berechnet. Für die Herleitung kann auf [Qua09] verwiesen werden.

$$E_W = \sum_{t=1}^n \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right) \delta t \quad (2.2)$$

Da die Windgeschwindigkeit in dritter Potenz eingeht, ist bei gleicher Windgeschwindigkeit der Ertrag höher, wenn Fluktuationen auftreten. Dieser Umstand würde bei Nutzung der mittleren Windgeschwindigkeit vernachlässigt.

Auswertung

Zunächst wurden die Kennwerte für jede der vier Datenquellen über alle Standorte aufgetragen. Grundsätzlich ist eine einheitliche Datenquelle zu bevorzugen, da jedoch Messwerte zum Teil nur für einige Regionen vorliegen, wurde ergänzend auf die synthetischen Zeitreihen zurück gegriffen. Abbildung 2.4 zeigt die Werte für alle Regionen und Datenquellen. Da für DWD und HLOG mehrjährige Zeitreihen vorliegen, wurden die Jahreskennwerte über alle verfügbaren Kalenderjahre gemittelt, wodurch extreme Wetterlagen ausgeglichen werden.

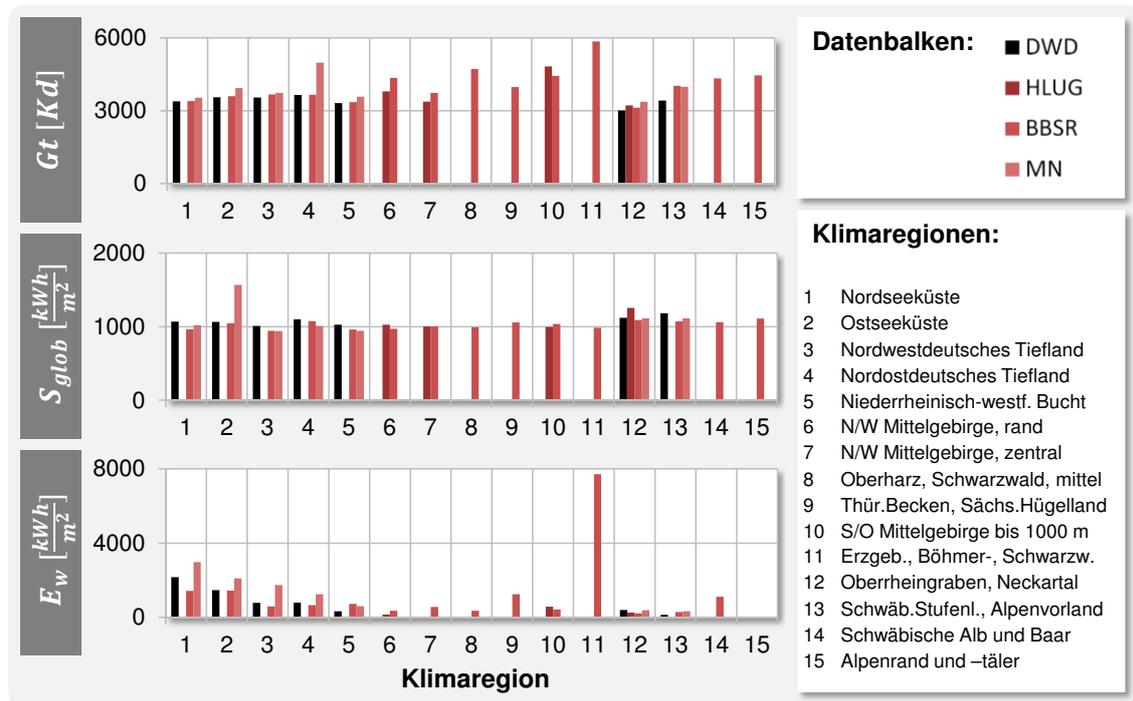


Abbildung 2.4: Standorte im Vergleich

Die Auswertung der *Gradtagszahlen* zeigt, dass 80 % der verfügbaren Werte zwischen $3300 \frac{Kd}{a}$... $4700 \frac{Kd}{a}$ liegen. Die starken Abweichungen nach oben gehen meist auf die Zeitreihen des BBSR zurück. Von den Messwerten übertreffen lediglich die HLOG-Werte der Region 10 diesen Bereich. Die Werte der *Globalstrahlung* liegen dichter beieinander, mit einem Mittelwert von $1059 \frac{kWh}{m^2 a}$. 80 % der Werte liegen im Bereich zwischen $960 \frac{kWh}{m^2 a}$... $1120 \frac{kWh}{m^2 a}$. Auch hier fällt die Zeitreihe des BBSR auf: In Klimaregion 2 (Ostseeküste) beträgt die Globalstrahlung $1569 \frac{kWh}{m^2 a}$, wobei die Messwerte von DWD und MN in derselben Region deutlich gemäßigte Werte um $1050 \frac{kWh}{m^2 a}$ anzeigen. Starke Fluktuationen sind bei der Auswertung der *Windenergie* zu sehen, was auch auf den Zusammenhang zwischen v_w und E_w zurück zu führen ist. Erwartungsgemäß liegen die Küstenregionen mit mittleren Windgeschwindigkeiten von $4,2 \frac{m}{s}$... $6,5 \frac{m}{s}$ beim Energieertrag deutlich vor den küstenfernen Regionen. Auch hier liegen die Werte von MN und BBSR zum Teil deutlich über denen von DWD

und HLOG. Insbesondere für Region 11 fallen die BBSR-Messungen auf, für die keine Vergleichswerte aus anderen Datenquellen vorliegen. Das Energieaufkommen beträgt hier $7711 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$.

Insgesamt zeigen die Werte, dass synthetische Zeitreihen von MN und BBSR für diese Untersuchung weniger geeignet sind, da sie im Kontext der tatsächlichen Wetterlage schwierig zu vergleichen sind. Für die realen Messreihen hingegen ist eine Vergleichbarkeit bei den vorliegenden Zeitreihen gegeben. Im Folgenden werden daher die Daten von DWD und HLOG verwendet.

2.2.2 Typisierung

Nachdem im ersten Schritt eine Vorauswahl der Daten vorgenommen wurde, erfolgt nun die Ableitung von *Standorttypen*, die das Spektrum möglicher Wetterlagen abbilden sollen. Als *Schlüsselmerkmale* dienen die bereits eingeführten Kennwerte Gt , S_{glob} und E_{W} . Um die relevanten *Ausprägungen* dieser Kennwerte zu ermitteln, werden die zuvor eingegrenzten Datensätze untersucht. Dabei werden die vorliegenden Messreihen auf der Basis von Standortjahren abgegrenzt, womit vollständige Kalenderjahre an den Standorten untersucht werden. Dadurch finden neben den geografischen Besonderheiten auch die Wetterlagen im jeweiligen Beobachtungsjahr Berücksichtigung⁴. Zur Abgrenzung werden für jeden Kennwert die Ausprägungsklassen „Niedrig“, „Mittel“ und „Hoch“ eingeführt.

Um ein Standortjahr auf Basis der *Ausprägungsklassen* einzuteilen, müssen zunächst auf Grundlage der vorhandenen Wetterdaten die Schwellwerte bestimmt werden. Dafür wird eine (m, n) -Matrix aufgestellt, mit m Klimaregionen und n Jahren. Für jede Klimaregion wird ein Standort-Datensatz vom DWD oder HLOG zugrunde gelegt, jeweils bestehend aus den Jahren 2000 bis einschließlich 2011⁵. Jede Zelle der Matrix enthält die Parameter Gt , S_{glob} und E_{W} für das entsprechende Jahr am Standort. Tabelle 2.1 zeigt die Datenmatrizen auszugsweise.

Als *Schwellwert* zwischen „Niedrig“ und „Mittel“ dient das erste Quartil (Q_{25}) der Kenngröße über alle untersuchten Standortjahre. Als Schwellwert zwischen „Mittel“ und „Hoch“ wird das dritte Quartil Q_{75} festgelegt. Werte unterhalb Q_{25} werden entsprechend in die Klasse „Niedrig“, Werte oberhalb Q_{75} in die Klasse „Hoch“ eingestuft. Werte zwischen den beiden Quartilsgrenzen werden in „Mittel“ eingeordnet. Auf Basis der drei Kennwerte mit jeweils drei Klasseneinteilungen lassen sich 27 *Standorttypen* ableiten. Abbildung 2.5 zeigt die Klasseneinteilung zu den Kennwerten Gt , S_{glob} und E_{W} .

⁴ Die *geografischen Besonderheiten* beziehen sich auf die räumlichen Unterschiede in den Wetterbedingungen, bspw. dem Strahlungsaufkommen im Vergleich nördlicher und südlicher Regionen. Der Bezug zum *Beobachtungsjahr* zeigt Unterschiede im mehrjährigen Verlauf auf, die sich auch über Regionen hinweg niederschlagen. Ein Beispiel sind langanhaltende, extreme Großwetterlagen wie die Hitzewelle im Jahr 2003.

⁵ Ausnahmen bilden die Klimaregionen 8, 9, 11, 14 und 15, da hier keine Messdaten vorliegen.

Tabelle 2.1: Standortjahre in Matrizenform

Klimaregion		Datensatz		G_t [Kd]		S_{glob} [kWh/m ²]		E_w [kWh/m ²]	
Nr	Bezeichnung	Quelle	Station	2000 ...	2011	2000 ...	2011	2000 ...	2011
1	Nordseeküste	DWD	Norderney	3.309 ...	3.355	1.002 ...	1.077	2.374 ...	2.055
2	Osteeküste	DWD	Rostock	3.380 ...	3.461	1.003 ...	1.041	1.658 ...	1.194
3	Nordwestdeutsches Tiefland	DWD	Bremen	3.323 ...	3.337	970 ...	1.023	981 ...	771
4	Nordostdeutsches Tiefland	DWD	Dresden	3.353 ...	3.391	1.069 ...	1.174	964 ...	664
5	Niederrheinisch-westf. Bucht	DWD	Boch./Ess.	3.119 ...	3.012	982 ...	1.070	701 ...	353
6	N/W Mittelgeb. (Rand)	HLUG	Spessart	3.898 ...	3.848	1.047 ...	1.128	644 ...	572
7	N/W Mittelgeb. (Zentral)	HLUG	Wetzlar	3.232 ...	3.157	995 ...	1.059	...	25
10	Südöstliches Mittelgebirge	HLUG	Kl. Feldberg	4.619 ...	4.483	799 ...	1.108	1.316 ...	345
12	Oberrheingraben, unt. Neckartal	DWD	Freiburg	2.592 ...	2.876	1.177 ...	1.184	436 ...	333
13	Schwäbisch-fränk. Alpenvorland	DWD	Konstanz	3.240 ...	3.135	1.079 ...	1.253	92 ...	127

Merkmalsname	Ausprägungen		
Heizbedarf G_t [Kd]	Niedrig < 3290,3	Mittel 3290,3...3800,7	Hoch > 3800,7
Windaufkommen E_w [kWh/m ²]	Niedrig < 310,3	Mittel 310,3...958,9	Hoch > 958,9
Strahlungsaufkommen S_{glob} [kWh/m ²]	Niedrig < 1008,1	Mittel 1008,1... 1135,7	Hoch > 1135,7

Abbildung 2.5: Standorttypen

2.2.3 Bausteindefinition

Auf Basis der 27 zuvor abgegrenzten Standorttypen können *Referenzstandorte* definiert und mit Daten belegt werden. Um den Umfang einzugrenzen werden fünf besonders relevante Typen ausgewählt: **ST1** (gemäßigt), **ST2** (kalt), **ST3** (sonnig), **ST4** (windig) und **ST5** (extrem). Die Bausteine werden mit den Zeitreihen der Windgeschwindigkeit, Einstrahlung (global und diffus) und Außentemperatur beschrieben. Zudem werden die Lagekoordinaten der jeweiligen Messstation übernommen. Tabelle 2.2 zeigt die ausgewählten Referenzstandorte in einer Übersicht. Zu jedem Referenzstandort sind beschreibende Merkmale und Kennwerte zusammen getragen. Neben allgemeinen Merkmalen des Standorttyps und des zugrunde liegenden Datensatzes sind auch die Kenngrößen, die der Einordnung zugrunde liegen, eingetragen. Die Diagramme zeigen den Jahresverlauf von G_t und S_{glob} sowie das Häufigkeitsprofil der Windgeschwindigkeit v_w .

Tabelle 2.2: Definierte Bausteine der Komponente *Standort*

Bausteine Standort						
ST 1 - Gemäßigt	Standorttyp		Parameter			
	Datensatz		Kenngrößen		Häufigkeitsprofil v_w [m/s]	
	Klimareg., Ort	3, Bremen	G_t [Kd]	3337		
	Herkunft	DWD	S_{glob} [kWh/m²]	1023		
	Jahr	2011	E_w [kWh/m²]	771		
	Parameterklasse		Jahresverlauf G_t [Kd]		Jahresverlauf S_{glob} [kWh/m²]	
	Kälte	Mittel				
Strahlung	Mittel					
Wind	Mittel					
ST 2 - Kalt	Standorttyp		Parameter			
	Datensatz		Kenngrößen		Häufigkeitsprofil v_w [m/s]	
	Klimareg., Ort	4, Dresden	G_t [Kd]	4276		
	Herkunft	DWD	S_{glob} [kWh/m²]	1066		
	Jahr	2010	E_w [kWh/m²]	587		
	Parameterklasse		Jahresverlauf G_t [Kd]		Jahresverlauf S_{glob} [kWh/m²]	
	Kälte	Hoch				
Strahlung	Mittel					
Wind	Mittel					
ST 3 - Sonnig	Standorttyp		Parameter			
	Datensatz		Kenngrößen		Häufigkeitsprofil v_w [m/s]	
	Klimareg., Ort	13, Konstanz	G_t [Kd]	3521		
	Herkunft	DWD	S_{glob} [kWh/m²]	1290		
	Jahr	2003	E_w [kWh/m²]	122		
	Parameterklasse		Jahresverlauf G_t [Kd]		Jahresverlauf S_{glob} [kWh/m²]	
	Kälte	Mittel				
Strahlung	Hoch					
Wind	Mittel					
ST 4 - Windig	Standorttyp		Parameter			
	Datensatz		Kenngrößen		Häufigkeitsprofil v_w [m/s]	
	Klimareg., Ort	1, Norderney	G_t [Kd]	3328		
	Herkunft	DWD	S_{glob} [kWh/m²]	1050		
	Jahr	2005	E_w [kWh/m²]	2295		
	Parameterklasse		Jahresverlauf G_t [Kd]		Jahresverlauf S_{glob} [kWh/m²]	
	Kälte	Mittel				
Strahlung	Mittel					
Wind	Hoch					
ST 5 - Extrem	Standorttyp		Parameter			
	Datensatz		Kenngrößen		Häufigkeitsprofil v_w [m/s]	
	Klimareg., Ort	1, Norderney	G_t [Kd]	4000		
	Herkunft	DWD	S_{glob} [kWh/m²]	1107		
	Jahr	2010	E_w [kWh/m²]	2295		
	Parameterklasse		Jahresverlauf G_t [Kd]		Jahresverlauf S_{glob} [kWh/m²]	
	Kälte	Hoch				
Strahlung	Hoch					
Wind	Hoch					

2.3 Topologie

Die *Topologie* beschreibt Lagebeziehungen und Verknüpfungen zwischen Elementen eines Systems. Die weiteren abgegrenzten Komponenten des Versorgungssystems⁶ werden ausschließlich einzeln analysiert. In diesem Abschnitt werden dagegen Eigenschaften des Systems untersucht, die die räumliche Anordnung und Verknüpfung dieser Einzelkomponenten kennzeichnen. Dazu werden zwei Betrachtungsebenen differenziert: die Meso- und die Mikroebene. Abbildung 2.6 verdeutlicht diese Abgrenzung schematisch.

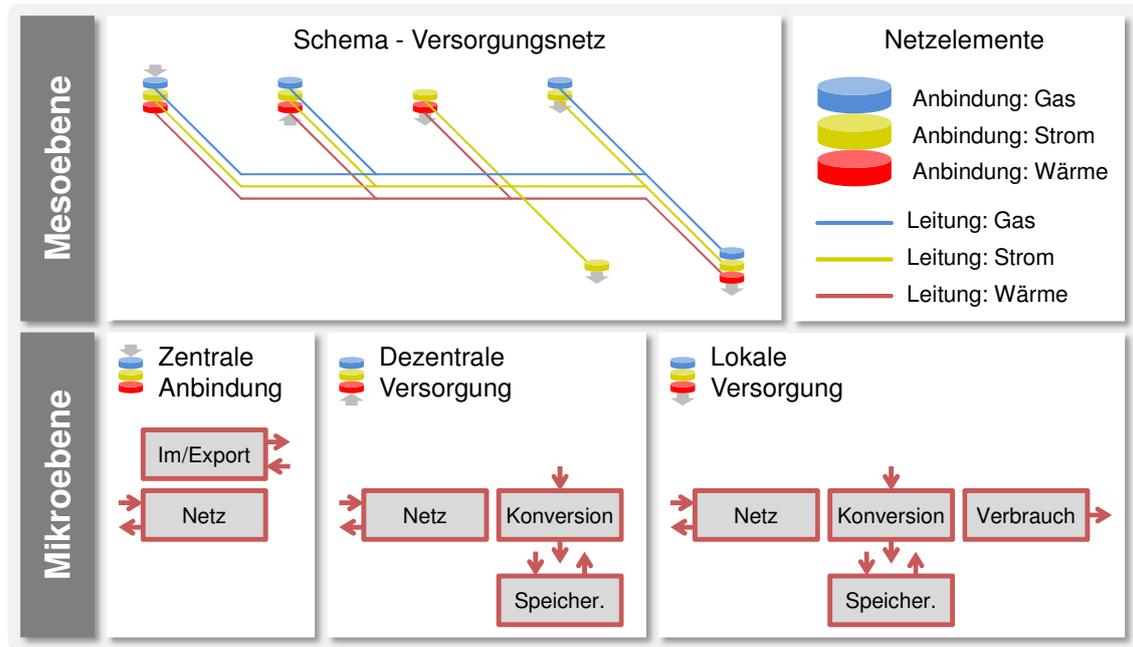


Abbildung 2.6: Topologie im virtuellen Versorgungssystem: Netz auf der Mesoebene, Anlagen auf der Mikroebene

Nachfolgend werden relevante Topologien der Meso- und Mikroebene beschrieben. Auf beiden Ebenen werden *Referenztopologien* hergeleitet, die als Bausteine für die Konfiguration eines Modellgebietes genutzt werden können.

2.3.1 Netztopologie (Mesoebene)

Durch die *Topologie der Mesoebene* werden Merkmale von Versorgungsgebieten untersucht, die das Gesamtsystem betreffen. Gegenstand der Betrachtung ist die Topologie der Energieversorgungsnetze⁷, für die auch Merkmale der Bebauung und Nutzung des Gebietes berücksichtigt werden müssen. Die Topologie wird beschrieben durch die Koppelpunkte und Leitungen des Netzes. Dabei können drei *Detaillierungsgrade* unterschieden werden: Die räumliche Abgrenzung, die Charakterisierung der Netzkoppelstellen und Leitungen sowie die technische Parametrierung der Netzbetriebsmittel.

⁶ Gebäude, Haushalte, Endgeräte und Anlagen.

⁷ Der Schwerpunkt liegt auf dem elektrischen Versorgungsnetz.

Durch die *räumliche Abgrenzung* werden die Bilanzgrenzen für das Versorgungsgebiet festgelegt. Somit wird auch der Rahmen für die Beschreibung der Versorgungssituation und der Systemflexibilität definiert. Die räumliche Abgrenzung bildet die Basis für die *Charakterisierung der Netzkoppelstellen und Leitungen*. Dabei werden alle Übergabepunkte im Bilanzierungsgebiet hinsichtlich der räumlichen Anordnung sowie der Zuordnung zu den drei Bilanzierungsebenen Gas, Strom und Wärme beschrieben. Zudem werden die Leitungen definiert, durch welche die Koppelstellen an die jeweiligen Netze angebunden sind. Diese abstrakte Beschreibung ist für die Zielstellung der Untersuchung hinreichend. Für eine genauere Analyse der Netzauslastung und das Aufdecken kritischer Belastungssituationen müssen die *technischen Parameter der Netzbetriebsmittel* ergänzt werden. Dies umfasst auf der elektrischen Seite u.a. die Dimensionierung der Leitungen sowie des Ortsnetztrafos (ONT).

2.3.1.1 Datenauswertung

Siedlungsstruktur

Für die konsistente Beschreibung von räumlich aggregierten Wohngebieten kann die *Siedlungstypenmethode* herangezogen werden. Sie geht auf eine Arbeit von Roth [Rot80] zurück. Dabei wurden besiedelte Flächen hinsichtlich ihrer morphologischen Eigenschaften untersucht – vornehmlich Merkmale der Bebauung und der Flächennutzung. Neben rein baulich-physikalischen Merkmalen, aus denen sich der Gebäudetyp ableiten lässt, sind somit auch räumliche Aspekte enthalten, die Aussagen über die Lage der Gebäude zulassen. Abbildung 2.7 zeigt die *Siedlungstypen* in der von Blesl modifizierten Form⁸ [Ble02].

- Siedlungstyp 1 – Lockere, offene Bebauung bzw. Streusiedlung: Dieser Siedlungstyp findet sich in Vororten. Die Bebauung ist unregelmäßig und durch große freistehende Ein- und Zweifamilienhäuser gekennzeichnet.
- Siedlungstyp 2 – Ein-/ Zweifamilienhaus-Siedlung: Dabei handelt es sich um Wohngebiete in Stadtrandlage, die meist durch ein dichtes Straßennetz erschlossen sind. Die Gebäude reichen über alle Größenklassen, primär Ein- und Zweifamilienhäuser.
- Siedlungstyp 3 – Dorfkern (a) städtisch, (b) ländlich: Städtische oder ländliche Siedlung mit dichter Bebauung und engmaschigem Straßennetz in zentraler Lage. In (a) handelt es sich oft um einen ehemaligen Dorfkern, in (b) ist der Dorfkern dagegen intakt, was durch einen sternförmigen Straßenverlauf gekennzeichnet ist.
- Siedlungstyp 4 – Reihenhäuser: Dieser Siedlungstyp ist in Vororten und Randgebieten ausgeprägt, oft in Verbindung mit Siedlungstyp 2. Es herrscht eine dichte Bebauung mit parallelen Reihenhäusern und engmaschigem Straßennetz vor.

⁸ Zur übersichtlicheren Darstellung wurden Unterkategorien zusammengefasst und Typen mit rein gewerblicher oder industrieller Nutzung ausgespart.

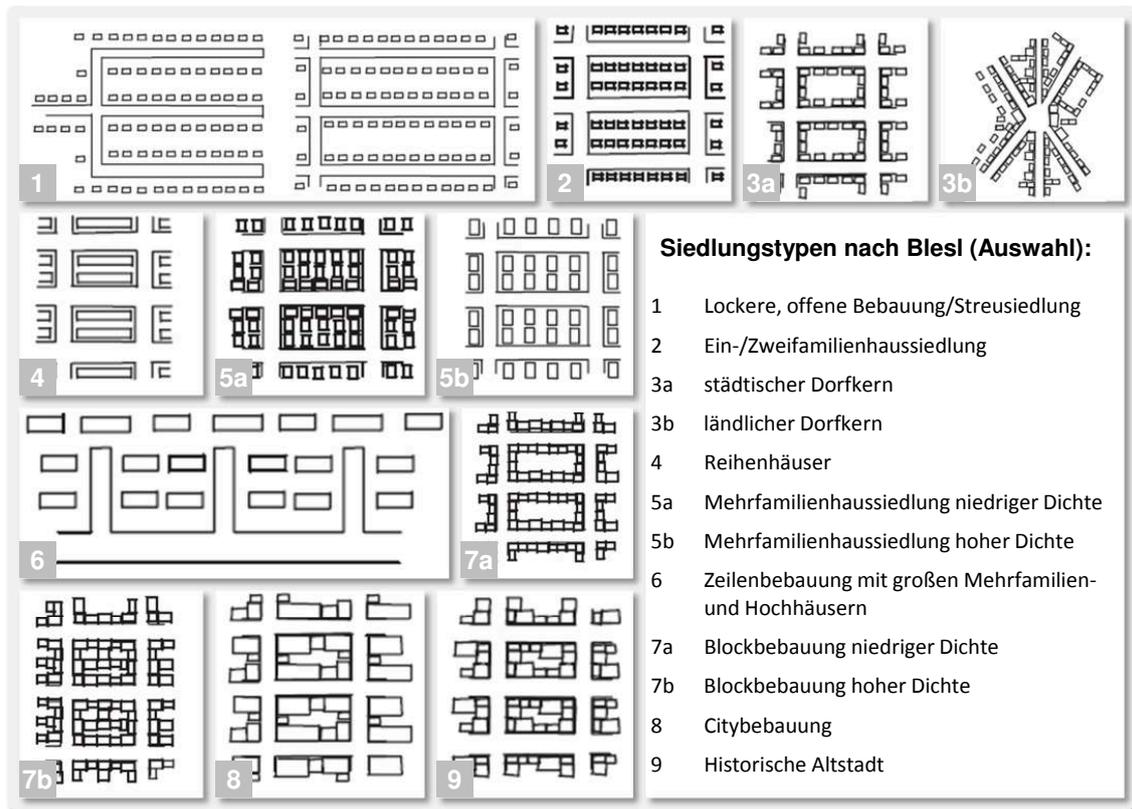


Abbildung 2.7: Morphologie der Siedlungstypen nach [Ble02]

- Siedlungstyp 5 – Mehrfamilienhaus-Siedlung (a) niedriger und (b) hoher Dichte: Siedlungen hoher Dichte sind durch ein engmaschiges Straßennetz erschlossen, Siedlungen niedriger Dichte grobmaschig und in Randlage.
- Siedlungstyp 6 – Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilien- oder Hochhäusern: Es handelt sich um einzelne große Mehrfamilienhäuser oder Hochhäuser in Stadtrandlage, die oft durch eine Zufahrtsstraße erschlossen sind.
- Siedlungstyp 7 – Blockbebauung (a) niedriger und (b) hoher Dichte: Dieser Siedlungstyp ist in Innenstadtbereichen von Großstädten zu finden und gekennzeichnet durch eine quadratische Straßenführung bei großen, innen liegenden Freiflächen. In (b) sind diese Freiflächen oft bebaut.
- Siedlungstyp 8 – Citybebauung: Dieser Siedlungstyp ist in Innenstadtlage zu finden und durch eine sehr hohe Bebauungsdichte geprägt.
- Siedlungstyp 9 – Historische Altstadt: Die Bebauung ist geschlossen, heterogen und durch ein verwinkeltes Netz aus Straßen und Gassen sowie öffentliche Plätze gekennzeichnet.

Die Siedlungstypenmethode wurde bereits vielfach in Untersuchungen aufgegriffen, um Wechselwirkungen zwischen räumlich-strukturellen Merkmalen und der Energieversorgung zu ermitteln. Dabei standen oft Aspekte der leitungsgebundenen Energieversorgung im Vordergrund. Die von Roth definierten Siedlungstypen wurden von Blesl zum Ausgangspunkt für die Potenzialermittlung einer Fernwärmeversorgung genommen [Ble02]. Scheffler leitete auf der Basis der Siedlungstypen Referenznet-

ze für die Niederspannungs-Stromversorgung her [Sch02]. Ziel ist es Topologien zu definieren, die hinsichtlich der Art und Anordnung der Gebäude konsistent und im praktischen Sinne relevant sind. Für diese Untersuchung scheint insbesondere die Arbeit von Scheffler als Anknüpfungspunkt geeignet, da der Schwerpunkt auf der elektrischen Seite liegt.

Stromnetz

Die Untersuchung von *Netzstrukturen* ist Gegenstand einiger Untersuchungen, an die hier angeknüpft werden kann. Egger beschreibt Niederspannungsnetze aus der Planungsperspektive [Egg08]. Dabei wird zunächst die Versorgungsaufgabe abgegrenzt, wobei räumliche Faktoren und der Verbrauchertyp betrachtet werden. Aus der Versorgungsaufgabe werden relevante Netztypen abgeleitet. Scheffler untersucht hingegen Aspekte der PVA-Einspeisung und modelliert dazu ebenfalls Niederspannungsnetze. Scheffler nutzt zur Abgrenzung der Netze die bereits besprochene Siedlungstypenmethode. Er leitet auf deren Basis Referenznetze für die Niederspannungs-Stromversorgung her [Sch02].

Ein wesentliches Abgrenzungsmerkmal für Niederspannungsnetze ist der *Trassenverlauf*. Es werden Strahlen-, Ring- und Maschennetze unterschieden. Die einfachste Versorgungsart ist das *Strahlennetz*, bei dem eine oder mehrere linienförmige Leitungen vom Ortsnetztrafo (ONT) abzweigen. Das Strahlennetz wird insbesondere bei einer niedrigen Lastdichte verwendet, wie es im ländlichen Raum der Fall ist [Egg08]. Bei *Ringnetzen* werden die Verbraucher über ringförmige Abgänge an den ONT angeschlossen. Dadurch steigt die Versorgungssicherheit, denn im Fehlerfall oder bei Wartungsarbeiten bleibt stets ein Versorgungszweig erhalten. In der Praxis besitzen Ringnetze oft eine Trennstelle, die im Normalbetrieb offen ist. Diese Betriebsart entspricht der eines Strahlennetzes. Im Fehlerfall wird die Trennstelle geschlossen, so dass Verbraucher über den Alternativzweig versorgt werden. Nach Egger hat sich diese Netzart nicht durchgesetzt, da sie nicht kosteneffizient ist. Bei *Maschennetzen* sind mehrere Leitungsringe miteinander verbunden. Sie können von einem oder auch mehreren Trafos gespeist werden. Dadurch wird eine exakte räumliche Abgrenzung von Niederspannungsnetzen erschwert. Analog zu den Ringnetzen werden offene und geschlossene Maschennetze unterschieden. Maschennetze werden für Versorgungsaufgaben mit mittlerer bis hoher Anschlussdichte verwendet. Da geschlossene Maschennetze schwieriger und teurer zu betreiben sind, kommen sie zunehmend seltener zum Einsatz. Gemäß aktueller Planungsgrundsätze werden im städtischen wie ländlichen Raum Strahlennetze präferiert. Um die Versorgungssicherheit zu erhöhen, werden teilweise Ring- oder Maschennetze mit offenen Trennstellen eingesetzt, die somit als Strahlennetze betrieben werden können [Egg08, Sch02].

Für die Beschreibung der Netztopologie sind *Kenngrößen der Netzbetriebsmittel* notwendig. Für die aggregierte Darstellung liefert Konstantin Hinweise: So waren in Deutschland 2006 etwa 557 700 ONT mit einer Nennleistung von insgesamt 268 GW installiert. Die Leitungslänge der NS-Netze entsprach 1 067 000 km. Somit ergibt sich überschlägig je Niederspannungsnetz eine mittlere Trassenlänge von 1,91 km [Kon09]. Um eine genauere Modellierung zu ermöglichen, hat Scheffler Kenngrößen nach dem zugrunde liegenden Siedlungstyp abgegrenzt [Sch02]. Dabei wurden Para-

meter der Betriebsmitteldimensionierung und geometrische Kenngrößen angegeben⁹. Es zeigen sich deutliche Unterschiede im Vergleich der Siedlungstypen. In *ländlichen Gebieten* und Siedlungen niedriger Dichte, die primär durch die Siedlungstypen 1 bis 4 repräsentiert werden, umfassen die Einzugsgebiete der ONT eine geringere Zahl an Anschlussnehmern¹⁰. Somit sind Trafodimensionierungen im gesamten Spektrum von 50 kVA...630 kVA zu finden. ONT mit 2...4 Leitungsabgängen sind hier die Regel. In *dichter besiedelten Gebieten*, vergleichbar mit den Siedlungstypen 5 bis 9, ist die Anschlussdichte höher. Die ONT-Leistungen liegen größtenteils im Bereich 400 kVA...630 kVA. 4...6 Abgänge sind hier üblich. Die Länge der Netzstrahlen liegt bei allen Siedlungstypen am häufigsten zwischen 200 m...300 m. Doch während bei der Blockbebauung über 80 % der Netzstrahlen eine Länge unter 300 m aufweisen, sind in Siedlungen niedriger Dichte auch Netzstrahlen bis 700 m signifikant vertreten. Für die weiterführende Analyse wird auf [Sch02] verwiesen.

Wärmenetz

Anders als im Strombereich besteht im Wärmebereich eine Konkurrenz zwischen leitungsgebundener Versorgung und lokaler, d.h. gebäudeautarker Erzeugung. Die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen ist eng mit der Lastdichte im Versorgungsgebiet verbunden. So sind *Fernwärmenetze* eher in verdichteten Räumen anzutreffen. Der Deckungsanteil im Bereich der Wohngebäudeversorgung lag 2010 bei 14 %. Der Branchenverband AGFW sieht gar ein Potenzial zur Verdopplung bis 2020 [Arba]. Auch wenn diese Abschätzung optimistisch anmutet, bietet diese Versorgungsart große Vorteile gegenüber der gebäudeautarken Wärmeversorgung. So kann Abwärme aus KWK-Prozessen genutzt werden. Zudem stellen auch die Wärmenetze eine große Flexibilität bereit, denn anders als Stromnetze bieten sie ein signifikantes Speicherpotenzial. Untersuchungen zu Wärmenetzen liefern [Ble02, DTS98, Bar11].

Die *Komponenten* von Wärmenetzen sind Fernwärmeerzeuger, Wärmenetz, Pumpstation, Übergabestation und ggf. die Hausverteilung. Wärmenetze nutzen Heißwasser als Speicher- und Transportmedium. In Deutschland werden sie meist als Zweileiter-Systeme ausgeführt: Ein Leiter für den Vorlauf, ein anderer für den Rücklauf. Die Wärme wird meist durch einen dedizierten Erzeuger¹¹ eingespeist und von den angeschlossenen Verbrauchern entnommen. Während Fernwärmenetze eine ganze Region versorgen, bleiben Nahwärmenetze auf eine Siedlung beschränkt. Die Netze werden meist gleitend zwischen 70 °C...130 °C betrieben – bei einer Rücklauf-temperatur von 50 °C...70 °C. Die Verteilungsverluste liegen bei 12 % [Arba]. Ein Fernwärmenetz lässt sich grob in Hauptverteilung (Transport über mehrere Kilometer), Mittelverteilung (Anschluss von Versorgungsgebieten bei einem Einzugsgebiet von 3 km²) und Unterverteilung (Verteilung und Hausanschluss) gliedern [Ble02]. Die Unterverteilung erschließt ein Gebiet von etwa 0,25 km². Somit liegt der Fokus hier auf dem Bereich der Unterverteilung. Analog zum Strombereich werden nach der *Trassenführung* Strahlennetze, Ringnetze und Maschennetze unterschieden, mit ver-

⁹ Die Betriebsmitteldimensionierung wird durch Trafoleistung, Kabelquerschnitt und -material beschrieben. Geometrische Kenngrößen sind u.a. die Anzahl der Abgänge und die Länge der Netzstrahlen.

¹⁰ Dies trifft naturgemäß nicht zwingend auf die Anzahl der Gebäude zu. So werden große Mehrfamilien- oder Hochhäuser oft durch Anschlussnetze versorgt, die je Trafoabgang „nur“ ein Gebäude, jedoch eine ungleich höhere Zahl an Anschlussnehmern versorgen.

¹¹ Dies kann ein Blockheizkraftwerk sein.

gleichbaren Vor- und Nachteilen. Im Bereich der Unterverteilung sind Strahlennetze üblich. Auch hier setzt die Netzplanung auf baulich-strukturellen Merkmalen auf, so dass die Leitungsführung dem Verlauf der Straßen und Grundstücke folgt. Für weitere Merkmale der Trassierung sowie Netzdimensionierung wird auf [Bar11, DTS98] verwiesen.

2.3.1.2 Typisierung und Bausteindefinition

Anhand der zusammengetragenen Merkmale werden vier *Referenztopologien* für die Modellbildung definiert, die das Versorgungsgebiet räumlich abgrenzen und Koppelpunkte für die Netzein- und -ausspeisung definieren: Die Netztypen sind **NT1** (Lockere Bebauung), **NT2** (Ein- und Zweifamilienhaus-Siedlung), **NT3** (Mehrfamilienhaussiedlung hoher Dichte) und **NT4** (Blockbebauung). Tabelle 2.3 zeigt die entsprechenden Bausteine. Für die Topologien wurden die Referenznetze aus [Sch02] in modifizierter Form¹² übernommen. Eine feste Zuordnung von Gebäudetypen erfolgt nicht¹³, aber es werden Merkmale der Bebauung definiert, die charakteristisch für den zugrunde liegenden Siedlungstyp sind. Die Koppelpunkte gelten für die Bilanzierung aller Energiearten. Sie können daher als Kopplung zum Gas-, Strom- und Wärmenetz aufgefasst werden. Welches Netz tatsächlich genutzt werden kann, ergibt sich erst in Verbindung mit der Festlegung der Anlagenkonfiguration auf der Mikroebene. Diese ist Gegenstand des folgenden Abschnittes. Um eine Netzsimulation¹⁴ zu ermöglichen wurden zudem die technischen Parameter aller Netzbetriebsmittel übernommen. Die Daten entstammen ebenfalls der Arbeit von Scheffler [Sch02].

2.3.2 Anlagentopologie (Mikroebene)

Die *Topologie der Mikroebene* beschreibt die Verschaltung der einzelnen Anlagen, die einem Koppelpunkt im Netz zugeordnet sind. Es werden drei Klassen von Anlagentopologien abgegrenzt:

- *Zentrale Anbindung* für den Im- und Export von Energie über die Bilanzgrenze
- *Dezentrale Versorgung* für die Versorgung des Gebietes
- *Lokale Versorgung* für die Gebäudeversorgung

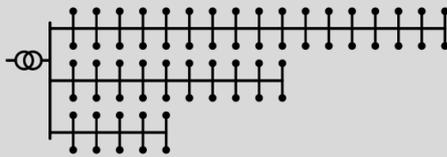
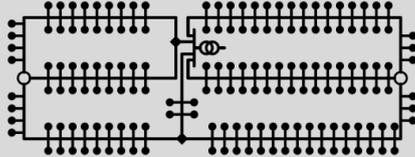
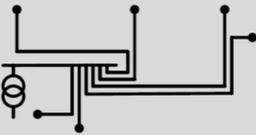
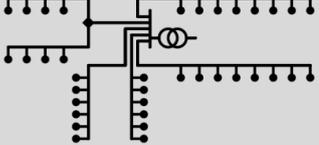
Diese Topologieklassen unterscheiden sich hinsichtlich der *Funktionen* der Einzelanlagen. Für jede Topologiekategorie werden jeweils die relevanten Topologietypen ermittelt und entsprechende Bausteine definiert. Die Anlagentopologie soll wie die Netztopologie durch ein einfaches, abstraktes *Graphenschema* abgebildet werden,

¹² Scheffler bildet neben Privathaushalten auch gewerbliche Verbraucher ab. Hier werden lediglich Wohngebäude betrachtet. Zudem wurden offene Trennstellen zu Nachbarnetzen zur besseren Übersichtlichkeit vernachlässigt, da dies für die Modellbildung unerheblich ist.

¹³ Die knotenscharfe Festlegung der Gebäude- und Anlagenkonfiguration ist der Szenarientwickler vorbehalten. Ziel ist es, die unterschiedlichen Modellelemente weitgehend zu entkoppeln, um dem generischen Charakter der Modellierung gerecht zu werden.

¹⁴ Im Rahmen einer Vorarbeit zu dieser Untersuchung hat Lemke einen Anwendungsfall für die Netzsimulation untersucht – die Netzauswirkung der Beladung von Elektrofahrzeugen [Lem11]. Die Referenzgebiete wurden so definiert, dass eine Umsetzung dieser Methode für weiterführende Fragestellungen ermöglicht wird.

Tabelle 2.3: Definierte Bausteine der Komponente *Topologie (Mesoebene)*; Netztopologien basierend auf [Sch02] (modifiziert)

Bausteine Topologie - Mesoebene			
	Kenngrößen		Netztopologie - Strom
	Merkmal	Ausprägung	
NT 1	Siedlungstyp	ST1 - Lockere Bebau.	
	Gebäudegröße	EFH/ZFH	
	Anzahl Gebäude	64	
	Anzahl WE je Geb.	1,3	
	Leitungslänge [m]	1026	
	Trafoleistung [kVA]	250	
NT 2	Siedlungstyp	ST2 - EFH/ZFH-Siedlung	
	Gebäudegröße	EFH/ZFH	
	Anzahl Gebäude	166	
	Anzahl WE je Geb.	1,1	
	Leitungslänge [m]	1828	
	Trafoleistung [kVA]	400	
NT 3	Siedlungstyp	ST6 - Große MFH/HH	
	Gebäudegröße	MFB	
	Anzahl Gebäude	6	
	Anzahl WE je Geb.	35	
	Leitungslänge [m]	1075	
	Trafoleistung [kVA]	400	
NT 4	Siedlungstyp	ST7 - Blockbebauung	
	Gebäudegröße	MFA/MFB	
	Anzahl Gebäude	36	
	Anzahl WE je Geb.	7,8	
	Leitungslänge [m]	1046	
	Trafoleistung [kVA]	400	

dessen grundlegende Elemente Knoten und Kanten sind. Ein *Knoten* repräsentiert eine Anlage oder eine Koppelstelle. Die entsprechenden Bausteine werden im Abschnitt 2.4 erläutert. Eine *Kante* verbindet stets genau zwei Knoten auf einer der drei Bilanzierungsebenen Gas, Strom oder Wärme. Durch diese Kopplung wird gleichsam die Anlagengruppe bestimmt, denn dadurch ist der Konversionspfad auf der Input- und Outputseite eindeutig festgelegt¹⁵.

2.3.2.1 Datenauswertung und Typisierung

Topologiekategorie: Lokale Versorgung

Die *lokale Versorgung* erfordert die Netzentnahme, Konversion und Speicherung von Energie. Die Hauptaufgabe liegt in der Deckung der lokalen elektrischen und thermischen Gebäudelast. An den Endgeräten wird Endenergie in Nutzenergie überführt – sie verlässt damit den Bilanzierungsbereich. Darüber hinaus ist eine Rückspeisung von lokalen Erzeugungsüberschüssen in das Netz möglich. Um konkrete Anlagenkonfigurationen darzustellen, soll zunächst ein Blick auf die technisch sinnvollen Ausgestaltungsformen geworfen werden. Dazu bietet sich ein morphologisches Schema an, in dem die wesentlichen Merkmale aus Sicht der Versorgung abgegrenzt werden, um sinnvolle Konfigurationsarten zu ermitteln. Die Anlagen, die eingebunden werden, sind Gegenstand des Abschnittes 2.4. Zur Herleitung der Systemtypen wurde u.a. die Analyse von Espert herangezogen, dessen Diplomarbeit im Vorfeld zu dieser Untersuchung betreut wurde [Esp11]. Abbildung 2.8 zeigt die wesentlichen Abgrenzungsmerkmale als morphologischen Kasten.

Merkmale	Ausprägungen		
Elektrifizierung	Elektrisch	Vollelektrisch	Allelektrisch
Netzkopplung	Gas	Strom	Wärme
Innovationsgrad	Konventionell		Innovativ
Regen. Anlagen	Mit		Ohne

Abbildung 2.8: Morphologisches Schema der Topologiekategorie *Lokale Versorgung*

Der *Elektrifizierungsgrad* gibt an, welche Anwendungsbereiche durch Strom gedeckt werden. Dabei wird die bereits eingeführte Unterteilung in Strom, Trinkwarmwasser (TWW) und Raumwärme (RW) verwendet. Sind lediglich elektrische Endgeräte in die Stromversorgung eingebunden, so entspricht dies der Ausprägung „Elektrisch“. Wird zusätzlich der Anwendungsbereich TWW durch Strom gedeckt, liegt eine „voll-elektrische“ Versorgung vor. Werden alle Anwendungsbereiche elektrisch gedeckt, so handelt es sich um die „allelektrische“ Versorgung.

¹⁵ Beispiel: Wird an einem Knoten eine Gasleitung zugeführt und geht jeweils eine Strom- und Wärmeleitung ab, so handelt es sich zwangsläufig um die Anlagengruppe „KWK“. Der konkrete Anlagentyp wird durch die Zuweisung eines Anlagenbausteines mit einer definierten Nennleistung und Effizienz bestimmt.

Die *Netzkopplung* gibt an, welche Leitungsarten vorliegen. Dabei wird der Anschluss an das Stromversorgungsnetz zur Deckung elektrischer und ggf. thermischer Bedarfsbereiche vorausgesetzt. Zusätzlich kann ein Zugang zum Gas- und Wärmenetz vorliegen. Die Variante mit rein elektrischem Netzzugang korrespondiert mit dem „allelektrischen“ Elektrifizierungsgrad. Bei diesem Merkmal ist die Verknüpfung zwischen Mikro- und Mesoebene zu beachten: So kann ein Szenario ohne Wärmenetz keinen Koppelpunkt mit der Kopplungsart „Wärme“ umfassen – andernfalls könnte der thermische Lastgang nicht gedeckt werden.

Durch den *Innovationsgrad* wird die Versorgungsart qualitativ nach technologischen Aspekten eingeordnet, um die Effizienz und Fortschrittlichkeit zu berücksichtigen. Abgegrenzt werden „konventionelle“ und „innovative“ Versorgung. Bezogen auf die Deckung des RW-Bedarfs können bspw. Gaskessel der Ausprägung „Konventionell“, Wärmepumpen dagegen der Ausprägung „Innovativ“ zugeordnet werden. Ergänzend wird nach der Ausstattung mit *regenerativen Anlagen* zwischen Topologien mit bzw. ohne regenerative Erzeugung unterschieden. Durch die Kombination dieser Merkmale ergeben sich 36 mögliche Topologietypen.

Topologiekategorie: Dezentrale Versorgung, zentrale Anbindung

Die *dezentrale Versorgung* eines Gebietes umfasst den Bezug von Energie aus dem Netz zum Zwecke der Konversion oder Speicherung. Anschließend wird die Energie zur Versorgung in das Netz zurückgespeist¹⁶. Die Abgrenzung der Topologien kann ähnlich zur lokalen Versorgung vorgenommen werden. Lediglich der Elektrifizierungsgrad kann nicht verwendet werden, da die dezentralen Anlagentopologien nicht mit Lastsenken ausgestattet sind.

Die Topologien der *zentralen Anbindung* dienen lediglich dem Im- und Export von Energie über die Bilanzgrenze hinweg. Die einzig sinnvolle Variation ergibt sich aus der Zuordnung der Bilanzkonnektoren¹⁷ für die jeweiligen Energiearten Gas, Strom und Wärme. Daher werden Anlagentopologien dieser Klasse nicht weiter abgegrenzt.

2.3.2.2 Bausteindefinition

Im Folgenden werden die Bausteine für die Anlagentopologien der *lokalen Versorgung* beschrieben¹⁸. Es wurden 36 Topologietypen abgegrenzt, von denen nicht alle sinnvoll oder relevant sind. Daher wurden lediglich 12 *Bausteine* für die lokale Versorgung ermittelt, die in den Szenarienbaukasten eingehen. Davon unterscheiden sich sechs Bausteine grundlegend hinsichtlich der Konfiguration. Sie werden jeweils mit und ohne regenerative Erzeugung¹⁹ ausgeführt, wodurch sich insgesamt 12 Bausteine ergeben. Es werden keine genauen Dimensionierungen angegeben, sondern lediglich die Anlagengruppen²⁰ innerhalb der Topologie festgelegt. Die Dimensionierung rich-

¹⁶ Beispiel: Ein Wärmeerzeuger bezieht Gas aus dem Netz und erzeugt daraus thermische Energie. Diese wird in das Nahwärmenetz eingespeist.

¹⁷ Diese Anlagenklasse wird in Abschnitt 2.4.5 erläutert.

¹⁸ Die Topologien der *zentralen Anbindung* und der *dezentralen Versorgung* werden nicht gesondert ausgewiesen, da sie hinsichtlich der Komplexität deutlich einfacher aufgebaut sind.

¹⁹ Dabei handelt es sich um lokale Klein-WEA oder Dach-PVA.

²⁰ Die Anlagengruppen und deren Kennzeichnungen sind im Abschnitt 2.4 beschrieben.

tet sich bspw. nach dem Gebäude- und Haushaltstyp, der jedoch losgelöst von der Versorgungsart konfiguriert wird. Tabelle 2.4 zeigt die Bausteine der Kategorie „Versorgungstyp - lokal“ schematisch, wobei jeweils die sechs Referenztopologien *ohne regenerative Erzeuger* dargestellt werden.

- **VT1** beschreibt eine konventionelle Versorgungsart. Der elektrische Grundbedarf wird durch das Stromnetz gedeckt, während der gesamte thermische Bedarf durch die Heizungsanlage gedeckt wird. Diese besteht im Wesentlichen aus einem Gaskessel, dem Rohrnetz sowie einem Pufferspeicher für die TWW-Vorhaltung.
- Bei **VT2** wird der TWW-Bedarf ebenfalls über die Stromversorgung abgedeckt. Praxisbeispiele für eine solche Konfiguration sind Durchlauferhitzer oder Elektroboiler mit Speichervermögen²¹.
- Bei **VT3** wird der thermische Lastanteil durch das Wärmenetz gedeckt. Dadurch ist keine lokale Energiewandlung erforderlich, lediglich die Speicherung im Rohrnetz sowie im Warmwasserspeicher müssen berücksichtigt werden.
- Bei **VT4** wird der Nutzenergiebedarf gänzlich über den Zugang zum Stromnetz abgedeckt. Dies erfordert Heizelemente für die Umwandlung der elektrischen in thermische Energie. In der konventionellen Ausgestaltung werden Elektro-speicheröfen für die RW-Bereitstellung, Elektroboiler für die TWW-Bereitung angenommen.
- **VT5** ist die Abwandlung von **VT1** in innovativer Form. Hier dient eine KWK-Anlage zur Deckung des RW- und TWW-Bedarfs. Da eine hohe Auslastung für die Rentabilität dieser Anlagen wichtig ist, werden sie mit Pufferspeichern kombiniert.
- **VT6** ist die innovative Variante von **VT4**. Anstelle Elektrospeicherheizung und E-Boiler wird hier eine Wärmepumpe eingesetzt, die auf der elektrischen Seite deutlich effizienter arbeitet.

²¹ Diese Abgrenzung ist zur Beschreibung des Anlagenbetriebes wichtig, da Durchlauferhitzer ein anderes Lastverhalten aufweisen als Elektroboiler. Da sie kein Speichervermögen besitzen, führen die hohen Lastspitzen des TWW-Bedarfes zu hohen elektrischen Spitzenlasten. Werden die Spitzen der Nutzenergieanforderungen dagegen über einen Warmwasserspeicher verstetigt, ergeben sich weitaus geringere Lastanforderungen für die Stromversorgung.

Tabelle 2.4: Definierte Bausteine der Komponente *Topologie* (Mikroebene, lokale Versorgung)

Bausteine Topologie Mikroebene (lokale Versorgung)			
	Versorgungstyp		Topologie
	Merkmal	Ausprägung	
VT 1	Elektrifizierung	Elektrisch	VT 1: e1_g1_i1_r0 - Elektrische Grundversorgung - Thermischer Bedarf über Gaskessel gedeckt
	Netzkopplung	Strom/Gas	
	Innovationsgrad	Konventionell	
	Regen. Anlagen	Ohne	
VT 2	Elektrifizierung	Vollelektrisch	VT 2: e2_g1_i1_r0 - Vollelektrische Versorgung - Warmwasserbedarf durch E-Boiler bzw. Durchlauferhitzer - Raumwärmebedarf über Gaskessel
	Netzkopplung	Strom/Gas	
	Innovationsgrad	Konventionell	
	Regen. Anlagen	Ohne	
VT 3	Elektrifizierung	Elektrisch	VT 3: e2_g1_i1_r0 - Elektrische Grundversorgung - Thermischer Bedarf über Wärmenetz gedeckt
	Netzkopplung	Strom/Wärme	
	Innovationsgrad	-	
	Regen. Anlagen	Ohne	
VT 4	Elektrifizierung	Allelektrisch	VT 4: e3_g0_i1_r0 - Allelektrische Versorgung - Warmwasserbedarf durch E-Boiler bzw. Durchlauferhitzer - Raumwärmebedarf über Nachspeicherheizung
	Netzkopplung	Strom	
	Innovationsgrad	Konventionell	
	Regen. Anlagen	Ohne	
VT 5	Elektrifizierung	Elektrisch	VT 5: e1_g1_i2_r0 - Elektrische Grundversorgung - Thermischer Bedarf über innovative KWK gedeckt
	Netzkopplung	Strom/Gas	
	Innovationsgrad	Innovativ	
	Regen. Anlagen	Ohne	
VT 6	Elektrifizierung	Allelektrisch	VT 6: e3_g0_i2_r0 - Allelektrische Versorgung - Thermischer Bedarf durch Wärmepumpe gedeckt
	Netzkopplung	Strom	
	Innovationsgrad	Innovativ	
	Regen. Anlagen	Ohne	

2.4 Anlage

Das *Ziel dieses Abschnittes* ist es, Modellbausteine für die Komponente „Anlage“ zu definieren, die als Grundlage für die spätere Methodenentwicklung dienen. Durch Anlagen wird die Versorgungssituation im Bilanzierungsgebiet abgebildet. Aus der übergeordneten Zielstellung folgt die Anforderung einer ganzheitlichen Betrachtung über alle Prozessschritte und Energiearten hinweg. Daraus ergibt sich eine hohe Komplexität sowie Heterogenität des Anlagenportfolios. Daher wird zunächst ein Ordnungsschema hergeleitet, das als Grundlage für die Abgrenzung einzelner *Anlagentypen* dient. Anschließend sollen für jeden abgegrenzten Anlagentyp *Referenzanlagen* bestimmt werden, die für die spätere Modellbildung zur Verfügung stehen.

2.4.1 Ordnungsschema

Die Abgrenzung der Anlagen hat große Auswirkungen auf die in Kapitel 3 entwickelten Methoden, durch welche die Versorgungssituation im Modellgebiet abgebildet wird. Bei der Herleitung eines Ordnungsschemas wird direkt an das grundlegende Schema der Topologie auf Mesoebene (Versorgungsnetz) und Mikroebene (Anlagenetz) angeknüpft (Vgl. Abbildung 2.6 auf Seite 25). Die Anlagen sind dort stets Teil eines Verbundes²², der einer Koppelstelle im Netz zugeordnet ist. Jeder Anlagenverbund erfüllt eine von drei übergeordneten Funktionen, die alle dem Zweck der Versorgungsaufgabe dienen: zentrale Anbindung, dezentrale Versorgung oder lokale Versorgung. Daraus lassen sich bereits die *Funktionen* für die einzelnen Anlagen ableiten:

- Import und Export über die Bilanzgrenze
- Netzbezug und Netzzurückspeisung
- Umwandlung
- Speicherung
- Deckung der Verbraucherlast

Diese Funktionen werden für alle *Energiearten* berücksichtigt, die für die Versorgung der Haushalte relevant sind. Folgende Energiearten werden abgegrenzt:

- Leitungsgebundene Endenergien: Gas, Strom, Wärme
- Regeneratives Dargebot: Wind, Solarstrahlung
- Energieanwendungsbereiche: Strom, Trinkwarmwasser (TWW), Raumwärme (RW)

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden und gleichzeitig einen angemessenen Abstraktionsgrad für die Modellbildung zu wahren, werden drei *Ordnungsmerkmale* bestimmt, die in hierarchischer Beziehung zueinander stehen: Die *Anlagenklasse*

²² Dieser Verbund wurde als *Anlagentopologie* definiert.

dient als übergeordnetes Merkmal und kennzeichnet die aus Modellsicht²³ bedeutenden Eigenschaften einer Anlage. Es werden vier Klassen abgegrenzt: Energiewandler, Energiespeicher, Regenerative Erzeuger und Konnektoren. Die *Anlagengruppe* bildet die zweite Gliederungsebene. Eine Anlagengruppe erstreckt sich über Anlagen innerhalb einer Klasse, die durch denselben Konversionspfad²⁴ gekennzeichnet sind. Die Einteilung der Anlagengruppen erfolgt klassenspezifisch. Während Klasse und Gruppe allgemeine Charakteristiken abgrenzen, die vor allem für die Systemintegration bestimmend sind, spiegelt der *Anlagentyp* ein bestimmtes Leistungssegment innerhalb einer Anlagengruppe wieder. Er bildet somit die dritte Gliederungsebene in dem Ordnungsschema. Abbildung 2.9 zeigt das Ordnungsschema für die Anlagen. Die Besprechung der weiteren Untergliederung nach Anlagengruppe und Anlagentyp erfolgt spezifisch zu jeder einzelnen Klasse.

Anlagenklasse	Anlagengruppe					
	Anlagentyp (Auswahl)					
Energiewandler G=Gas S=Strom W=Wärme	G → S	G → W	G → S,W	S → G	S → W	W → S
	SG	Heizkessel	BHKW	Elektrolyse	HE	ORC
	Brennstoffz.				WP	
Energiespeicher	Gas	Strom	Wärme			
	Netz	LI-Batterie	Netz			
	GS	RF-batterie	WS			
			Latentwärmespeicher			
Regenerative Erzeuger	Wind → Strom	Sonne → Strom				
	Horizontalachsig	Polykrist. Silizium				
Konnektoren	Gas	Strom	Wärme			
	Bilanzkonnektor	Bilanzkonnektor	Bilanzkonnektor			
	Netzkonnektor	Netzkonnektor	Netzkonnektor			
	Lastkonnektor	Lastkonnektor	Lastkonnektor			

Abbildung 2.9: Ordnungsschema zur Abgrenzung von Anlagentypen

2.4.2 Energiewandler

Energiewandler sind dadurch gekennzeichnet, dass ein zugeführter Energiestrom durch einen Anlagenprozess in mindestens eine nutzbare Energieart überführt wird.

²³ In der Realität werden Anlagen üblicherweise *technologisch* differenziert. D.h. die Prozesse innerhalb der Anlage bestimmen die Abgrenzung. Durch den hier verfolgten *generischen* Ansatz werden Anlagen als Black-Box betrachtet: Die Prozesse werden ausgeblendet, stattdessen werden Anlagen auf Basis der Grundfunktion und der energetischen Einbindung abgegrenzt.

²⁴ Der Konversionspfad beschreibt die energetische Einbindung auf der In- und Outputseite der Anlage.

Zu- und Abfuhr der Energieströme erfolgen simultan. Innerhalb der Klasse der Energiewandler erfolgt die weitere Abgrenzung gemäß Abbildung 2.9. Die Anlagengruppen werden durch die Verknüpfung aus Input- und Output-Energieart untergliedert. Die Benennung der jeweiligen Anlagengruppen erfolgt daher auf Basis dieser energetischen Kopplung. Jeder Gruppe lassen sich gleichsam Technologien zuordnen, die bestimmend sind für die Effizienz und das Leistungssegment eines spezifischen Anlagentyps. Die Technologien werden in den jeweiligen Gruppen beschrieben.

Gas zu Strom

Anlagen dieser Gruppe wandeln Energie aus der chemisch gebundenen in die elektrische Form um. Hier sind darunter insbesondere kolbenmotorische *Stromgeneratoren (SG)* zu verstehen, die auf dem Wärmekraftprozess basieren. Dabei wird chemische Energie unter thermischen Verlusten in mechanische und zuletzt in elektrische Energie umgewandelt. Oft werden Diesel- oder Gasmotoren eingesetzt, die aufgrund der Erfahrungswerte aus dem Automobilbereich eine hohe technologische Reife aufweisen [Zah09]. Durch die Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit der öffentlichen Stromversorgung werden konventionelle Aggregate ohne Abwärmenutzung vor allem zum Betrieb von Inselnetzen oder zur Sicherung der unterbrechungsfreien Stromversorgung in kritischen Bereichen²⁵ eingesetzt. Alternativ fallen auch die innovativen *Brennstoffzellen* in diese Gruppe, bei denen die chemisch gebundene Energie ohne Verbrennung direkt in elektrische Energie umgewandelt wird. Brennstoffzellen befinden sich im Entwicklungsstadium. Es wird erwartet, dass sie erst auf lange Sicht in Konkurrenz zu verfügbaren Technologien treten können, da sowohl technische als auch ökonomische Hemmnisse bestehen [WADH10].

Technologisch besteht eine enge Verflechtung zu den Anlagen der Gruppe „Gas zu Strom und Wärme“. Dort wird die Abwärme der Stromerzeugung als Nutzenergie abgeführt und somit zur Deckung der thermischen Verbraucherlast herangezogen. Die *Referenzanlagen* wurden analog zu den dortigen Leistungssegmenten definiert.

Gas zu Strom und Wärme

Die hier eingeordneten Technologien werden als *Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK)* bezeichnet. Diese lassen sich technologisch von den Anlagen der Gruppe „Gas zu Strom“ ableiten, wobei die als Nebenprodukt anfallende Abwärme genutzt wird. Unterschieden werden auch KWK-Anlagen nach eingesetztem Brennstoff, Technologie sowie Leistungssegment. In dieser Untersuchung sind insbesondere motorische Blockheizkraftwerke (BHKW) relevant, die eine elektrische Nennleistung von wenigen kW (Gebäudeversorgung) bis zu mehreren MW (Netzversorgung) besitzen. Aufgrund der leistungsbezogenen Kosten werden KWK-Anlagen so dimensioniert, dass eine hohe Volllaststundenzahl erreicht wird. In Konzepten für die Gebäudeversorgung werden KWK-Anlagen daher meist in Verbindung mit Heizkesseln eingesetzt, welche die Mittel- und Spitzenlastbereiche abdecken. KWK-Anlagen werden stromgeführt oder wärmegeführt betrieben. Wärmegeführt decken sie den thermischen Energiebedarf, während der erzeugte Strom bedarfsunabhängig in das Netz eingespeist wird. Für die *Wärmeauskopplung* gibt es verschiedene Systeme, die prinzipiell auch nachrüstbar sind. Wärme kann aus dem Kühlkreislauf, dem Schmieröl-

²⁵ Anwendungsbereiche sind u.a. Krankenhäuser, Serverräume oder auch Kernkraftwerke.

kreislauf sowie dem Abgaswärmestrom entnommen werden. Die Temperaturen liegen bei Kühlwasser und Schmieröl um 80 °C...90 °C, bei Abgas um 400 °C...600 °C. Heizwasser wird im Kühlwasser-Wärmetauscher auf bis zu 80 °C, dann im Abgas-Wärmetauscher auf bis 90 °C erwärmt. Dabei wird das Abgas beim Gas- oder Dieselmotor auf bis zu 120 bzw. 180 °C abgekühlt. Bei Brennwertnutzung wird das Abgas bis auf den Taupunkt bei 60 °C...50 °C herunter gekühlt [NA10].

Die *Referenzanlagen* mitsamt den zugehörigen Kenndaten wurden der Marktstudie von ASUE entnommen [Arbb]. Sie beziehen sich auf motorische BHKW. Teilweise wurden ergänzende Herstellerangaben recherchiert. Dennoch besitzen die ausgewählten Anlagen exemplarischen Charakter, ein umfassender Vergleich der Anlagentypen fand nicht statt. Zudem wurden für diese Untersuchung keine Referenzanlagen für die Energiewandlung in Brennstoffzellen definiert.

Gas zu Wärme

Konventionelle Heizkessel (HK) wandeln chemische Energie durch Verbrennung in Nutzwärme um. Die Wärme wird zur Versorgung der Verbraucher an einen Heizkreislauf ausgekoppelt. Nach Primärenergieträger lassen sich Heizkessel weiterführend in Gas,- Öl- und Holzpelletkessel unterscheiden. Daneben werden Anlagen mit und ohne Brennwertnutzung unterschieden. Der Wirkungsgrad, mit dem die Nutzwärme erzeugt wird, hängt neben der Anlage auch vom Verteilsystem ab. Die Anlagen werden nach der Nennleistung abgegrenzt. Während KWK-Anlagen auf eine hohe Volllaststundenzahl hin dimensioniert werden, sollen Heizkessel auch die Spitzenlasten in den Wintermonaten sicher abdecken. Die Volllaststundenzahl tritt dagegen in den Hintergrund, weshalb die Leistungsbereiche der Referenzanlagen etwas größer gewählt werden.

51,9 % der Wohngebäude in Deutschland werden durch Heizkessel versorgt [DCRC10]. Als Grundlage für die Definition der *Referenzanlagen* wurden daher Gas-Brennwertkessel angenommen. Die Leistungssegmente der Anlagentypen entsprechen dem einheitlichen Schema innerhalb der Klasse der Energiewandler. Anstatt die von Herstellern angegebenen Wirkungsgrade zu übernehmen, die unter Optimalbedingungen erreicht werden, wurden Nutzungsgrade gemäß Bargel angenommen [Bar11]. Alternative Kesselsysteme²⁶ werden nicht berücksichtigt, da dies für die Betrachtung der Systemflexibilität unerheblich ist.

Strom zu Wärme

Anlagen dieser Gruppe wurden bereits eingangs als potenzielle Flexibilitätsoptionen gekennzeichnet, da durch den Konversionspfad „Strom zu Wärme“ neue Potenziale erschlossen werden. Im Gebäudebestand spielen elektrische Heizsysteme mit 4,3 % eine untergeordnete Rolle. Für die getrennte Wassererwärmung, die in 23,1 % der Gebäude zu finden ist, zeigt sich ein anderes Bild. Hier erfolgt die Erwärmung überwiegend (73 %) durch Durchlauferhitzer oder Kleinspeicher [DCRC10]. Generell sind bei der Beheizung oder Wassererwärmung zwei Technologien zu unterscheiden: Elektrische Heizelemente und Wärmepumpen.

²⁶ Z.B. Systeme ohne Brennwerttechnik oder mit anderem Energieträger.

Elektrische Heizelemente (HE) leiten Strom über einen ohmschen Widerstand. Dabei wird die elektrische Leistung in Wärme umgesetzt. Um diesen Wärmestrom zu nutzen, muss die Anlage in ein Heizungssystem oder direkt auf der Verbraucherseite eingebunden sein. Ein bekanntes Beispiel ist die Nachtspeicherheizung (NSH), die i.d.R. Magnesitsteine als Wärmeträger und Speichermedium nutzt. NSH werden in Schwachlastzeiten, meist über einen Zeitraum von 5 h...10 h in der Zeit zwischen 21 Uhr...7 Uhr, zugeschaltet. Dadurch erhitzen sich die Steine auf 500 °C...700 °C. Die Wärmeabgabe erfolgt ungesteuert oder gesteuert [RS07]. Durch den schlechten Gesamtwirkungsgrad sollten bestehende Nachtspeicherheizungen gemäß §9 EnEV bis 2020 außer Betrieb genommen werden [Bunc]. Kürzlich wurde dieses Verbot aufgehoben [ZEI13]. Elektrische Heizelemente können bei flexibler Regelung zusätzlich zu bestehenden Versorgungsanlagen eingesetzt werden, um überschüssigen regenerativen Strom zu nutzen²⁷. Bei den Referenzanlagen wurden vereinfacht die Leistungsklassen der Heizungssysteme angenommen. Der Wirkungsgrad der Energiewandlung wird, analog zu [Bar11], mit 1 angenommen.

Die *Wärmepumpe (WP)* basiert auf dem Carnot-Prozess, bei dem ein Fluid in einem Kreislauf mit zwei Temperaturniveaus geführt wird. Durch diesen Prozess kann Umweltwärme eingebunden werden, weshalb die primärenergetische Bewertung vorteilhaft gegenüber konventionellen Heizelementen ist. Die Nutzwärme wird auf einem Temperaturniveau von bis zu 55 °C an einen Heizkreislauf ausgekoppelt. Als Wärmequelle dient Wasser, Luft, Sole oder Erdreich. Da Umweltwärme genutzt wird, muss diese nicht in der Effizienzbetrachtung als Energie-Input angesetzt werden. Die Leistungszahl ϵ ²⁸ berücksichtigt diesen Umstand, und setzt die Nutzwärme mit der zugeführten elektrischen Energie ins Verhältnis. In der Beschreibung der Referenzanlagen sind daher Effizienzgrade größer 1 möglich. Diese sind nicht zu verwechseln mit dem Wirkungsgrad des Systems, der unter Einbeziehung des zugeführten Wärmestromes stets kleiner 1 ist. Der Leistungsgrad ist an die Temperaturspreizung zwischen unterer und oberer Prozesstemperatur geknüpft und somit auch von der Temperatur des Wärmereservoirs abhängig. Für die Referenzanlagen wird $\epsilon = 4$ angesetzt, was für Wärmepumpen auf Basis von Wasser oder Sole eine realistische Annahme darstellt. Die Leistungssegmente wurden analog zu den Heizkesseln gewählt.

Strom zu Gas, Wärme zu Strom

Mittels Elektrolyse kann elektrische in chemisch gebundene Energie umgewandelt werden. Dieses Konzept wird insbesondere als Möglichkeit für die Integration von erneuerbar produziertem Strom diskutiert. Als Bezeichnung hat sich *Power-to-Gas* (P2G) durchgesetzt. Die Vorteile erschließen sich zum einen aus der bestehenden Gasnetz-Infrastruktur, zum anderen aus der kostengünstigen Speicherung. Die Energiedichte ist deutlich höher, verglichen mit der direkten Speicherung in Batterien (Vgl. Abschnitt 2.4.3). Der apparative Wirkungsgrad der Wasserstoffelektrolyse

²⁷ Als Bewertungsmaßstab dient hier zum einen der *Gesamtwirkungsgrad*, der die gesamte Kette der Stromerzeugung einbezieht. Eine weitere Kenngröße liefert die *Exergie*, die das Vermögen eines Energieträgers zur Verrichtung von technischer Arbeit beschreibt. Dieses Potenzial geht unwiderruflich verloren, wenn ein Energieträger thermisch verwertet wird. Demgegenüber kann jede Energieform in Wärme umgesetzt werden, weshalb diese Energieform nicht als gleichwertig bewertet wird. Zu den Grundlagen der Exergie wird auf die allgemeine Fachliteratur (bspw. [BK06]), zur Anwendung der exergetischen Bewertung auf Bargel verwiesen [Bar11].

²⁸ In der Literatur auch als *Coefficient of Performance (COP)* bezeichnet.

kann vorsichtig mit 65 % abgeschätzt werden [Bün09], in Verbindung mit der Erdgasaufbereitung werden 60 % angegeben [der10].

Ebenfalls in den innovativen Bereich gehören Anlagen, die nach dem *Organic-Rankine-Cycle (ORC)* Niedertemperaturabwärme in Strom konvertieren. Dadurch kann die Effizienz der Stromerzeugung eines Anlagenverbundes erhöht werden. Anlagen im Leistungsbereich 30 kW...120 kW werden derzeit entwickelt und erprobt [HBG].

Beide Anlagengruppen weisen ein großes Innovationspotenzial auf. Da ihr Einsatz im Rahmen der dezentralen Wohngebäudeversorgung schwierig zu bewerten ist, werden zunächst keine Bausteine definiert. Sie können jedoch wie die anderen Anlagen auch beschrieben werden.

Referenzanlagen

Tabelle 2.5 zeigt die *Bausteine* zu der Anlagenklasse Energiewandler. Dabei wurde zu jedem Anlagentyp eine Referenzanlage definiert und durch die Energiebilanz im Betriebspunkt beschrieben. Instationäres Verhalten oder die Teillastabhängigkeit des Wirkungsgrades werden nicht berücksichtigt. Als Ausgangsgrößen für die Gruppenzuordnung werden die *nutzbaren* Energieströme angesetzt. Der Wärmeverlust eines Stromgenerators bspw. wird nicht als Output berücksichtigt. Durch die ausgewählten Referenzanlagen sollen sämtliche Leistungsbereiche abgedeckt werden, die zur Versorgung von Gebäuden oder Nahwärmenetzen relevant sein können. Um die Szenariendefinition zu vereinheitlichen, wurde für die Nennleistung und die Nennkapazität eine gruppenübergreifende Segmentierung festgelegt. Diese Einteilung wurde jeweils getrennt für die Energiearten Gas, Strom und Wärme definiert. Dadurch kann die Zuordnung der Anlagen zum Verbraucher vereinheitlicht werden. Tabelle A.1 im Anhang A.1 zeigt die Leistungssegmente für die Energiewandler.

2.4.3 Energiespeicher

Energiespeicher nehmen Energie aus dem Netz auf (Laden) und speichern sie zwischen, um sie bei Bedarf zur Verfügung zu stellen (Entladen). Während ein Energiewandler dadurch gekennzeichnet ist, dass Energieströme auf der Ein- und Ausgangsseite zeitlich gekoppelt sind, laufen der In- und Output von Energie beim Speicher getrennt ab. Dadurch können sie als Flexibilität genutzt werden. Die Untergruppen sind Speicher auf Basis von chemischer, elektrischer und thermischer Energie, die jeweils eine Bandbreite an Technologien umfassen (Vgl. Abbildung 2.9). Die Gruppen werden nachfolgend vertieft, um *Bausteine* abzuleiten.

Gas

Bei *Gasspeichern* ist das Speichermedium gleichzeitig Transportmedium²⁹. In Deutschland werden Erdgasspeicher genutzt, um die tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen im Gasverbrauch auszugleichen. Das Gas wird in Kavernen, Kugel- oder Röhrenspeichern vorgehalten, bei Drücken bis zu 100 bar. Auch das Gasnetz

²⁹ Bei Stromspeichern wird die Energie meist umgewandelt, bei Wärmespeichern sind Transport- und Speichermedium meist voneinander entkoppelt.

Tabelle 2.5: Definierte Bausteine der Komponente *Anlage, Energiewandler*

Bausteine Anlage Energiewandler										
Gruppe	Typ	Input			Output			Effizienzgrad ¹		
		P _{ch} [kW]	P _{el} [kW]	P _{th} [kW]	P _{ch} [kW]	P _{el} [kW]	P _{th} [kW]	ε _{ch}	ε _{el}	ε _{th}
G→S	SG_1	9,1	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,00	0,11	0,00
G→S	SG_2	20,5	0,0	0,0	0,0	5,5	0,0	0,00	0,27	0,00
G→S	SG_3	53,0	0,0	0,0	0,0	17,0	0,0	0,00	0,32	0,00
G→S	SG_4	102,0	0,0	0,0	0,0	30,0	0,0	0,00	0,29	0,00
G→S	SG_5	145,0	0,0	0,0	0,0	50,0	0,0	0,00	0,34	0,00
...	...									
G→SW	KWK_1	9,1	0,0	0,0	0,0	1,0	7,5	0,00	0,11	0,82
G→SW	KWK_2	20,5	0,0	0,0	0,0	5,5	12,5	0,00	0,27	0,61
G→SW	KWK_3	53,0	0,0	0,0	0,0	17,0	32,0	0,00	0,32	0,60
G→SW	KWK_4	102,0	0,0	0,0	0,0	30,0	65,0	0,00	0,29	0,64
G→SW	KWK_5	145,0	0,0	0,0	0,0	50,0	81,0	0,00	0,34	0,56
...	...									
G→W	HK_1	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5	0,00	0,00	0,96
G→W	HK_2	19,8	0,0	0,0	0,0	0,0	19,0	0,00	0,00	0,96
G→W	HK_3	36,5	0,0	0,0	0,0	0,0	35,0	0,00	0,00	0,96
G→W	HK_4	62,5	0,0	0,0	0,0	0,0	60,0	0,00	0,00	0,96
G→W	HK_5	109,4	0,0	0,0	0,0	0,0	105,0	0,00	0,00	0,96
...	...									
S→W	HE_1	0,0	7,6	0,0	0,0	0,0	7,5	0,00	0,00	0,99
S→W	HE_2	0,0	19,2	0,0	0,0	0,0	19,0	0,00	0,00	0,99
S→W	HE_3	0,0	35,3	0,0	0,0	0,0	35,0	0,00	0,00	0,99
S→W	HE_4	0,0	60,6	0,0	0,0	0,0	60,0	0,00	0,00	0,99
S→W	HE_5	0,0	106,0	0,0	0,0	0,0	105,0	0,00	0,00	0,99
...	...									
S→W	WP_1	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	7,5	0,00	0,00	3,50
S→W	WP_2	0,0	5,4	0,0	0,0	0,0	19,0	0,00	0,00	3,50
S→W	WP_3	0,0	10,0	0,0	0,0	0,0	35,0	0,00	0,00	3,50
S→W	WP_4	0,0	17,1	0,0	0,0	0,0	60,0	0,00	0,00	3,50
S→W	WP_5	0,0	30,0	0,0	0,0	0,0	105,0	0,00	0,00	3,50
...	...									

¹ Effizienzgrad: Bilanzierte Output-Leistung im Verhältnis zur gesamten Input-Leistung

besitzt eine Speicherfähigkeit. Allein die verfügbare Kapazität der 43 deutschen Untertagespeicher wird mit 187 TWh beziffert [Kon09]. Diese Kapazität kann durch Akteure gebucht werden. Somit stünde sie auch als externer Speicher für die Flexibilisierung im Bereich der dezentraler Stromversorgung zur Verfügung. Alternativ ist die Nutzung dedizierter Gasspeicher möglich, was aus Modellsicht nicht gesondert betrachtet wird. In dieser Untersuchung werden alle konventionellen Energieträger vereinfacht der *chemischen Energieart* zugeordnet. Als *Referenzanlage* wird ein generischer virtueller Speicher (**GS**) angenommen, der das Netz selbst, eine gebuchte Kapazität oder einen physikalischen Behälter repräsentieren kann. Die Ein- und Ausspeicherung wird verlustfrei angenommen, da etwaige Aufbereitungsprozesse³⁰ außerhalb des Speichers bilanziert werden. Die Standzeitverluste werden mit 0,030 %...0,003 % je Tag angegeben [FLLS12].

Strom

Der Begriff *Stromspeicher* kennzeichnet nicht die Speichertechnologie selbst, sondern die zu übertragende Energieform. Strom kann direkt in elektrischen und magnetischen Feldern gespeichert werden. Alternativ ist die indirekte Speicherung in Form von chemischer, mechanischer oder potentieller Energie möglich³¹. Stromspeicher können vereinfacht in Hochenergie- und Hochleistungsspeicher unterteilt werden. Derzeit finden sie im Bereich der Wohngebäudeversorgung kaum Anwendung, da beim gegenwärtigen Entwicklungsstand die wirtschaftliche Bewertung im Normalfall negativ ausfällt [WADH10]. Generell kommen Hochenergiespeicher in Frage, die standortunabhängig und im unteren Leistungssegment verfügbar sind. Ein weiterer Aspekt ist das Entwicklungspotenzial hinsichtlich Kostensenkung und Lebensdauer. Zwei vielversprechende Technologien werden abgebildet: Für kleinere Leistungssegmente und Versorgungsaufgaben im Gebäudebereich Lithium-Batterien, für mittlere Leistungsanforderungen im Netzbereich Redox-Flow-Batterien.

Lithium-Batterien (**LI**) beherrschen mittlerweile das Marktsegment mobiler Anwendungen, bspw. als Batterien für Notebooks, Handys und Smartphones. Durch die Massenproduktion haben sie bereits eine hohe Entwicklungsreife erreicht [Bün09]. Die Energiedichte liegt bei $75 \frac{\text{Wh}}{\text{kg}} \dots 200 \frac{\text{Wh}}{\text{kg}}$ [WADH10]. Im Bereich der Hochenergieanwendungen sind sie dagegen noch nicht etabliert, was auf die vergleichsweise hohen spezifischen Kosten zurück zu führen ist. Durch den nachhaltigen Aufbau von Entwicklungszentren sowie die Förderung der Elektromobilität ist anzunehmen, dass sie mittelfristig auch diesen Bereich dominieren werden. Neben der Elektromobilität sind sie auch für die stationäre Gebäudeanwendung geeignet. Der Wirkungsgrad aus Netzsicht liegt im Bereich 90 %...95 %, die Selbstentladerate unter 0,1 % je Tag. Die erreichbare Zyklenzahl liegt bei 2000 bis 5000 Vollzyklen [WADH10, Bün09].

Bei *Redox-Flow-Batterien* (**RF**) ist der Leistungsteil vom Speicherteil entkoppelt, was eine anwendungsorientierte Dimensionierung erlaubt. Die Energiedichte³² liegt bei $20 \frac{\text{Wh}}{\text{l}} \dots 30 \frac{\text{Wh}}{\text{l}}$ [WADH10]. Diese Batterien könnten bei Leistungsgrößen im kW- bis MW-Bereich auf Ebene der Nieder- und Mittelspannung eingesetzt werden. Sie weisen eine niedrigere Energiedichte als Lithiumbatterien, dafür jedoch geringere

³⁰ Z.B. die Methanisierung und Verdichtung des Gases.

³¹ Bspw. in Pump- oder Druckluftspeichern

³² Aufgrund der Trennung von Leistungs- und Speichereinheit wird für RF-Batterien oft die Angabe der auf das Volumen des Elektrolyts bezogenen *volumetrischen Energiedichte* vorgezogen.

Kosten auf. Der Wirkungsgrad aus Netzsicht liegt bei 75 %. Die Selbstentladerate wird mit $<0,1 \frac{\%}{\text{d}}$ beziffert, wobei die Entladung lediglich die Zellen betrifft. Die Selbstentladung der externen Tanks ist vernachlässigbar [Bün09, WADH10].

Wärme

Wärmespeicher können wie elektrische Speicher aus Sicht des Versorgungssystems, in diesem Falle des Heizungskreislaufes, charakterisiert werden. Kennzeichnend ist das Temperaturniveau des Wärmeträgers – analog zum Spannungsniveau einer elektrischen Speicherbatterie. Hier ist eine Unterscheidung nach der Speichertechnologie sowie deren Anwendung sinnvoll.

Die *Technologie* beschreibt, auf welche Weise die Wärmeenergie gespeichert wird. In *sensiblen Wärmespeichern* hebt der zugeführte Wärmestrom die Temperatur des Speichermediums. Am häufigsten wird Wasser als Speichermedium verwendet, bspw. in Pufferspeichern. Ein Beispiel für Feststoffspeicher sind *Nachtspeicherheizungen* (NSH). Das Speichervermögen wird durch die spezifische Wärmekapazität c des Stoffes bestimmt. Es ist auf den Enthalpiebereich³³ zwischen Ein- und Ausspeichertemperatur beschränkt. Bei einer Temperaturdifferenz von 30 K kann für das Speichermedium Wasser ($c = 1,162 \frac{\text{Wh}}{\text{kgK}}$) eine Speicherkapazität von $34,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$ angenommen werden. Bei *Latentwärmespeichern* liegt die Temperatur des Speichermediums im Bereich des Phasenwechsels. Dadurch bleibt die Temperatur konstant und es kann ein größerer Enthalpiebereich genutzt werden. Allerdings können nur Speichermedien verwendet werden, deren Phasenwechseltemperatur zwischen Einspeise- und Ausspeisetemperatur liegt. Somit werden Speicherkapazitäten im Bereich 92 (Eis) bis 120 (Salzhydrate) $\frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$ erreicht, also um den Faktor 2..4 über dem Speichervermögen sensibler Speichersysteme [WADH10].

Nach der *Anwendung* kann unterschieden werden, ob eine Komponente als *dedizierter Speicher* eingebunden wird. Dies ist der Fall bei Pufferspeichern, die in Verbindung mit einem Wärmeerzeuger eingebunden werden, um Wärmeangebot und Wärmebedarf im Tagesverlauf auszugleichen. Sie kommen bspw. in Verbindung mit KWK-Anlagen zum Einsatz, um eine hohe Auslastung zu erreichen. Aber auch bei solarthermischen Anlagen, um Erzeugungsschwankungen abzufedern. Auf der Nachfrageseite werden Wärmespeicher genutzt, um die hohen sporadischen Verbrauchsspitzen des Warmwasserbedarfs auszugleichen. Dagegen steht bei *passiven Speichersystemen* die Speicherfähigkeit im Hintergrund. So besitzen Transportsysteme wie der Heißwasserkreislauf im Gebäude oder das Nahwärmenetz auch ein signifikantes Speichervermögen, das bereits zu einer Verstetigung der Erzeugung führt. Ein anderes Beispiel ist die Gebäudehülle, die primär zur Wärmedämmung dient, aber auch wie ein sensibler Feststoffspeicher wirkt.

Als *Referenzanlagen* werden *Gebäude-Rohrnetz RN*, *Warmwasserspeicher WS* sowie die Feststoffspeicher in *Nachtspeicherheizungen NSH* abgebildet. Die wesentliche Kenngröße der Dimensionierung ist das Speichervolumen. Dieses orientiert sich für die Referenzanlagen an marktverfügbaren Modellen. Die Speicherkapazität wird hier analog zu elektrischen und chemischen Speichern in kWh angegeben. Dafür muss eine obere und eine untere Grenztemperatur definiert werden (ϑ_1, ϑ_0), die den minimalen und maximalen Ladezustand repräsentiert. Die nutzbare Speicherkapa-

³³ Enthalpie bezeichnet die innere Energie eines Stoffes in Bezug zu einem Referenzniveau.

azität C kann bei Kenntnis des Speichervolumens V nach Gleichung 2.3 berechnet werden.

$$C = \rho \cdot V \cdot c \cdot \Delta\vartheta \quad (2.3)$$

Die Speichervolumina können aus der Geometrie des Behälters oder Rohrsystems abgeleitet werden. Der Wirkungsgrad der Ein- und Ausspeicherung wird mit 1 angenommen. Wärmeverluste werden über die Selbstentladung abgebildet, die hier analog zu elektrischen Speichern modelliert wird: Dafür muss die Oberfläche A sowie der Wärmedurchgangskoeffizient k des Behälters ermittelt werden. Daraus lassen sich bei Kenntnis der Temperaturdifferenz zwischen Speichermedium und Außenluft $\vartheta_I - \vartheta_A$ die Speicherverluste in einem Zeitintervall $Q_{\text{loss,t}}$ ermitteln.

$$Q_{\text{loss,t}} = k \cdot A (\vartheta_I - \vartheta_A) \Delta t \quad (2.4)$$

Die Temperaturdifferenz ändert sich abhängig von Beladungszustand und Außentemperatur permanent, weshalb Q_{loss} für eine exakte Berechnung über infinitesimalen Zeitintervallen aufintegriert werden müsste. Im Modell wird davon abstrahiert, indem für die Berechnung der Wärmeverluste eine fixe Temperaturdifferenz zugrunde gelegt wird. Diese wird mit 40 K abgeschätzt, entsprechend $\vartheta_I = 60^\circ\text{C}$ und $\vartheta_A = 20^\circ\text{C}$. k wird für Rohre einheitlich mit $0,2 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$, für Behälter mit $0,4 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$ angenommen (vgl. [Ada, Fis12]). Die auf die nutzbare Speicherkapazität bezogene Selbstentladerate ist somit konstant und kann nach Gleichung 2.5 berechnet werden.

$$C_{\text{loss,t}} = \frac{Q_{\text{loss,t}}}{C} \quad (2.5)$$

Das Rohrnetz dient ebenfalls als Speicher. Es führt zu einer gleichmäßigeren Taktung der Erzeugungsanlage. Durch das ungünstige A/V -Verhältnis sind die Wärmeverluste bei der Verteilung – die Zirkulationsverluste – relativ hoch. Um die Speicherkapazität abzuschätzen, muss die Wassermenge ermittelt werden. Sie ist von der Art der Wärmeübertrager sowie der Leistung der Heizungsanlage abhängig und wird für einen Radiator mit $11 \frac{1}{\text{kW}}$ abgeschätzt [Sch]. Um auf dieser Grundlage die Selbstentladung abzuschätzen muss berücksichtigt werden, dass nur ein Teil des Wassers in den Rohren zirkuliert. Der andere Teil durchströmt die Anlagen – insbesondere die Heizkörper – und gibt dort die Nutzwärme ab. Für die Selbstentladung wird daher ein Rohrabschnitt abgegrenzt und dimensioniert, der das Verteilsystem darstellt. Entsprechende Anhaltspunkte liefern [Sch, RS07].

Referenzanlagen

Jede Speicheranlage wird durch die Angabe des Leistungs- und Speichervermögens charakterisiert. Die Kenngrößen des Leistungsvermögens sind die maximale Lade- sowie Entladeleistung P_{ch} und P_{dc} . Das Speichervermögen wird durch die Speicherkapazität C angegeben. Tabelle 2.6 zeigt die Referenzanlagen. Die Dimensionierung wurde, wie schon bei den Energiewandlern, vereinheitlicht. Als Grundlage dienen

Tabelle 2.6: Definierte Bausteine der Komponente *Anlage, Energiespeicher*

Bausteine Anlage Energiespeicher										
Gruppe	Typ	Energieart			Speichervermögen			Effizienz		
		ch	el	th	C [kWh]	P _c [kW]	P _d [kW]	ε _c	ε _d	C _{loss}
Gas	GS_1	1	0	0	30,0	9.000,0	9.000,0	1,00	1,00	0,03
Gas	GS_2	1	0	0	50,0	9.000,0	9.000,0	1,00	1,00	0,03
Gas	GS_3	1	0	0	100,0	9.000,0	9.000,0	1,00	1,00	0,03
Gas	GS_4	1	0	0	200,0	9.000,0	9.000,0	1,00	1,00	0,03
Gas	GS_5	1	0	0	500,0	9.000,0	9.000,0	1,00	1,00	0,03
Strom	LI_2	0	1	0	5,0	10,0	10,0	0,98	0,98	0,10
Strom	LI_3	0	1	0	15,0	30,0	30,0	0,98	0,98	0,10
Strom	LI_4	0	1	0	30,0	60,0	60,0	0,98	0,98	0,10
Strom	RF_5	0	1	0	50,0	100,0	100,0	0,87	0,87	0,10
Strom	RF_6	0	1	0	100,0	200,0	200,0	0,87	0,87	0,10
Strom	RF_7	0	1	0	200,0	400,0	400,0	0,87	0,87	0,10
Wärme	RN_1	0	0	1	6,4	90.000,0	90.000,0	0,99	0,99	20,00
Wärme	RN_2	0	0	1	14,0	90.000,0	90.000,0	0,99	0,99	20,00
Wärme	RN_3	0	0	1	30,0	90.000,0	90.000,0	0,99	0,99	20,00
Wärme	WS_1	0	0	1	7,0	28,2	28,2	0,99	0,99	11,93
Wärme	WS_2	0	0	1	17,4	69,4	69,4	0,99	0,99	7,97
Wärme	WS_3	0	0	1	34,8	139,0	139,0	0,99	0,99	6,14
Wärme	WS_4	0	0	1	69,5	278,0	278,0	0,99	0,99	4,50
Wärme	WS_5	0	0	1	104,3	417,0	417,0	0,99	0,99	3,50
Wärme	WS_6	0	0	1	175,5	702,0	702,0	0,99	0,99	3,12
Wärme	WS_7	0	0	1	245,8	983,1	983,1	0,99	0,99	2,36
Wärme	NSH_4	0	0	1	70,0	280,0	280,0	0,99	0,99	1,00
Wärme	NSH_5	0	0	1	105,0	420,0	420,0	0,99	0,99	1,00
Wärme	NSH_6	0	0	1	175,0	700,0	700,0	0,99	0,99	1,00
Wärme	NSH_7	0	0	1	250,0	1.000,0	1.000,0	0,99	0,99	1,00

C_{loss} - Selbstentladung in % je Tag
ε_c / ε_d - Lade- / Entladewirkungsgrad

zuvor definierte Kapazitätssegmente, die für Gas-, Strom- und Wärmespeicher jeweils unterschiedlich festgelegt werden und mit den Energiewandlertypen verknüpft sind. Tabelle A.1 im Anhang A.1 zeigt die Segmentierung der Energiewandler und -speicher.

2.4.4 Regenerative Erzeugung

Bedingt durch das fluktuierende Dargebot an Wind- und Sonnenenergie werden die Anlagen der *regenerativen Erzeugung* einer gesonderten Klasse zugeordnet. Die relevanten Untergruppen sind mit den Konversionspfaden „Sonne zu Strom“ und „Wind zu Strom“ benannt – entsprechend den Anlagentechnologien PVA und WEA. Für die Untersuchung lokaler Versorgungssysteme sind Anlagen relevant, die im Niederspannungsnetz gekoppelt sind. Daraus ergeben sich Verknüpfungen zu den jeweiligen Standortbedingungen sowie den baulich-strukturellen Merkmalen.

Um die *Anlagenstruktur* der regenerativen Energieerzeugung zu untersuchen, wurde der Bestandsdatensatz „Energymap“ hinsichtlich der räumlichen Verteilung und

Netzkopplung regenerativer Anlagen ausgewertet. Diese Daten werden laufend von Netzbetreibern entsprechend gesetzlicher Regelungen veröffentlicht und von der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) als konsolidierter Datensatz zur Verfügung gestellt. Der Datensatz enthält wichtige Merkmale der installierten Einzelanlagen, u.a. Lageparameter, installierte Leistung, Jahresstromeinspeisung und Netzebene. Um die Relevanz von WEA und PVA für das Niederspannungsnetz zu ermitteln, wurde der Datensatz vom Mai 2012 ausgewertet [Deua]. Während WEA aufgrund von Effizienzvorteilen zu hohen Anlagenleistungen tendieren, sind PVA modular aufgebaut und häufiger im unteren Leistungssegment zu finden. Beide Technologien liegen bezüglich der installierten Gesamtleistung in derselben Größenordnung: Ende 2012 wurde die Leistung für PVA mit 32,6 GW, für WEA mit 31,3 GW beziffert [Bun13b]. Mengenmäßig ergibt sich ein deutlich verändertes Bild: So standen im Mai 2012 den rund 1 120 000 PVA lediglich etwa 20 000 WEA gegenüber, was einem Verhältnis von 1 zu 50 entspricht [Deua].

Bedingt durch die gegensätzlichen, natürlichen *Ertragspotenziale* von WEA und PVA hat sich eine charakteristische Nord-Süd-Verteilung herausgebildet. Durch höhere Windgeschwindigkeiten in Küstennähe sind die WEA-Standorte eher im Norden Deutschlands zu finden. In 10 m Höhe werden hier im Mittel $6 \frac{m}{s}$ erreicht, im Binnenland dagegen weniger als $3 \frac{m}{s}$. Die Bedingungen für PVA dagegen sind im sonnenreichen Süden besser. Dort ist die Einstrahlung im langjährigen Mittel um bis zu $300 \frac{kWh}{a}$ höher. Weiterführende Informationen zu den Standortbedingungen werden in Abschnitt 2.2 herausgearbeitet. Abbildung 2.10 zeigt die Verteilung der Anlagen im Kontext der geografischen Lage und Spannungsebene. Die Berechnungen basieren auf den zuvor erwähnten Energymap-Daten [Deua].

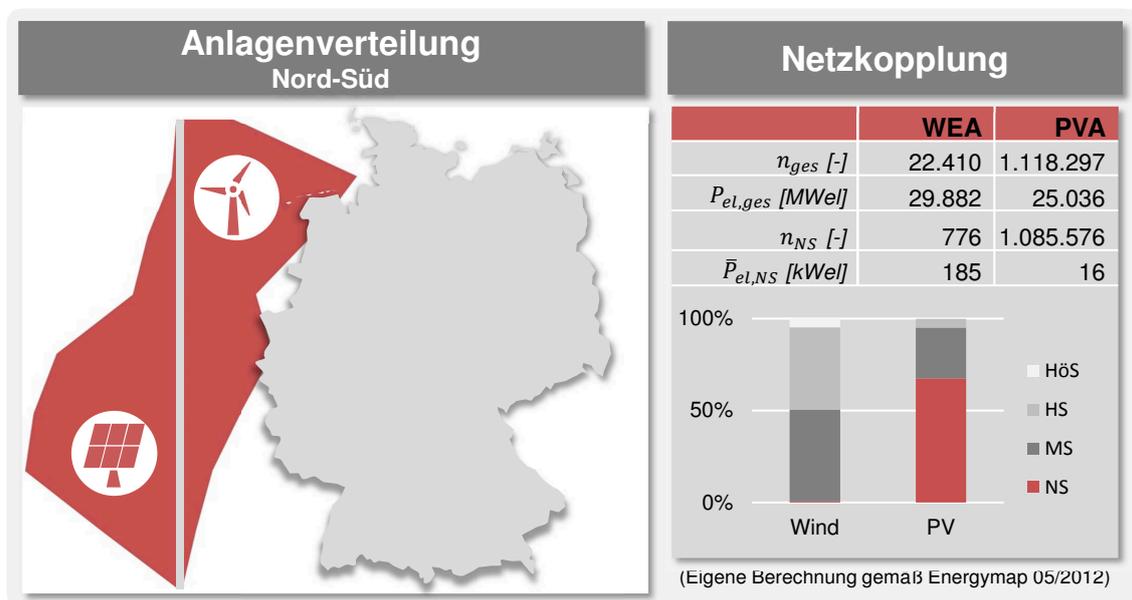


Abbildung 2.10: Bestand von WEA und PVA: Räumliche Verteilung und Spannungsebene der Einspeisung

Sonne zu Strom

PVA sind überwiegend auf *Dachflächen* installiert, wobei Wohngebäude einen erheblichen Anteil haben. Daher finden sich 97 % aller PVA im Niederspannungsnetz. Das entspricht 68 % der installierten Gesamtleistung. 80 % dieser Anlagen liegen im Leistungsbereich von 2 kW...22 kW [Deua]. Scheffler ermittelt das PVA-Potenzial anhand der typischen Dachflächen in verschiedenen Siedlungsgebieten. Bei einem üblichen Steildach mit 20°...50° Neigung wird der von der Grundfläche projizierte nutzbare Dachflächenanteil mit 40 % abgeschätzt [Sch02]. Für eine Grundfläche von 150 m² und eine Dachneigung von 30 % ergibt sich beispielhaft eine nutzbare Fläche von rund 70 m².

Für die *modellhafte Abbildung* von PVA sind neben technischen Modulparametern wie der Peakleistung P_{MPP} auch Kenngrößen des Gesamtsystems erforderlich. So wird bereits an dieser Stelle die Anzahl der Module n_{Mod} sowie deren Azimut- und Anstellwinkel α_{PVA} und γ_{PVA} definiert. Als Basismodul dient dabei das Modell P220/6 von Solon, basierend auf polykristallinem Silizium. Dieser Zelltyp besitzt gegenwärtig die größte Verbreitung³⁴. Für die Anzahl der zusammenschalteten Module wurden verschiedene Varianten gewählt, die das Spektrum der gegenwärtig installierten Dachanlagen nach [Deua] abdecken. Für die Aufstellung wurden optimale Bedingungen zugrunde gelegt: Ausrichtung nach Süden bei 30° Anstellwinkel. Die Kenngrößen für die *Bausteindefinition* der PVA wurden von Referenzmodulen aus Quaschnig übernommen [Qua09].

Wind zu Strom

WEA sind ebenfalls in Leistungsbereichen ab wenigen kW zu finden. Gleichwohl haben sich Anlagen im MW-Bereich etabliert. Insgesamt sind nur 3 % der Anlagen an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Zudem deutet der Trend auf die Erschließung der Offshore-Potenziale und somit größere Leistungseinheiten hin. Dennoch wird auch bei Klein-WEA ein Wachstum prognostiziert [Wor12]. Gerade aufgrund besserer Akzeptanz und Planbarkeit könnten sie an Bedeutung gewinnen. Von den derzeit rund 700 installierten WEA im NS-Netz liegen 80 % im Leistungsbereich unter 100 kW.

Das wichtigste Abgrenzungsmerkmal für WEA ist die installierte Anlagenleistung. In Niederspannungsnetzen sind nur einzelne Klein-WEA relevant. Für die Modellierung des Einspeiseverhaltens wurden daher Referenzanlagen im Bereich 2,5 kW...50 kW definiert. Zur Charakterisierung ist neben den Auslegungswerten der Leistung (P_{Nenn}) und Windgeschwindigkeit ($v_{W,Nenn}$) insbesondere die Nabenhöhe (H_{Nabe}) erforderlich, da die Windverhältnisse stark mit der Höhe variieren. So ist eine Anpassung der in den Standortbausteinen³⁵ hinterlegten Wind-Messreihen erforderlich, da diese fast ausschließlich bei einer definierten Höhe von 10 m gemessen wurden. Die Umrechnung wird in Abschnitt 3.4 beschrieben. Daneben wird von vielen Herstellern eine *Leistungskennlinie* angegeben, aus der das Einspeiseverhalten der Anlage bei variierender Windgeschwindigkeit ersichtlich ist. Die Kennlinie wird für die spätere Modellbildung verwendet. Die Daten wurden aus einer Marktübersicht zu verfügbaren Klein-WEA entnommen [All].

³⁴ 85 % der weltweit installierten PVA basieren auf Silizium-Zellen [WADH10].

³⁵ Vgl. Abschnitt 2.2.

Bausteindefinition

Die definierten *Referenzanlagen* der Gruppen **WEA** und **PVA** werden in Tabelle 2.7 gezeigt. Zur einheitlichen Kennzeichnung der Leistungsbereiche wird wie bei den Energiewandlern und -speichern das Segmentierungsschema A.1 im Anhang A.1 verwendet.

2.4.5 Konnektoren

Um die Versorgungssysteme zu modellieren werden zusätzlich Anlagen abgegrenzt, die der Bilanzierung von Energieströmen im Netz dienen. Diese *Konnektoren* dienen als Verbindungselement zwischen unterschiedlichen Bilanzierungsebenen. Es werden drei Gruppen unterschieden: Bilanzkonnektoren, Netzkonnektoren und Lastkonnektoren.

Bilanzkonnektoren (**NB**) sind nur für Anlagentopologien der *zentralen Anbindung* definiert, denn sie dienen dem Im- und Export von Energie über die Systemgrenze hinweg. Dadurch kann die Anbindung des Modellgebietes an die zentrale Versorgung abgebildet werden. Es werden Bilanzkonnektoren für jede der drei leitungsgebundenen Endenergiearten definiert: NBch für Gas, NBel für Strom und NBth für Wärme. *Netzkonnektoren* (**NG**) verbinden das Versorgungsnetz (Mesoebene) mit dem Anlagennetz (Mikroebene) und erlauben so Netzbezug und -rückspeisung von Energie. Sie sind daher für alle Anlagentopologie-Klassen erforderlich³⁶. Physikalisch entsprechen sie dem Hausanschluss für Gas (**NGch**), Strom (**NGel**) und Wärme (**NGth**). An *Lastkonnektoren* (**NL**) wird die Endenergie an die Verbraucher übergeben und in Nutzenergie umgewandelt. Sie entsprechen damit den Senken des Bilanzierungsbereiches. Als Abgrenzung dienen daher nicht die Endenergiearten sondern die Anwendungsbereiche: NLel repräsentiert den Stromverbrauch, NLwh den TWW-Verbrauch und NLsh den RW-Verbrauch.

Die Konnektoren sind in erster Linie *Hilfskomponenten*, die der Modellbilanzierung dienen. Daher werden keine weiteren Restriktionen angenommen: Energie kann ohne Leistungsbeschränkungen verlustfrei und bidirektional zwischen den Ebenen übertragen werden.

³⁶ Mit Ausnahme des Sonderfalls einer vollständig gebäudeautarken Versorgung mit Strom, TWW und RW in der Topologiekategorie *lokale Versorgung*.

Tabelle 2.7: Definierte Bausteine der Komponente *Anlage, Regenerative Erzeuger*

Bausteine Anlage Regenerative Erzeugung						
PVA_1	Modell		Moduldaten		Gesamtsystem	
	Hersteller	Solon	P_{MPP} [W]	235	η_{Modul}	10
	Modellbez.	P220/6+	η [%]	14,3	α_{Azimut} [°]	0 (Süden)
	Zelltyp	Polykrist. Silizium	A_{Modul} [m ²]	1,64	$\alpha_{Neigung}$ [°]	30
			NOCT [°C]	48,0	P_{System} [W]	2.350
PVA_2	Modell		Moduldaten		Gesamtsystem	
	Hersteller	Solon	P_{MPP} [W]	235	η_{Modul}	30
	Modellbez.	P220/6+	η [%]	14,3	α_{Azimut} [°]	0 (Süden)
	Zelltyp	Polykrist. Silizium	A_{Modul} [m ²]	1,64	$\alpha_{Neigung}$ [°]	30
			NOCT [°C]	48,0	P_{System} [W]	7.050
PVA_3	Modell		Moduldaten		Gesamtsystem	
	Hersteller	Solon	P_{MPP} [W]	235	η_{Modul}	60
	Modellbez.	P220/6+	η [%]	14,3	α_{Azimut} [°]	0 (Süden)
	Zelltyp	Polykrist. Silizium	A_{Modul} [m ²]	1,64	$\alpha_{Neigung}$ [°]	30
			NOCT [°C]	48,0	P_{System} [W]	14.100
PVA_4	Modell		Moduldaten		Gesamtsystem	
	Hersteller	Solon	P_{MPP} [W]	235	η_{Modul}	120
	Modellbez.	P220/6+	η [%]	14,3	α_{Azimut} [°]	0 (Süden)
	Zelltyp	Polykrist. Silizium	A_{Modul} [m ²]	1,64	$\alpha_{Neigung}$ [°]	30
			NOCT [°C]	48,0	P_{System} [W]	28.200
PVA_5	Modell		Moduldaten		Gesamtsystem	
	Hersteller	Solon	P_{MPP} [W]	235	η_{Modul}	250
	Modellbez.	P220/6+	η [%]	14,3	α_{Azimut} [°]	0 (Süden)
	Zelltyp	Polykrist. Silizium	A_{Modul} [m ²]	1,64	$\alpha_{Neigung}$ [°]	30
			NOCT [°C]	48,0	P_{System} [W]	58.750
WEA_1	Modell		Kenngrößen		Kennlinie	
	Hersteller	Partzsch	P_{Nenn} [W]	2.500		
	Modellbez.	Pawicon-2500	v_{Nenn} [m/s]	20,0		
	Achse	Horizontal	H_{Nabe} [m]	10,0		
			D_{Rotor} [m]	3,5		
WEA_2	Modell		Kenngrößen		Kennlinie	
	Hersteller	S&W Energiesysteme	P_{Nenn} [W]	7.500		
	Modellbez.	S&W 7.5	v_{Nenn} [m/s]	12,0		
	Achse	Horizontal	H_{Nabe} [m]	15,0		
			D_{Rotor} [m]	5,5		
WEA_3	Modell		Kenngrößen		Kennlinie	
	Hersteller	Fortis Wind Energy	P_{Nenn} [W]	10.000		
	Modellbez.	Alice Wind Turbine	v_{Nenn} [m/s]	13,0		
	Achse	Horizontal	H_{Nabe} [m]	20,0		
			D_{Rotor} [m]	7,0		
WEA_4	Modell		Kenngrößen		Kennlinie	
	Hersteller	S&W Energiesysteme	P_{Nenn} [W]	20.000		
	Modellbez.	S&W 20.0	v_{Nenn} [m/s]	12,0		
	Achse	Horizontal	H_{Nabe} [m]	25,0		
			D_{Rotor} [m]	8,9		
WEA_5	Modell		Kenngrößen		Kennlinie	
	Hersteller	Endurance	P_{Nenn} [W]	50.000		
	Modellbez.	E3120	v_{Nenn} [m/s]	10,0		
	Achse	Horizontal	H_{Nabe} [m]	35,6		
			D_{Rotor} [m]	19,2		

2.5 Gebäude

Mit den Gebäuden rücken die Verbraucher in den Fokus der Betrachtung. In dieser Arbeit werden Wohngebäude untersucht. Das *Ziel* ist es, die aus Sicht des Energieverbrauches wesentlichen Merkmale herauszuarbeiten, um darauf aufbauend *Gebäudetypen* zu definieren. Auf Basis der Typologie werden anschließend *Referenzgebäude* mit konkreten Merkmalsausprägungen abgeleitet, die später zur Szenariendefinition genutzt werden können.

Die Gebäude besitzen im Gerüst des virtuellen Versorgungssystems eine wichtige *Schnittstellenfunktion*, wie im Schema der Komponenten auf Seite 17 ersichtlich ist. Durch die Anknüpfung an Netzkoppelpunkte der lokalen Versorgung sind sie mit der *Erzeugerseite* verbunden. Durch die Anlagentopologie am selben Koppelpunkt wird bspw. bestimmt, ob der thermische Gebäudebedarf konventionell über einen Gaskessel³⁷ oder durch einen Anschluss zum Wärmenetz³⁸ gedeckt wird. Gleichzeitig bestimmen sie maßgeblich die *Verbraucherseite*. Zum einen über die Gebäudemerkmale selbst, die für den Heizenergiebedarf (RW) bedeutsam sind. Zum anderen über die Verknüpfung zu den Haushalten, die besonders den Bedarf an Trinkwarmwasser (TWW) und Strom prägen.

2.5.1 Datenauswertung

Für die Analyse von Gebäuden kann auf eine Vielzahl ingenieurwissenschaftlicher Untersuchungen zurück gegriffen werden. In der wissenschaftlichen Aufarbeitung wird nach den in dieser Untersuchung verwendeten Betrachtungsebenen Mikro- und Mesoebene unterschieden.

Auf der *Mikroebene* werden Einzelgebäude betrachtet, wobei konstruktive und baulich-physikalische Merkmale zur Abgrenzung herangezogen werden. Ziel ist es, den Gebäudebestand systematisch zu analysieren, um Aussagen über den Energieverbrauch zu treffen. Eine bedeutende Erhebung ist die „Datenbasis Gebäudebestand“, die zuletzt 2010 vom Institut Wohnen und Umwelt (IWU) veröffentlicht wurde [DCRC10]. Darin wurden etwa 7400 Wohngebäude aus circa 50 % der deutschen Kreise erfasst, indem eine Befragung der Gebäudeeigentümer zu den relevanten Informationen durchgeführt wurde. Auf Basis dieses Bestandes wurde vom IWU die „Deutsche Gebäudetypologie“ entwickelt, die eine Klassifizierung der Bestandsgebäude ermöglicht [Ins11]. Mittlerweile wurden auf europäischer Ebene durch das Projekt „TABULA“ bestehende länderspezifische Typologien harmonisiert [Ins].

Auf der *Mesoebene* dagegen werden Gebäude im räumlichen Kontext analysiert. Anstelle des Einzelgebäudes werden homogene Bebauungsstrukturen untersucht, je nach Abgrenzung auf Basis von Straßenverläufen, Wohngebieten oder Stadtquartieren. Ansätze auf Basis der von Roth entwickelten Siedlungstypologie werden in Abschnitt 2.3 genutzt, um Topologien auf der Mesoebene zu definieren. In diesem Abschnitt werden Gebäude auf der *Mikroebene* analysiert.

³⁷ Vgl. Baustein **VT1** auf Seite 35

³⁸ Vgl. Baustein **VT3** auf Seite 35

2.5.2 Typisierung

Die „*Deutsche Gebäudetypologie*“ vom IWU untergliedert sämtliche Wohngebäude nach den Merkmalen Baualter und Größenklasse. Die Einteilung nach *Baualter* berücksichtigt die jeweils geltenden Normen und Verordnungen aus der Entstehungszeit. So spielte der Wärmeschutz im Verlauf des 20ten Jahrhunderts eine immer größere Rolle. Erstmals motiviert durch die Ölkrise 1973, später forciert durch die Wärmeschutzverordnungen I, II und III, die schließlich in der Festlegung von Obergrenzen für den Jahresheizwärmebedarf von Neubauten mündeten. Seit 2002 sieht die EnEV, zuletzt novelliert in 2012, Kriterien für Neubau und Sanierung vor. Diese Phasen werden durch die Baualtersklassen A...J berücksichtigt. Die *Größenklasse* grenzt nach Anzahl und Anordnung der Wohneinheiten (WE) ab. Es werden fünf Kategorien unterschieden: Einfamilienhaus (EFH), Reihenhaus (RH), Mehrfamilienhaus (MFH) und großes Mehrfamilienhaus (GMH) sowie Hochhaus [Ins11].

Aus dieser Abgrenzung wurden 36 relevante *Basistypen* definiert, die anhand der zuletzt 2010 durch das IWU veröffentlichten Datenerhebung zum Gebäudebestand in Deutschland charakterisiert wurden [DCRC10]. Dabei wurden Mustergebäude ausgewählt, die bestimmte Gebäudetypen repräsentieren. Für jedes Mustergebäude wurde ein Steckbrief mit Kennwerten erstellt, der neben konstruktiven Merkmalen auch Aufschluss über den jährlichen *Heizwärmebedarf* gibt. Dabei wurde der Wärmebedarf des Gebäudes für den Normalzustand sowie für durchgeführte Modernisierungsmaßnahmen aufgelistet. Abbildung 2.11 zeigt Bestand und Energiekennwerte zu den einzelnen Gebäudetypen. Der Bestand bezieht sich auf die Anzahl der WE.

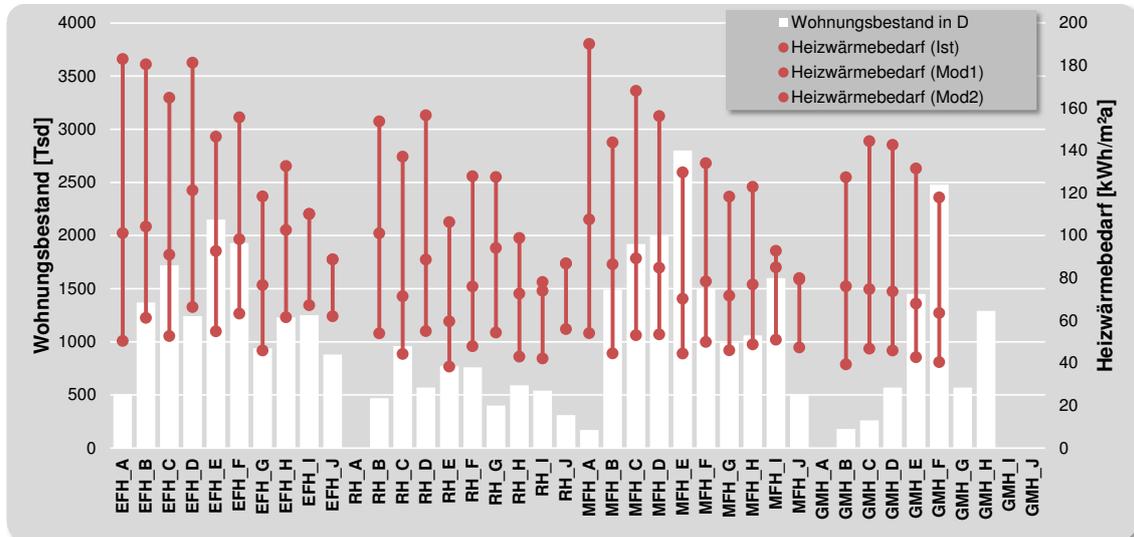


Abbildung 2.11: Gebäudebestand und Energiekennwerte gem. [Ins11]

Modifizierte Gebäudetypen

Für die spätere Modellbildung ist es zweckmäßig, auf Basis der anerkannten und umfassenden Gebäudeabgrenzung des IWU eine *vereinfachte Typologie* zu entwickeln mit dem Ziel, ähnliche Typen noch weiter zusammen zu fassen. Damit sollen die Typen innerhalb einer Größenklasse hinsichtlich des Energieverbrauches noch

heterogener verteilt sein, als dies bislang der Fall ist. Daher werden anstelle der bestehenden 10 Baualtersklassen drei *Wärmeschutzklassen* definiert: „Altbau“, „Neubau“ und „Innovativ“. „Altbau“ umfasst Gebäude, die dem Wärmeschutzniveau bis 1978 entsprechen, „Neubau“ umfasst die Gebäude, die modernisiert oder zwischen 1978...2009 errichtet wurden. „Innovativ“ steht stellvertretend für alle nach modernsten Standards bzw. zukünftig errichteten Gebäude.

Das Merkmal *Baugröße*, das in der Typologie nach IWU auch konstruktive Merkmale umfasst, wird im Folgenden allein auf die Anzahl der WE angewendet. Dabei werden vier Klassen abgegrenzt: „Einfamilienhaus (EFH)“, „Zweifamilienhaus (ZFH)“, „Mehrfamilienhaus mit 3 WE...6 WE (MFA)“ sowie „Mehrfamilienhaus ab 7 WE (MFB)“. Abbildung 2.12 zeigt das modifizierte Typologie-Schema in Form eines morphologischen Kastens. Dadurch werden 12 Gebäudetypen abgegrenzt.

Merkmal	Ausprägungen			
Größe	EFH 1 WE	ZFH 2 WE	MFA 3...6 WE	MFB ≥7 WE
Baualter	Altbau bis 1978	Neubau 1978...2009	Innovativ ab 2009	

Abbildung 2.12: Modifizierte Gebäudetypologie

Für jeden der 12 Gebäudetypen können nach den vom IWU spezifizierten Mustergebäuden *Referenzgebäude* abgeleitet werden. Bei den Mustergebäuden sind jeweils drei Varianten angegeben: Ist-Zustand, Modernisierungsstufe 1 und Modernisierungsstufe 2. Bei der Modernisierung wird u.a. die Außenhülle durch verschiedene Maßnahmen gedämmt, so dass der Jahresheizwärmebedarf entsprechend abgesenkt wird. Die Referenzgebäude der Wärmeschutzklasse *Innovativ* basieren bspw. auf einem IWU-Mustergebäude mit allen definierten Modernisierungsmaßnahmen (Stufe 2).

2.5.3 Bausteindefinition

Tabelle 2.8 zeigt sämtliche 12 *Referenzgebäude* mit den jeweiligen Typeninformationen sowie den für die Modellbildung wesentlichen Kennwerten³⁹.

Die notwendige Detailtiefe bei der Beschreibung der Referenzgebäude folgt aus der Schnittstelle zur Komponente Haushalt⁴⁰ sowie den in Kapitel 3 entwickelten Methoden zur Modellierung der *Verbraucherlast*. Durch den dort gewählten empirischen Ansatz zur Abbildung des RW-Bedarfes (Abschnitt 3.3) werden energetische und einfache konstruktive Merkmale benötigt, indes keine bauphysikalischen Kennwerte der Gebäudehülle. In Abschnitt 3.2 wird ein detailliertes Lastmodell zur Abbildung des fluktuierenden Strom- und TWW-Bedarfes entwickelt. Dafür werden Informationen über die Fenster- und Grundfläche sowie die Ausrichtung der einzelnen Räume

³⁹ Daneben ist auch die Kennung des IWU-Mustergebäudes angegeben, auf dem die Kennwerte basieren. Die letzte Ziffer gibt die entsprechende Stufe der nachträglich durchgeführten Modernisierung an.

⁴⁰ Die Verknüpfung zwischen Gebäude und Haushalt ergibt sich aus der Anzahl der WE.

Tabelle 2.8: Definierte Bausteine der Komponente *Gebäude*

Bausteine Gebäude					
EFH_1	Gebäudetyp				
	Bezeichnung	EFH_1			
	Wärmeschutz	Altbau	Neubau	Innovativ	
	Größe	EFH	ZFH	MFA	MFB
	Kenngroßen				
	n_{WE}	1	$n_{Geschoss}$	1	
$A_{beheizt} [m^2]$	158	$A_{Fenster} [m^2]$	34,2		
$Q_H [kWh/m^2a]$	156	IWU-Typ	EFH_F_0		
EFH_2	Gebäudetyp				
	Bezeichnung	EFH_2			
	Wärmeschutz	Altbau	Neubau	Innovativ	
	Größe	EFH	ZFH	MFA	MFB
	Kenngroßen				
	n_{WE}	1	$n_{Geschoss}$	1	
$A_{beheizt} [m^2]$	137	$A_{Fenster} [m^2]$	29,7		
$Q_H [kWh/m^2a]$	133	IWU-Typ	EFH_H_0		
EFH_3	Gebäudetyp				
	Bezeichnung	EFH_3			
	Wärmeschutz	Altbau	Neubau	Innovativ	
	Größe	EFH	ZFH	MFA	MFB
	Kenngroßen				
	n_{WE}	1	$n_{Geschoss}$	1	
$A_{beheizt} [m^2]$	137	$A_{Fenster} [m^2]$	29,7		
$Q_H [kWh/m^2a]$	61	IWU-Typ	EFH_H_2		
ZFH_1	Gebäudetyp				
	Bezeichnung	ZFH_1			
	Wärmeschutz	Altbau	Neubau	Innovativ	
	Größe	EFH	ZFH	MFA	MFB
	Kenngroßen				
	n_{WE}	2	$n_{Geschoss}$	1	
$A_{beheizt} [m^2]$	242	$A_{Fenster} [m^2]$	45,2		
$Q_H [kWh/m^2a]$	146	IWU-Typ	EFH_E_0		
ZFH_2	Gebäudetyp				
	Bezeichnung	ZFH_2			
	Wärmeschutz	Altbau	Neubau	Innovativ	
	Größe	EFH	ZFH	MFA	MFB
	Kenngroßen				
	n_{WE}	2	$n_{Geschoss}$	2	
$A_{beheizt} [m^2]$	196	$A_{Fenster} [m^2]$	27,0		
$Q_H [kWh/m^2a]$	118	IWU-Typ	EFH_G_0		
ZFH_3	Gebäudetyp				
	Bezeichnung	ZFH_3			
	Wärmeschutz	Altbau	Neubau	Innovativ	
	Größe	EFH	ZFH	MFA	MFB
	Kenngroßen				
	n_{WE}	2	$n_{Geschoss}$	1	
$A_{beheizt} [m^2]$	242	$A_{Fenster} [m^2]$	45,2		
$Q_H [kWh/m^2a]$	55	IWU-Typ	EFH_E_2		
MFA_1	Gebäudetyp				
	Bezeichnung	MFA_1			
	Wärmeschutz	Altbau	Neubau	Innovativ	
	Größe	EFH	ZFH	MFA	MFB
	Kenngroßen				
	n_{WE}	4	$n_{Geschoss}$	4	
$A_{beheizt} [m^2]$	284	$A_{Fenster} [m^2]$	54,1		
$Q_H [kWh/m^2a]$	144	IWU-Typ	MFH_B_0		
MFA_2	Gebäudetyp				
	Bezeichnung	MFA_2			
	Wärmeschutz	Altbau	Neubau	Innovativ	
	Größe	EFH	ZFH	MFA	MFB
	Kenngroßen				
	n_{WE}	5	$n_{Geschoss}$	3	
$A_{beheizt} [m^2]$	353	$A_{Fenster} [m^2]$	80,5		
$Q_H [kWh/m^2a]$	123	IWU-Typ	MFH_H_0		
MFA_3	Gebäudetyp				
	Bezeichnung	MFA_3			
	Wärmeschutz	Altbau	Neubau	Innovativ	
	Größe	EFH	ZFH	MFA	MFB
	Kenngroßen				
	n_{WE}	4	$n_{Geschoss}$	3	
$A_{beheizt} [m^2]$	213	$A_{Fenster} [m^2]$	40,1		
$Q_H [kWh/m^2a]$	50	IWU-Typ	MFH_F_2		
MFB_1	Gebäudetyp				
	Bezeichnung	MFB_1			
	Wärmeschutz	Altbau	Neubau	Innovativ	
	Größe	EFH	ZFH	MFA	MFB
	Kenngroßen				
	n_{WE}	9	$n_{Geschoss}$	3	
$A_{beheizt} [m^2]$	575	$A_{Fenster} [m^2]$	98,7		
$Q_H [kWh/m^2a]$	156	IWU-Typ	MFH_D_0		
MFB_2	Gebäudetyp				
	Bezeichnung	MFB_2			
	Wärmeschutz	Altbau	Neubau	Innovativ	
	Größe	EFH	ZFH	MFA	MFB
	Kenngroßen				
	n_{WE}	10	$n_{Geschoss}$	3	
$A_{beheizt} [m^2]$	707	$A_{Fenster} [m^2]$	161,0		
$Q_H [kWh/m^2a]$	123	IWU-Typ	MFH_H_0		
MFB_3	Gebäudetyp				
	Bezeichnung	MFB_3			
	Wärmeschutz	Altbau	Neubau	Innovativ	
	Größe	EFH	ZFH	MFA	MFB
	Kenngroßen				
	n_{WE}	10	$n_{Geschoss}$	3	
$A_{beheizt} [m^2]$	707	$A_{Fenster} [m^2]$	161,0		
$Q_H [kWh/m^2a]$	49	IWU-Typ	MFH_H_2		

einer WE benötigt. Daher wird zusätzlich ein einfaches, geometrisches *Raummodell* definiert, das auf alle Gebäudetypen anwendbar ist. In diesem rasterförmigen Modell werden die Räume auf Basis der Einheitsfläche A_E , der Einheitslänge a_E und der Einheitshöhe h_E definiert. Ausgehend von den durch das Gebäude vorgegebenen Kenngrößen Anzahl der Wohneinheiten n_{WE} , Grundfläche A_G und Fensterfläche A_F ist so jeder Raum einer WE genau definiert. Abbildung 2.13 illustriert dieses Raummodell und zeigt die Aufteilung der Referenz-WE, die für alle Gebäude zugrunde gelegt wird. Diese Referenz-WE besteht aus Wohnzimmer (WZ), Schlafzimmer (SZ), Flur (FL), Küche (KU), Bad (BD) und Nebenzimmer (NZ).

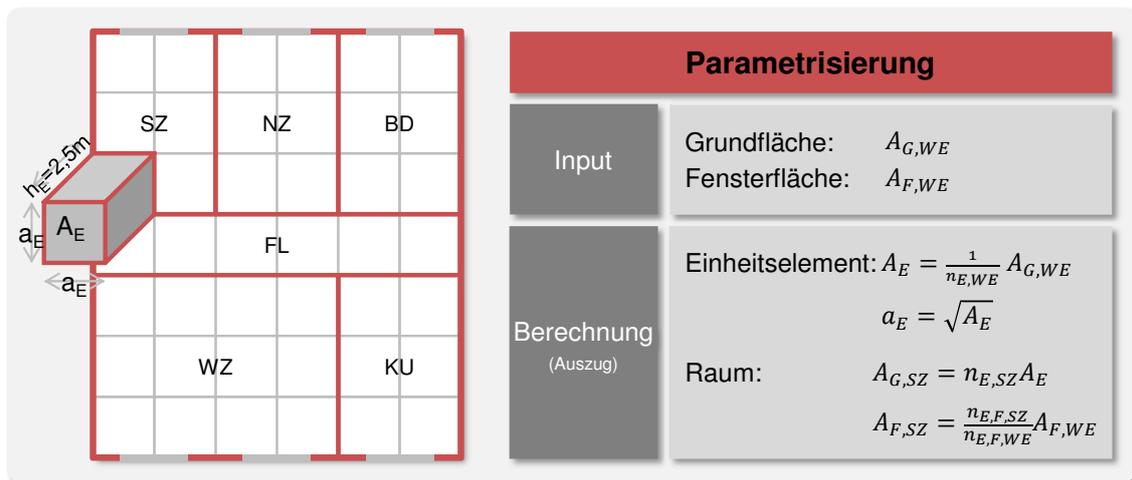


Abbildung 2.13: Geometrisches Modell der Wohneinheiten

2.6 Haushalt

Die Untersuchung der Haushalte hat zum *Ziel*, die Verbraucherseite detaillierter zu beschreiben, als es auf Basis der Gebäude möglich ist. Im ökonomischen Sinne wird ein Haushalt als soziale Wirtschaftseinheit verstanden, die das Ziel der Bedarfsdeckung verfolgt. Ein Teil dieses Bedarfes schlägt sich im Energieverbrauch nieder, der für diese Untersuchung wesentlich ist. Daher werden Haushalte im Folgenden hinsichtlich verbrauchsrelevanter Merkmale untersucht. Es wird eine Abgrenzung auf Basis der *Energieanwendung* sowie der *Geräteausstattung* vorgenommen. Ziel ist es, die wesentlichen Haushaltstypen zu identifizieren und für die spätere Modellbildung *Referenzhaushalte* zu definieren.

Das Schema der Komponenten auf Seite 17 illustriert die Einbindung der Haushalte in das virtuelle Versorgungssystem. Dort sind die Haushalte über die Anzahl der WE mit den Gebäuden verknüpft. Die Gebäude sind für den Raumwärmebedarf (RW) ausschlaggebend. Darüber hinaus ist der Energiebedarf der Haushalte, insbesondere der Bedarf an Trinkwarmwasser (TWW) und Strom, von den Lebens- und Konsumgewohnheiten der Personen abhängig. Diese *sozio-ökonomische Seite* bildet den Schwerpunkt der Analyse in diesem Abschnitt. Auf der *technischen Seite* sind Merkmale des Gebäudes und der Endgeräte zu berücksichtigen. Beide Elemente werden gesondert analysiert. Um die Verknüpfung zwischen Haushalt und Endgerät abzubilden, werden Aspekte der Endgeräteausstattung ebenfalls in die Haushaltsanalyse einbezogen.

2.6.1 Datenauswertung

Energieverbrauch

Es gibt eine Reihe *statistischer Erhebungen* zu den Ausprägungen verschiedener Haushaltsmerkmale in Deutschland. Die umfassendste Erhebung stellt der Mikrozensus dar, in dem jährlich durch Befragung 1% aller deutschen Haushalte zu ihrer Lebens-, Arbeits- und Wohnsituation befragt werden. Hier sollen Merkmale zur Abgrenzung und Typisierung verwendet werden, die einen Einfluss auf den Energieverbrauch der Haushalte haben. Dazu wurde die Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) aus 2008 heran gezogen [Sta10].

Die EVS zeigt auf, wie *Aufwendungen für den Energiekonsum* der Haushalte von einzelnen Haushaltsmerkmalen abhängen. Ein durchschnittlicher Haushalt gibt monatlich etwa 140 € für Energie aus. Die Ausgaben und somit der Energiekonsum korreliert mit der Haushaltsgröße. So geben Ein-Personen-Haushalte 93 €, Haushalte mit mehr als 5 Personen dagegen 221 € aus. Ein weiterer Indikator für die Energieausgaben ist das Haushalts-Nettoeinkommen. Während die absoluten Ausgaben mit steigendem Einkommen zunehmen (von 73 auf 212 €), nimmt der relative Anteil der Energieausgaben an den Gesamtausgaben ab (von 8,7 auf 5,0%).

Ein empirisch nachgewiesener Zusammenhang besteht auch zwischen dem *Lebenszyklus* des Haushaltes⁴¹ und dem Energiekonsum. Junge Haushalte in der Gründungs-

⁴¹ Vereinfacht dem Alter der Haushaltsmitglieder.

phase verbrauchen mehr Energie pro Kopf, verglichen mit Familien. Der Grund sind Skaleneffekte sowie der geringere Verbrauchsanteil der Kinder. Mit zunehmendem Alter kehrt sich dieser Effekt wieder um. Dieser Zusammenhang wird auch als *U-Kurve* bezeichnet (siehe [Esp11]).

Die *Energieanwendung* in Haushalten bezeichnet die Umwandlung von Endenergie in Nutzenergie – sei es zur Erzeugung von Raumwärme, zum Wäsche waschen oder zum Kochen. In den verfügbaren Energiestatistiken kommen verschiedene Bilanzierungsarten zur Anwendung. Grundsätzlich muss zwischen einer Bilanzierung auf Basis der Endenergieträger und auf Basis der Energieanwendungs- bzw. Geräteearten unterschieden werden. Während der Verbrauch der Endenergieträger messbar ist, ist die Verteilung auf die einzelnen Anwendungsbereiche deutlich schwieriger zu erfassen.

In Energiestatistiken werden die *Anwendungsbereiche* Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Prozesskälte, Mechanische Energie, Information und Kommunikation sowie Beleuchtung abgegrenzt (Vgl. [Bun13b, AGE, Bund, Rhe11]). Bei dieser Abgrenzung nach *Nutzenergieart* ergeben sich Einschränkungen in der Übertragbarkeit, denn viele Haushaltsgeräte lassen sich nicht genau einer Nutzenergieart zuordnen. So hat das Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) zur Erstellung der Anwendungsbilanz für Privathaushalte den Verbrauch der Waschmaschine anteilig den Bereichen Prozesswärme (Wasser vorheizen) und Mechanische Energie (Antrieb des Elektromotors) zugewiesen [Rhe11]. In dieser Untersuchung soll der Verbrauch hingegen bis zu den einzelnen Endgeräten nachvollzogen werden.

Die Erhebung der Energieagentur Nordrhein-Westfalen (EANRW) dagegen grenzt Stromverbräuche nach *Gerätegruppen* ab (siehe [Eneb]). Dadurch können Gerät und Anwendungsart eindeutig verknüpft werden. Zudem werden Verbräuche zusätzlich nach Haushaltgröße differenziert. In der Erhebung wurde ein Online-Stromcheck eingesetzt, um die Ausstattung und die Verbrauchsgewohnheiten der Nutzer abzufragen. Die jeweiligen Verbräuche konnten vom Nutzer teilweise selbst eingegeben werden. Tabelle 2.9 zeigt die mittleren Verbrauchswerte der untersuchten Haushalte.

Die *Anwendungsbereiche* unterscheiden sich stark hinsichtlich der Gerätezuordnung. So ist der Bürobereich im Gesamtstromverbrauch führend. Dieser Verbrauch verteilt sich jedoch auf eine Vielzahl von Geräten wie PC, Notebook, Telefon, Router, Drucker, Monitor u.a.. Aufgrund der vielen Parameter der Gerätetechnik und -nutzung ist er entsprechend schwierig zu charakterisieren. Die Kategorie Kühlen hingegen umfasst Kühlschrank sowie Kühl- und Gefrierkombination. Eine Unterteilung der Gerätegruppen erfolgt weiter unten.

Diese Erhebung bildet nur die Anwendungsbereiche ab, die durch den Endenergieträger Strom gedeckt werden. RW und TWW werden somit nur für die Haushalte bilanziert, in denen die Bereitstellung elektrisch erfolgt⁴². Für die spätere Modellentwicklung⁴³ wird es notwendig sein, Endenergieträger und Endenergieanwendung voneinander zu entkoppeln, um eine modulare Verknüpfung der Haushalte mit den Komponenten Gebäude, Anlagentopologie und Endgerät zu ermöglichen. Somit

⁴² Während TWW explizit ausgewiesen ist, ist RW in Form von Direktheizsystemen in Diverses enthalten. Der Strombedarf von Nachtspeicherheizungen wird dagegen nicht bilanziert.

⁴³ Speziell für die Validierung des zu entwickelnden Lastmodells.

Tabelle 2.9: Energieanwendung in Haushalten (Endenergieträger Strom) gemäß [Eneb]; Durchschnittswerte gewichtet mit der Haushaltsverteilung in Deutschland

Anwendung	Verbrauch nach HH Größe [kWh p.a.]					
	1P	2P	3P	4P	≥5P	Ø
Büro	347	419	531	609	703	431
TV/Audio	291	408	543	569	630	400
Warmwasser	316	429	516	544	632	412
Kühlen	337	393	431	454	473	384
Licht	229	297	375	474	638	307
Kochen	178	334	393	468	509	297
Diverses	163	218	294	348	481	227
Trocknen	56	153	283	410	525	167
Umwälzpumpe	140	171	253	321	382	190
Spülen	56	142	225	308	373	141
Waschen	89	138	202	259	330	144
Gefrieren	55	148	200	247	293	131
Summe	2.256	3.248	4.246	5.009	5.969	3.229

muss der Energieverbrauch, soweit möglich, auf den Ort der Nutzenergieerzeugung bezogen werden. Etwaige Nebenverbräuche der Versorgungsanlagen⁴⁴ werden nicht dem Haushalt zugerechnet.

Die auf Endenergieträgern basierende Bilanz gemäß Tabelle 2.9 wird daher modifiziert, um ein vollständiges Bild des Energieverbrauches in Haushalten, bezogen auf Endgerätegruppen, zu zeigen. Die Grundlage dafür bildet der EANRW-Datensatz, in dem auch Haushalte mit rein elektrischer TWW-Bereitung ausgewiesen werden [Eneb]. Der dort bilanzierte Endenergiebedarf der Warmwasserbereitung wird als Nutzenergiebedarf angenommen. Er ist somit unabhängig von der Versorgungsart⁴⁵. Ergänzt wurde die Anwendung RW, die vereinfacht aus der RWI-Bilanz übernommen wurde [Rhe11]. Dabei muss beachtet werden, dass dieser Bedarf den Endenergieverbrauch abbildet, der auch die Wärmeverluste der Versorgungsanlagen umfasst. Da der Raumwärmebedarf ohnehin nicht sinnvoll vom Gebäudetyp entkoppelt werden kann, wird eine detailliertere Betrachtung in Verbindung mit der Gebäudeanalyse in Abschnitt 2.5 vorgenommen. Tabelle 2.10 zeigt die modifizierte Anwendungsbilanz. Dabei werden die Verbrauchsanteile getrennt nach den Untergruppen Strom, TWW und RW ausgewiesen.

Analyse der Ausstattung

Ziel ist es, die aus Sicht der Energieanwendung wichtigen *Endgeräte* zu identifizieren, um danach die *Ausstattung* der Referenzhaushalte festlegen zu können. Anhand statistischer Erhebungen kann für viele Gerätearten die mittlere Ausstattung, teilweise differenziert nach Haushaltsgröße, ermittelt werden. Die wichtigsten Untersuchungen

⁴⁴ Ein Beispiel ist die Umwälzpumpe als elektrisches Hilfsaggregat der Heizungsanlage.

⁴⁵ Durch diese Annahme werden Verluste, die zwischen Endenergiebilanz und Nutzenergieumwandlung auftreten, vernachlässigt. Die Vereinfachung erscheint aufgrund der geringen Wandlungs- und Verteilverluste der verbrauchernahen elektro-thermischen Energiewandlung gerechtfertigt.

Tabelle 2.10: Energieanwendung in Haushalten (alle Endenergieträger) gemäß [Eneb, Rhe11]; Durchschnittswerte gewichtet mit der Haushaltsverteilung in Deutschland

Bedarfsbereich	Anwendung	Verbrauch nach HH Größe [kWh p.a.]					
		1P	2P	3P	4P	≥5P	Ø
Behaglichkeit / Hygiene	Licht	229	297	375	474	638	307
	Raumwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	12.048
	Warmwasser	705	1.069	1.427	1.757	2.094	1.065
Ernährung	Kochen	178	334	393	468	509	297
	Kühlen	337	393	431	454	473	384
	Gefrieren	55	148	200	247	293	131
Hausbewirtschaftung	Geschirr spülen	56	142	225	308	373	141
	Wäsche waschen	89	138	202	259	330	144
	Wäsche trocknen	56	153	283	410	525	167
Information und Kommunikation	Unterhaltungsel.	291	408	543	569	630	400
	Büro	347	419	531	609	703	431
Gebäudetechnik	Umwälzpumpe	140	171	253	321	382	190
∑	Strom	1.776	2.602	3.436	4.117	4.856	2.591
∑	Warmwasser	705	1.069	1.427	1.757	2.094	1.065
∑	Raumwärme	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	12.048

stammen vom statistischen Bundesamt. Die Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS) [Stac] geht auf Konsumgewohnheiten ein. Sie erfasst die Ausstattung der Haushalte mit Geräten und wird im Abstand von fünf Jahren⁴⁶ durchgeführt. Die Laufende Wirtschaftsrechnung (LWR) [Stab] wird jährlich mit einer Teilstichprobe aus der EVS durchgeführt. Sie erfasst ebenfalls die Ausstattung mit Gebrauchsgütern nach unterschiedlichen Haushaltsmerkmalen. Neben diesen Daten wurden Statistiken anderer Institute und Portale genutzt [SCF⁺05, Spr11, VuM12].

Die *Beleuchtung* gehört mit circa 150 kWh...200 kWh p.P. [Eneb] zu den bedeutenden Energieanwendungen im Haushalt, wobei elektrische Leuchtmittel als Endgeräte identifiziert werden können. Bei der Ausstattung mit Leuchtmitteln muss hinsichtlich der Leistung als auch der Technologie (Glühlampe, Leuchtstofflampe, LED) abgegrenzt werden.

Bei der Anwendung *RW* werden als Endgeräte die Heizkörper betrachtet, durch die der Nutzwärmestrom in den Wohnraum eingebracht wird, um die Temperatur innerhalb der Behaglichkeitsgrenzen zu halten. Der Heizwärmebedarf pro Jahr liegt in der Größenordnung 1000 kWh...10 000 kWh p.P. [Ins11], wobei ohne Gebäudeinformationen keine verlässlichen Angaben möglich sind.

Die Versorgung mit *TWW* kann für Haushalte in Deutschland als Basisausstattung gesehen werden. Der Nutzenergieverbrauch bezieht sich auf die Entnahme an der Zapfstelle. Die relevanten Zapfstellen im Haushalt sind Waschbecken, Dusche, Badewanne, Spülbecken und Bidet. Waschbecken, Spülbecken sowie Dusche mit oder ohne Badewanne sind in nahezu jedem Haushalt vorhanden. Der Nutzwärmeverbrauch liegt bei jedem dieser Endgeräte in der Größenordnung 50 kWh...500 kWh p.a. [VDIa]. Das Bidet dagegen kann nicht zur üblichen Ausstattung gezählt werden.

⁴⁶ Die letzte EVS wurde 2008 erhoben.

Geräte zum *Kochen*⁴⁷ wandeln oft elektrische in thermische Energie um. Sie haben damit einen großen Einfluss auf das Lastprofil. Den größten Anteil am Jahresverbrauch mit etwa 200 kWh p.P. haben E-Herde mit integriertem Backofen, die in etwa 78 % aller Haushalte zu finden sind [Spr11]. Oft sind dazu Dunstabzugshauben installiert. Die Ausstattung mit Gasherden ist demgegenüber vernachlässigbar klein, wie die Anwendungsbilanz nach Endenergieträgern zeigt [Bun13b]. Mehr als zwei von drei Haushalten sind jeweils mit Mikrowelle, Wasserkocher und Kaffeemaschine ausgestattet. Bei diesen Geräten kann von einer regelmäßigen Nutzung ausgegangen werden. Bei den Kaffeemaschinen kann zudem zwischen Filtermaschinen, Pad- oder Kapselgeräten, Vollautomaten und Espressomaschinen unterschieden werden. Etwa in jedem zweiten bis dritten Haushalt befinden sich zudem Fritteuse, Handrührgerät oder Küchenmaschine, wobei die Nutzungshäufigkeit hier deutlich geringer angenommen wird.

Zum *Kühlen* von Lebensmitteln werden Kühlschränke mit oder ohne Gefrierfach, Kühl-Gefrier-Kombinationen und Gefriergeräte genutzt. Kühlschränke sind in nahezu jedem Haushalt zu finden. Der Verbrauch liegt bei etwa 150 kWh p.P. [SCF⁺05]. Etwas mehr als die Hälfte der Haushalte nutzt zusätzlich Gefriergeräte. Neben der Geräteausstattung von Kühl- und Gefriergeräten spielt die Größe und das Alter eine besondere Rolle.

In die Kategorie *Hausbewirtschaftung* werden direkt die entsprechenden Endgeräte eingeordnet. Bei der Waschmaschine für die Textilreinigung kann nahezu von Vollausrüstung ausgegangen werden. Etwa 40 % der Haushalte besitzen zudem einen Wäschetrockner. Zwei Drittel aller Haushalte besitzen einen Geschirrspüler. Fast jeder Haushalt ist mit Bügeleisen und Staubsauger ausgestattet. Der Verbrauch liegt hier deutlich unter den zuvor genannten Geräten. Nur etwa ein Drittel der Haushalte hat zudem eine Nähmaschine.

In *Unterhaltungselektronik* werden eine Vielzahl von Geräten subsummiert. Bei Fernsehern kann hinsichtlich Technologie und Bauform sowie Anzahl der Haushaltsgeräte differenziert werden. Im Mittel stehen in jedem Haushalt 1,6 TV-Geräte, deren Jahresverbrauch je nach Geräteart und Nutzungsdauer mit 40 kWh...300 kWh p.P. angesetzt werden kann. Im Durchschnitt ist zu mehr als jedem zweiten TV-Gerät eine Set-Top-Box aufgestellt, die dem Empfang von Satellitenprogrammen oder Bezahlern dienen kann. Daneben sind DVD-Player (seltener Blu-Ray-Player) zu finden. Relevante Audiogeräte sind HiFi-Anlagen und Radios oder Radiowecker. Spielkonsolen sind nur in jedem vierten Haushalt zu finden. Ihr Verbrauch ist insgesamt eher gering.

In die Kategorie *Büro* werden Geräte der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) eingeordnet. Hier sind zunächst Festnetz- und Mobiltelefone zu nennen, die in fast allen Haushalten, oft mehrfach, vorkommen. Die Ausstattung mit stationären und mobilen Computern hat ebenfalls stark zugenommen. Neben diesen aktiv genutzten Geräten ist auch die Infrastruktur von Bedeutung. Nahezu jeder Haushalt verfügt über Empfangsgeräte wie ISDN-, DSL- oder Kabelmodems – oft in Verbindung mit WLAN-Modems für die kabellose Signalverteilung innerhalb der Wohneinheit. Jede zweite Wohnung ist mit einem Drucker ausgestattet. Andere Bürogeräte wie Scanner, Fax- und Kopiergerät sind seltener zu finden. Türsprech-

⁴⁷ Kochen soll hier als Oberbegriff für die Speisenzubereitung verstanden werden.

anlagen, die in etwa jedem zweiten Haushalt zu finden sind, lassen sich ebenfalls der Infrastruktur zurechnen.

Viele Geräte aus den Bereichen *Unterhaltungselektronik* und *Büro* sind durch einen hohen Standby-Verbrauch gekennzeichnet. Der Gesamtverbrauch der einzelnen Geräte ist, verglichen mit anderen Anwendungsbereichen, eher gering einzustufen.

Neben Haushaltsgeräten ist auch die *Gebäudeinfrastruktur* bedeutsam. Hier ist die Beleuchtung der Aufgänge zu nennen. Einen großen Anteil am Verbrauch hat die Umwälzpumpe. Allerdings ist sie Bestandteil des Versorgungssystems und kann nicht der Haushaltsausstattung zugerechnet werden.

Der *Fahrzeugverbrauch* wird dem Verkehrssektor zugerechnet. Durch die Entwicklung leistungsfähiger Batterien könnten elektrisch betriebene Personenkraftwagen, Krafträder oder Fahrräder künftig an Bedeutung gewinnen. Dadurch kann sich ein Teil des Verbrauches in den Bereich der Ortsnetze und der Haushalte verlagern. Das Potenzial liegt im Bereich 1000 kWh...4000 kWh pro Jahr und Person [MD].

2.6.2 Typisierung

Wie zuvor gezeigt wurde, sind *Größe* und *Ausstattung* der Haushalte verbrauchsbestimmende Merkmale. In einem Typisierungsschema auf Basis dieser Merkmale lassen sich aufgrund der Datenlage zudem relativ einfach Referenzhaushalte ableiten, und der später zu modellierende Energieverbrauch anhand der Anwendungsbilanzen validieren. Die Festlegung der Geräteausstattung ist indes für die Bottom-Up-Modellierung notwendig. Sie spielt ebenfalls für die Lastprofilgenerierung eine große Rolle. Abbildung 2.14 zeigt die Haushaltstypen als morphologischen Kasten.

Merkmals	Ausprägungen		
Haushaltsgröße	EPH 1 Person	ZPH 2 Personen	MPH ≥3 Personen
Ausstattung	Niedrig	Mittel	Hoch

Abbildung 2.14: Haushaltstypen

2.6.3 Bausteindefinition

Tabelle 2.11 zeigt die neun *Referenzhaushalte*, die in den Szenarienbaukasten eingehen. Die Charakterisierung der Referenzhaushalte erfolgt entsprechend den Anforderungen aus der Entwicklung des Lastmodells in Abschnitt 3.2. Dort werden Haushaltslastprofile auf Basis der Personenaktivitäten sowie der Ausstattung und Spezifikation der Endgeräte nachgebildet.

Um die Haushalte mit den Endgeräten zu verknüpfen, ist eine Festlegung der Haushaltsausstattung erforderlich. Dafür werden für jeden Referenzhaushalt, entsprechend seiner Ausstattungsklasse, die Ausstattungsniveaus für jede der zuvor bespro-

Tabelle 2.11: Definierte Bausteine der Komponente *Haushalt*

Bausteine Haushalt						
Referenzhaushalte	EP_1					
	Größe	1P	2P	≥3P		
	Ausstattung	Niedrig	Mittel	Hoch		
	EP_2					
	Größe	1P	2P	≥3P		
	Ausstattung	Niedrig	Mittel	Hoch		
	EP_3					
	Größe	1P	2P	≥3P		
	Ausstattung	Niedrig	Mittel	Hoch		
	ZP_1					
	Größe	1P	2P	≥3P		
	Ausstattung	Niedrig	Mittel	Hoch		
	ZP_2					
	Größe	1P	2P	≥3P		
	Ausstattung	Niedrig	Mittel	Hoch		
	ZP_3					
	Größe	1P	2P	≥3P		
	Ausstattung	Niedrig	Mittel	Hoch		
MP_1						
Größe	1P	2P	≥3P			
Ausstattung	Niedrig	Mittel	Hoch			
MP_2						
Größe	1P	2P	≥3P			
Ausstattung	Niedrig	Mittel	Hoch			
MP_3						
Größe	1P	2P	≥3P			
Ausstattung	Niedrig	Mittel	Hoch			
Ausstattungsgrade	Endgerät		Geräteausstattung			
	Gruppe	Bezeichnung	Niedrig	Mittel	Hoch	
	Behaglichkeit und Hygiene	Heizung		1	1	1
		Beleuchtung		1	1	2
		Waschbecken		1	1	1
		Dusche		1	1	1
		Badewanne		0	1	2
		Spülbecken		1	1	1
		Haartrockner		1	1	1
	Ernährung	Herd/Backofen		1	1	1
		Abzugshaube		1	1	1
		Mikrowelle		1	1	1
		Kaffeemaschine		1	2	2
		Wasserkocher		1	1	1
		Kühlschrank		1	2	2
		Gefrierschrank		0	0	1
	Hausbewirtschaftung	Geschirrspüler		0	1	1
		Waschmaschine		1	1	1
Wäschetrockner			0	0	1	
Staubsauger			1	1	1	
Bügeleisen			1	1	1	
Information und Kommunikation	TV-Gerät		1	2	2	
	Set-Top-Box		1	2	2	
	Audiogerät		1	1	1	
	Computer		1	1	1	
	Infrastruktur		1	2	3	

chenen Gerätearten festgelegt⁴⁸. Dies erfolgt zunächst auf einer ordinalen Skala von 0...3. Bei 0 ist das entsprechende Gerät nicht im Haushalt vorhanden. Die Stufen 1...3 werden genau nach Art und Anzahl entsprechender Geräte definiert. Dies erfolgt im Abschnitt 2.7, da es Kenntnisse über die technischen Parameter und Einsatzbedingungen einzelner Endgeräte voraussetzt. Bspw. kann das Ausstattungsniveau über die Variation der Gerätezahl oder Substitution durch ein höherwertigeres Gerät verändert werden.

⁴⁸ Zur Präzisierung: Die Ausstattungsklasse bezieht sich auf das allgemeine Typisierungsschema der Haushalte. Mit Ausstattungsniveau ist die Verteilung der einzelnen Geräte auf den jeweiligen Referenzhaushalt gemeint.

2.7 Endgerät

In Abschnitt 2.6 wurden Referenzhaushalte definiert, für die je Geräteart ein Ausstattungsniveau bestimmt wurde. Dadurch ist die Schnittstelle umschrieben, nach der die Endgeräte als Teil der Haushalte in das Modellgerüst⁴⁹ eingebunden werden. Nun sollen die Geräte selbst hinsichtlich der verbrauchsbestimmenden Merkmale untersucht werden. Das Ziel in diesem Abschnitt ist es, *Referenzgeräte* zu definieren und hinsichtlich des Lastverhaltens zu charakterisieren.

2.7.1 Ordnungsschema und Methode

An den Endgeräten wird die Endenergie in Nutzenergie umgewandelt und damit aus dem Bilanzraum abgeführt – sie repräsentieren somit die *Verbraucherlast* im virtuellen Versorgungssystem. Aus der übergeordneten Zielstellung ergibt sich die Anforderung, die zeitlich aufgelöste Verbrauchscharakteristik abzubilden. Fluktuationen treten vor allem in den Anwendungsbereichen TWW und Strom auf. Um diese Bereiche abzubilden, wurde ein *aktivitätsbasiertes Lastmodell*⁵⁰ entwickelt. Dabei wird die *Gerätenutzung* eines Haushaltes auf Basis von Personenaktivitäten simuliert. Dieser Ansatz macht es erforderlich, die Endgeräte hinsichtlich der anwendungsbezogenen Nutzung und der technischen Spezifikationen abzugrenzen und zu beschreiben.

Daher wird ein *Ordnungsschema* eingeführt, in dem die Gerätelasten nach fünf hierarchisch geordneten Merkmalen abgegrenzt werden. Diese Merkmale sind Gerätegruppe, Gerätetyp, Ausstattungsniveau, Prozess und Betriebszustand. Diese Abgrenzung wird in Abbildung 2.15 illustriert und soll im Folgenden beschrieben werden.

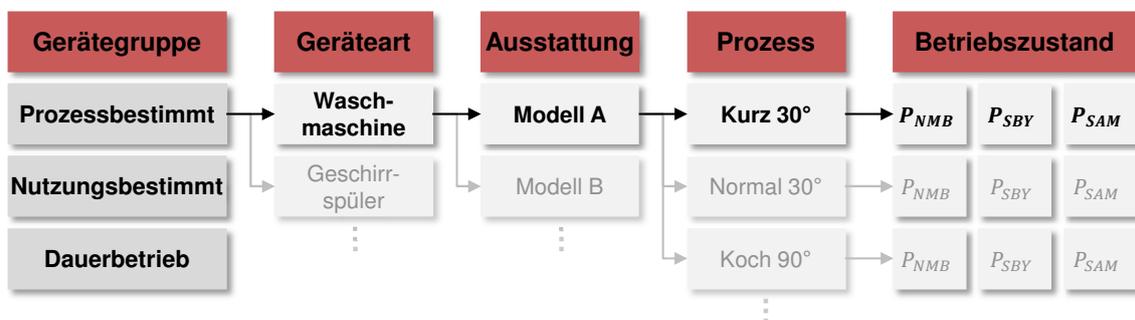


Abbildung 2.15: Geräteunterteilung für die Charakterisierung des Lastverhaltens

Ebene 1: Gerätegruppe

Für die Ermittlung der Verbrauchseigenschaften und die Modellbildung ist es zweckmäßig, die untersuchten Endgeräte nach der *Nutzungsbezogenheit der Last* zu unterteilen. Dabei können drei Gerätegruppen abgegrenzt werden:

1. Prozessbestimmte Gerätelast

⁴⁹ Vgl. das Schema der Komponenten auf Seite 17.

⁵⁰ Diese Methode wird in Abschnitt 3.2 vorgestellt.

2. Nutzungsbestimmte Gerätelast

3. Dauerbetrieb

Geräte mit *prozessbestimmter Last* sind – bedingt durch die automatisierte Prozessführung – durch ein festgelegtes Lastprofil gekennzeichnet. Der Nutzer bestimmt lediglich den Startzeitpunkt und wählt gegebenenfalls einen Prozess aus. Als Beispiel lässt sich die Waschmaschine anführen. Der Nutzer kann zwischen verschiedenen Programmen wählen, die Programme selbst laufen indes automatisch ab.

Bei Geräten mit *nutzungsbestimmter Last* legt der Nutzer Start- und Endzeitpunkt des Leistungsabrufes fest. In einigen Fällen lässt sich auch die Höhe des Leistungsabrufes variieren. Ein Beispiel für diese Gerätegruppe ist die Beleuchtung, die je nach Anforderung des Nutzers ein- und ausgeschaltet wird. Die Höhe der Leistungsanforderung kann bspw. über die Dimmfunktion oder das Zuschalten weiterer Lampen erreicht werden. In anderen Fällen ist die Leistung festgelegt.

Bei Geräten im *Dauerbetrieb* ist die Leistungsaufnahme weitgehend unabhängig von der Nutzung oder sie kann nicht unmittelbar darauf zurück geführt werden. Dennoch ist der Energieverbrauch zum Teil von äußeren Einflüssen und Nutzerentscheidungen geprägt. Ein Beispiel ist der Kühlschrank. Die Leistungsaufnahme ist durch die interne Regelung des Kälteprozesses bestimmt, jedoch wird der Prozess nicht durch den Nutzer initiiert.

Ebene 2...4: Gerätetyp, Ausstattung und Prozess

Innerhalb der Gerätegruppen werden die relevanten Einzelgeräte als *Gerätetypen* abgegrenzt. Für jeden Gerätetyp werden die *Ausstattungsstufen* 0...3 berücksichtigt, die bei der Definition der Referenzhaushalte festgelegt wurde. Für jedes Ausstattungsniveau müssen die anwendungsbezogenen *Prozesse* ermittelt werden, die mit der Gerätelast in Verbindung stehen.

Die Ermittlung von Gerätetyp, Ausstattung und Prozess entspricht der Definition konkreter *Referenzgeräte* zu den jeweiligen Referenzhaushalten. Dazu wurden Studien und Marktanalysen ausgewertet. Eine Analyse über Stromverbraucher im Haushalt, mit dem Schwerpunkt auf IKT-Geräten, liefert das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) [SCF⁺05]. Für eine Abgrenzung nach der Effizienz konkreter Gerätemodelle konnten Informationsangebote für Endverbraucher genutzt werden [Enea, ÖI]. Hinweise auf den Gerätebestand und somit die Relevanz von Gerätetypen und Ausstattungsniveaus liefern zudem Marktanalysen [Spr11, VuM12]. Ein Beispiel ist die jährlich durchgeführte Verbrauchs- und Medienanalyse (VuMa), die über Fragebögen den Bestand elektrischer Haushaltsgeräte erfasst. Da diese Untersuchungen hinsichtlich Aktualität oder Umfang oft begrenzt aussagekräftig sind, wurden als Ergänzung fortlaufend aktualisierte Produktportale im Internet genutzt [Ide]. Diese liefern auch Hinweise auf den Funktionsumfang und somit die Prozesse der jeweiligen Geräte. Das *Ziel dieser Untergliederung* ist nicht die vollständige Untersuchung aller verfügbaren Gerätemodelle mit dem Anspruch auf Repräsentativität. Dies ist aufgrund der unüberschaubaren Zahl an angebotenen Modellen den spezialisierten Marktuntersuchungen vorbehalten, denn allein im Jahr 2010 wurden circa 2050 Kühl- und Gefriergeräte, 400 Waschmaschinen und

1035 Spülmaschinen angeboten [Enea]. Hier können nur exemplarisch einige Modelle ausgewählt werden.

Ebene 5: Betriebszustand

Nachdem auf den Ebenen 2...4 bereits konkrete Referenzgeräte festgelegt wurden, kann das Lastverhalten dieser Geräte charakterisiert werden. Dazu wird eine Einteilung in vier allgemeine *Betriebszustände* vorgenommen⁵¹. Diese Unterteilung kann auf alle Endgeräte angewendet werden:

1. Normalbetrieb
2. Standby-Modus
3. Schein-Aus-Modus
4. Aus-Modus

Im *Normalbetrieb (NMB)* erfüllt das Gerät seine Hauptfunktion. Um diesen Zustand zu beschreiben, müssen für Geräte der Gruppe 1 die relevanten Nutzungsprozesse ermittelt und für jeden Prozess das entsprechende Lastprofil $P_{\text{NMB}}(t)$ definiert werden. Bei Geräten der Gruppe 2 ist lediglich die Nenn-Leistungsaufnahme P_{NMB} zu ermitteln, da die Dauer des Leistungsabrufes durch den Nutzer bestimmt wird. Geräte der Gruppe 3 werden von der Nutzung unabhängig betrachtet. Für sie werden daher vollständige Tageslastprofile definiert.

Im *Standby-Modus (SBY)* erfüllt das Gerät mindestens eine Nebenfunktion, bspw. das Warten auf die Benutzereingabe. Viele Geräte der Gruppe 1 oder 2 fahren nach Ablauf des Nutzungsprogramms für einige Minuten in den Standby-Modus. In dieser Zeit wird Leistung P_{SBY} aufgenommen, die besonders durch den großen Anteil der Standby-Zeiten ins Gewicht fallen kann. Dies trifft insbesondere auf IKT-Geräte zu, aber auch auf andere Geräte wie Kaffeemaschinen oder Geschirrspüler. Für die Gerätegruppe 3 wird kein Standby-Modus berücksichtigt, da die Geräte im Dauerbetrieb angenommen werden.

Im *Schein-Aus-Modus (SAM)* wird das Gerät durch den Nutzer in den Ruhezustand versetzt, so dass keine Funktionen mehr erfüllt werden. Dennoch nehmen einige Geräte in dieser Zeit Leistung auf. Daher muss für jedes Gerät der Gruppe 1 und 2 die entsprechende Leistungsaufnahme P_{SAM} ermittelt werden.

Im *Aus-Modus* wird das Gerät vom Netz getrennt, so dass keine Leistung aufgenommen wird. Da für diesen Modus definitionsgemäß kein Energieverbrauch auftritt, wird er in der folgenden Charakterisierung des Lastverhaltens nicht weiter berücksichtigt.

Für jeden dieser Betriebszustände muss das *Lastverhalten* des entsprechenden Endgeräts beschrieben werden. Für die Beschreibung von SBY und SAM können zum Teil die frei verfügbaren Herstellerangaben genutzt werden, die über Datenblätter und Produktbroschüren bereit gestellt werden. Zur Beschreibung des NMB werden hingegen zeitaufgelöste Lastprofile benötigt. Daher wurden an dem Großteil der elektrischen Referenzgeräte die Nutzungsprozesse mittels *Strommessungen* aufgezeichnet. Da die Mehrheit der Haushaltsgeräte einphasig an das Stromnetz an-

⁵¹ In Anlehnung an [SCF⁺05].

geschlossen ist, konnten für die Messungen handelsübliche Steckdosen-Messgeräte mit integrierten Datenloggern verwendet werden (Abbildung 2.16). Die Messgeräte wurden zumeist in den Haushalten von Probanden installiert. Die Dauer der Messungen orientierte sich an der Art der Gerätenutzung: So wurden zum Teil nur einzelne Prozesse mit Zeitdauern im Minuten- bis Stundenbereich, aber auch Zeiträume über mehrere Monate aufgezeichnet. Prozesse, die sich nicht auf diesem Wege erfassen ließen, wurden anders ermittelt. So konnte das Lastprofil der TWW-Entnahme anhand von Normen [VDIa, RS07] abgeleitet werden. Um den Verbrauch des E-Herdes zu ermitteln, wurden hingegen die Schaltzustände des elektrischen Heizelementes protokolliert.



Abbildung 2.16: Strommessgerät mit Datenlogger zur Erfassung der Lastprofile einzelner Endgeräte

Referenzgeräte

Im Folgenden sollen *Referenzgeräte* definiert und gemäß dem in Abbildung 2.15 dargestellten Ordnungsschema beschrieben werden. Jede Art der Nutzenergieanwendung stellt einen Zweig in der Baumstruktur des Schemas dar und wird hinsichtlich Geräteart, Ausstattungsniveau und Prozess definiert. Für jeden Nutzungsprozess wird das Lastverhalten durch die Kenngrößen P_{NMB} , P_{SBY} und P_{SAM} beschrieben. Für die Geräte der Gruppe 1 muss dafür ein Lastprofil des Nutzungsprozesses ermittelt werden. Bei Gerätegruppe 2 reicht die Angabe der Nenn-Aufnahmeleistung. Für Gerätegruppe 3 wird ein Tageslastprofil ermittelt. Für die genaue Einordnung der definierten Bausteine wird die folgende Kennzeichnung verwendet:

<Gerätekürzel>_<Ausstattungsniveau>_<Prozessnummer>

Die weiteren Ausführungen dokumentieren die Untersuchung der einzelnen Geräteearten, die Ermittlung der Referenzgeräte und die Abgrenzung von Nutzungsprozessen. Eine geschlossene Darstellung aller Referenzgeräte zeigt Tabelle 2.12 am Ende des Abschnittes (Seite 76). Abbildung 2.17 (Seite 77) zeigt ergänzend die Lastprofile für Geräte der Gruppen 1 und 3. Lastprofile für Geräte der Gruppe 1 zeigen immer einen einzelnen Nutzungsprozess, die der Gruppe 3 sind für einen gesamten Tag aufgetragen. In der Definition der Referenzhaushalte in Abbildung 2.11 wurden bereits Ausstattungsniveaus zu jeder Geräteart definiert. Somit können die nun definierten

Endgeräte eindeutig den Haushalten zugeordnet werden, was als Grundlage für die spätere Modellierung des zeitaufgelösten Energieverbrauches dient.

2.7.2 Gruppe 1 - Prozessbestimmt

TWW-Zapfstellen

Die *Zapfstellen* wurden bereits in Waschbecken (**W**WB), Dusche (**W**DS), Badewanne (**W**BW) und Spülbecken (**W**SB) unterteilt. Das Lastprofil der TWW-Zapfung ist eng mit der Art der Anwendung verknüpft. So unterscheidet sich die Entnahme beim Händewaschen deutlich von der beim Duschen oder Baden. Beim Baden wiederum spielt das Fassungsvermögen der Wanne eine große Rolle, weshalb zwei Ausstattungsniveaus definiert wurden: Badewanne mit 150l (**W**BW_1) und 200l (**W**BW_2) Nutzvolumen.

An der Handarmatur werden Volumenstrom und Mischverhältnis aus kaltem und warmem Wasser eingestellt. Die thermische Nutzleistung ergibt sich aus den Parametern Kaltwassertemperatur ϑ_{KW} , Zapftemperatur ϑ_Z sowie Zapfmenge \dot{V}_Z einer Nutzung. Sie kann bilanziell ermittelt werden (Gleichung 2.6). Zusammen mit der Zapfdauer d_Z lassen sich so die Lastprofile der TWW-Zapfung herleiten.

$$\dot{Q}_{th,Z} = (\vartheta_Z - \vartheta_{KW}) \cdot c_W \cdot \dot{V}_Z \cdot \rho_W \quad (2.6)$$

Hinweise für die Parameter liefern Recknagel und die VDI-Norm 2067, Blatt 12 [RS07, VDIa]. Nach VDI wird für die Nutztemperatur im Bad 40 °C, in der Küche 50 °C, zugrunde gelegt. Für Volumenstrom und Dauer der Zapfung (\dot{V}_Z , d_Z) werden nach VDI Bandbreiten angegeben, die je nach Zapfstelle variieren. Sie werden wie folgt festgelegt:

- **W**WB_1_1: $\dot{V}_Z = 6 \frac{1}{\text{min}}$, $d_Z = 1 \text{ min}$
- **W**DS_1_1: $\dot{V}_Z = 10 \frac{1}{\text{min}}$, $d_Z = 5 \text{ min}$
- **W**BW_1_1 (150l): $\dot{V}_Z = 10 \frac{1}{\text{min}}$, $d_Z = 15 \text{ min}$
- **W**BW_2_1 (200l): $\dot{V}_Z = 10 \frac{1}{\text{min}}$, $d_Z = 20 \text{ min}$
- **W**SB_1_1: $\dot{V}_Z = 5 \frac{1}{\text{min}}$, $d_Z = 4 \text{ min}$

Haartrockner

Der *Haartrockner* (**H**TR) besteht aus einem Heizdraht und einem Gebläse. Die elektrische Endenergie wird in thermische Nutzenergie umgewandelt. Die Hauptleistungsklassen liegen bei 700 W...2000 W [Ide]. Als Referenzgerät für alle Ausstattungsniveaus wurde ein Modell der Firma Rossmann (HZ 7120-B) mit 1200 W Nennleistung ausgewählt. Als Prozess wurde ein 10-minütiger Betrieb auf höchster Stufe angenommen und gemessen (**H**TR_1_1).

E-Herd - Kochfeld

Da der E-Herd maßgeblich zum Energieverbrauch in der Bedarfsklasse *Kochen* beiträgt, wurden Modelle und Prozesse detaillierter untersucht. Dabei wurde eine Abgrenzung nach *Kochfeld* (**KFD**) und *Backofen* (**OFN**) vorgenommen.

Kochfelder werden unterteilt in Gaskochfelder, gusseiserne Kochfelder sowie Kochfelder aus Glaskeramik. Unterschiede lassen sich in der Endenergieform (Strom, Gas) und in der Materialart festmachen. Bei Gaskochfeldern wird der Kochtopf bzw. die Pfanne direkt über der Flamme erhitzt, weshalb praktisch keine Aufheizzeit nötig ist. Bei elektrischen Kochfeldern fließt Strom über einen Widerstand. Gusseiserne Kochfelder reagieren aufgrund der hohen Speichermasse recht träge. Dadurch geht in der Abkühlphase nach der Nutzung ein Teil der Wärme an die Umgebung verloren. Glaskeramische Kochfelder (Ceran) haben hingegen eine deutlich geringere Speichermasse, wodurch sie ein direkteres Ansprechverhalten aufweisen. Hier wird das Kochgut durch Wärmestrahlung erhitzt, die von Heizspiralen oder Halogenstrahlern unterhalb des Kochfeldes ausgeht. Eine Untergruppe sind Induktionskochfelder. Bei diesen wird das Kochgut mittels eines elektromagnetischen Feldes direkt erhitzt. Voraussetzung ist, dass die verwendeten Töpfe und Pfannen geeignet ausgeführt sind, d.h. einen ferromagnetischen Unterboden besitzen.

Da die Leistungsaufnahme von der Benutzereinstellung abhängt, wurden die Lastprofile anhand der Gerätedaten eines *Referenzgerätes* der Firma Bomann (EH 347 G) auf Basis relevanter Zubereitungsprozesse hergeleitet. Das Referenzgerät verfügt über vier gusseiserne Kochfelder: 1x2000 W, 1x1500 W und 2x1000 W. Diese können jeweils in sieben Stufen auf die Nennleistung geregelt werden. Als *Zubereitungsprozesse* werden Anbraten (**KFD_1_1**), Braten (**KFD_1_2**), Schmoren (**KFD_1_3**) sowie Kochen (**KFD_1_4**, **KFD_1_5**) unterschieden⁵². Die Kochplatte wird stets auf höchster Stufe gestartet. Dadurch wird das Kochfeld aufgeheizt und das Kochgut angebraten oder zum Sieden gebracht. Je nach Prozess wird nach einer gewissen Zeit auf die mittlere Stufe geschaltet, um die Temperatur zu halten. Die meisten Prozesse wurden für die Schnellkochplatte definiert. Daneben wurde ein Kochprozess für eine kleinere Platte definiert (**KFD_1_5**), damit auch der parallele Betrieb der Kochplatten abgebildet werden kann.

E-Herd - Backofen

Im *Backofen* (**OFN**) dient ein Hezelement zum Erhitzen des Backgutes. Über einen Temperaturregler wird eine eingestellte Solltemperatur (50 °C...300 °C) im Innenraum gehalten, wobei durch den Nutzer verschiedene Betriebsmodi gewählt werden können. Nach [Jos] wird zwischen den üblichen Modi Unterhitze (1250 W), Ober- und Unterhitze (2200 W) und Grillstab (2000 W) unterschieden, wobei die Nennleistungen gerätebedingt variieren können. Die Regelung erfolgt durch Taktung des Hezelementes. Das Lastprofil ist durch die elektrische Aufnahmeleistung und die Taktung bestimmt. Für die Ermittlung von Lastprofilen wurde das *Referenzgerät* passend zum Kochfeld ausgewählt (Bomann EH 347 G). Dabei wurden zwei Zubereitungsprozesse mittels Kameraaufzeichnung dokumentiert: Das Erhitzen (200 °C, Ober- und Unterhitze, 20 min) sowie das Backen (200 °C, Ober- und Unterhitze,

⁵² In Anlehnung an [Spi].

60 min). Die Taktung wurde anhand der installierten Kontrolllampe ermittelt, um daraus Lastprofile (**OFN_1_1**, **OFN_1_2**) abzuleiten.

Dunstabzugshaube

Die *Dunstabzugshaube* (**DAH**) wird parallel zum Herd betrieben. Sie ist so ausgelegt, dass 6...12 Luftwechsel in der Stunde möglich sind [Kue], was bei einem Raumvolumen von 40 m³ einem Luftumsatz von 240 $\frac{\text{m}^3}{\text{h}}$... 480 $\frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ entspricht. Das Modell Siemens LC654WA10 erfüllt diese Anforderung bei einer elektrischen Aufnahmeleistung von 260 W. Es wird daher als *Referenzgerät* zugrunde gelegt [Ide]. Die Nutzung der Dunstabzugshaube kann parallel zum Kochfeld angenommen werden, daher werden keine separaten Prozesse abgegrenzt, sondern lediglich die Nennleistung ermittelt (**DAH_1_1**).

Mikrowelle

Bei einer *Mikrowelle* (**MKW**) wird die elektrische Leistung durch ein Magnetron in Mikrowellenstrahlung konvertiert. Diese versetzt Wassermoleküle in Schwingung, wodurch das Kochgut erwärmt wird. Die Mikrowellenleistung wird durch das Magnetron angepasst. Modelle mit Invertertechnik haben einen regelbaren Leistungsbereich, üblich sind jedoch Geräte mit Taktung des Magnetrons bei fester Nennleistung. Bei der Umwandlung und Einbringung der Strahlung geht ein Teil der Leistung als Abwärme verloren. Der effektive Wirkungsgrad liegt etwa bei 40 %, wobei die Werte durch die oft sehr heterogene Verteilung der Strahlung im Innenraum stark schwanken [KMV04]. Die Lastprofile für diese Prozesse wurden an einem *Referenzgerät* von Samsung gemessen (RE2900). Dabei wurden als Prozesse das Auftauen von Gefrorenem (**MKW_1_1**), Erwärmen von Fertiggerichten (**MKW_1_2**) und Garen von Speisen (**MKW_1_3**) abgegrenzt. Geräte mit Zusatzfunktionen wie Grill oder Umluft bilden eine Ausnahme, weshalb diese Varianten nicht berücksichtigt wurden [Kro, Ide]. Die Nutzleistung und Nutzungsdauer bei diesen Prozessen wurde anhand der Zubereitungsanleitungen diverser Lebensmittel abgeschätzt.

Kaffeemaschine

Zur Kaffeezubereitung kommen in Privathaushalten überwiegend drei Arten von *Kaffeemaschinen* (**KFM**) zum Einsatz: Filtermaschinen, Pad- oder Kapselmaschinen sowie Vollautomaten. Der Energieverbrauch ist vor allem durch die Erhitzung des Wassers geprägt. Unterschiede entstehen durch weitere Prozessschritte⁵³ sowie den Standby-Verbrauch. Als *Referenz* für das Ausstattungsniveau 1 wird die Filtermaschine Philips Essence (HT7613) angenommen, deren Nennleistung im Bereich der erhältlichen Geräte (700 W...1300 W) liegt. Als Hauptprozess wurde die Zubereitung von 0,5l Filterkaffee gemessen (**KFM_1_1**). Für das Ausstattungsniveau 2 wird die Padmaschine Phillips Senseo (HD7810) zugrunde gelegt, die durch einen höheren Energieverbrauch bei der Zubereitung sowie im SBY- und SAM-Modus gekennzeichnet ist. Das Lastprofil wurde für die Zubereitung von zwei großen Tassen aufgezeichnet (**KFM_2_1**).

⁵³ Z.B. das Aufschäumen der Milch oder das Mahlen der Kaffeebohnen.

Wasserkocher

Wasserkocher (WSK) werden hauptsächlich zur Zubereitung von Heißgetränken verwendet. Das Kaltwasser wird elektrisch mittels eines offenen oder verdeckten Heizelements auf Siedetemperatur erhitzt. Die meisten verfügbaren Geräte liegen im Leistungsbereich 1500 W...2500 W, wobei sich der Energiebedarf aus der Menge und Anfangstemperatur des Kaltwassers ergibt. Als *Referenzgerät* wird der Wasserkocher WK45 des Herstellers Grossag zugrunde gelegt. Als Prozess wird die Erhitzung von 0,5 l Kaltwasser auf Siedetemperatur⁵⁴ gemessen (**WSK_1_1**).

Geschirrspüler

Geschirrspüler (GSP) unterliegen dem Gesetz zur Energieverbrauchskennzeichnung (EnVKG), das durch eine entsprechende Verordnung (EnVKV) präzisiert wird. Beide regeln seit 1997 die Kennzeichnung der Energieeffizienz von Haushaltsgeräten, wovon nunmehr neben Geräten der *weißen Ware* auch TV-Geräte und Lampen betroffen sind. Die Effizienz lässt sich anhand des EU-Labels auf einer Skala von *A* bis *G* überprüfen. Dabei wurden die Gerätemodelle unter standardisierten Testbedingungen geprüft. Bei Geschirrspülern steht neben der Reinigungs- und Trocknungsleistung insbesondere der Energieverbrauch im Fokus [Deub, Bunb].

Geschirrspüler arbeiten nach einprogrammierten *Spülprogrammen*, die den Ablauf des Reinigungsprozesses steuern. Der wichtigste Faktor ist das Erwärmen und Einbringen des Wassers bei 55 °C...70 °C für die Reinigung und abschließende Klarspülung. Ein wesentlicher Unterschied besteht zwischen Geräten mit Kaltwasserzulauf und denen mit Warmwasserzulauf. Letztere sind jedoch kaum verbreitet. Aktuelle Geschirrspüler besitzen fast ausschließlich die Effizienzklasse *A*. Daher wurden mit der Novellierung von EnVKG und EnVKV im Jahr 2012 die Kategorien *A⁺*, *A⁺⁺* und *A⁺⁺⁺* ergänzt. Obwohl neuere Geräte in die Kategorie *A⁺* und besser fallen, liegt ein Großteil der marktverfügbaren Geschirrspüler in Klasse *A*. Zudem zeigen Umfragen, dass etwa 65 % der Bestandsgeräte älter als vier Jahre sind. Als *Referenz* dient daher ein Gerät der Klasse *A*: der Unterbau-Geschirrspüler ESF4142 der Firma Electrolux. Als relevante Nutzungsprozesse wurden drei Programme gemessen: „Normal 65 °C“ (**GSP_1_1**), „Schnell 60 °C“ (**GSP_1_2**) und „Bio 50 °C“ (**GSP_1_3**).

Waschmaschine

Wie bei Geschirrspülern ist der Lastgang der *Waschmaschine (WSM)* programmbar und durch die Erhitzung des Kaltwassers gekennzeichnet. Der gängige Typ ist die Trommelmaschine, bei der die Wäsche in einer horizontalachsigen Trommel geschleudert wird. Durch den Motorbetrieb sind Waschmaschinen in der Schleuderphase durch einen hohen Blindleistungsanteil gekennzeichnet. Hier wird jedoch ausschließlich die Wirkleistung bilanziert. Auch Waschmaschinen unterliegen der Kennzeichnungspflicht nach EnVKG. Alle aktuellen Geräte liegen in der Effizienzklasse *A* oder höher. Zwei Drittel der Geräte im Haushaltsbestand sind jedoch älter als vier Jahre. Daher wurden Lastprofile an einem *Referenzgerät* der Klasse *A* aufgenommen, der Privileg Freizeit 70514. Die Wahl des Programmes richtet sich nach der Dauer, der Wäscheart und dem Verschmutzungsgrad. Oft verfügt ein Gerät über

⁵⁴ Bis zur automatischen Abschaltung.

5...10 Programme, die durch den Nutzer variiert werden können. Das wichtigste Abgrenzungskriterium ist jedoch die Temperatur. Daher wurden vier Programme nach dem Temperaturniveau ausgewählt und gemessen: „Pflegeleicht 30 °C“ (**WSM_1_1**), „Buntwäsche 40 °C“ (**WSM_1_2**), „Kochwäsche 60 °C“ (**WSM_1_3**) und „Kochwäsche 95 °C“ (**WSM_1_4**).

Wäschetrockner

Waschtrockner sind Waschmaschinen mit integriertem Trockner. Geläufiger sind jedoch separate *Wäschetrockner* (**WTR**). Das Funktionsprinzip ist bei allen Geräten gleich: Luft wird durch ein Heizelement erwärmt und durch die rotierende Wäschetrommel geführt, wo sie die Feuchtigkeit der Wäsche aufnimmt. Ablufttrockner arbeiten in einem offenen Prozess: Trockene Luft wird aus der Umgebung angesaugt, die feuchte Luft wieder abgeführt. Bei Kondensationstrocknern zirkuliert die Luft in dem Gerät. Durch den integrierten Kondensator wird die Luft auf Taupunkttemperatur abgekühlt, so dass der Wasseranteil auskondensiert. Die sparsamsten verfügbaren Wäschetrockner sind Wärmepumpen-Kondensations-Geräte. Den deutlich höheren Anschaffungskosten stehen hier Einsparpotenziale bis zu 50 % gegenüber [Enea].

Auch Trockner unterliegen der *Kennzeichnungspflicht* nach EnVKG und sind in Effizienzklassen eingestuft. Da für die verschiedenen Prozessvarianten unterschiedliche Kriterien gelten, hat das EU-Label nur eingeschränkte Aussagekraft. Grundsätzlich liegen die Geräte im Bereich der Effizienzklasse *C* bis *A*. Der tatsächliche Energieverbrauch ist, stärker als es bspw. bei Waschmaschinen der Fall ist, an die Nutzungsgegebenheiten gekoppelt. Die Dauer des Prozesses – und somit der Energieverbrauch – hängt von der Ladungsmenge und -feuchtigkeit sowie dem gewählten Trocknungsgrad ab. 60 % der Bestandsgeräte in Haushalten sind älter als vier Jahre. Um Lastprofile zu ermitteln, wurden Trocknungsvorgänge exemplarisch in einem Zwei-Personen-Haushalt an einem Kondensationstrockner (Bosch WTE861F2) der Klasse *B* über einen mehrwöchigen Zeitraum erfasst. Dadurch konnten 27 Trocknungsvorgänge aufgezeichnet werden, die im Mittel eine Dauer von 72 Minuten und einen Energieverbrauch von 1,77 kWh aufwiesen. Ein Trocknungsvorgang mit ähnlichen Kenndaten wurde als Prozess zugrunde gelegt (**WTR_1_1**).

Staubsauger

Staubsauger (**STS**) lassen sich in Beutelstaubsauger und beutellose Zyklonstaubsauger unterscheiden. Bei Letzteren werden die Partikel durch Zentrifugalkräfte abgetrennt. Für den Hausgebrauch sind Beutelstaubsauger geläufiger. Die elektrische Aufnahmeleistung verfügbarer Geräte beträgt 1000 W...2500 W. Als *Referenz* wurde ein 20-minütiger Reinigungsprozess auf höchster Stufe an dem Gerät AEG Vampyrino (Nennleistung 1600 W) gemessen (**STS_1_1**).

Bügeleisen

Zum Glätten von Textilien werden *Dampfbügeleisen* (**BGE**) und vermehrt auch Dampfbügelstationen genutzt. Bei Letzteren wird der Dampf extern erzeugt und dem Bügeleisen zugeführt. Die Glättseite des Bügeleisens wird je nach Einstellung auf etwa 110 °C...220 °C erhitzt. Das Heizelement hat gerätebedingt eine Leistungs-

aufnahme zwischen 1000 W...2500 W. Die Taktung erfolgt temperaturabhängig. Als *Referenz* wurde das Lastprofil eines 20-minütigen Bügelprozesses bei Stufe 2 (ca. 150 °C) an dem Gerät Ciatronic DB2447 gemessen (**BGE_1_1**).

2.7.3 Gruppe 2 - Nutzungsbestimmt

Lampe

Lampen werden der Gerätegruppe 2 zugeordnet, denn die Dauer der Nutzung wird nicht durch einen technischen Prozess, sondern durch die Anforderung der Person bestimmt. Zur Beschreibung des *Lastverhaltens* muss die Nennleistung der installierten Leuchtmittel ermittelt werden. Da keine Daten hinsichtlich der installierten Lampenleistung in Wohngebäuden vorliegen, erfolgt die Bemessung auf rechnerischem Wege. Dafür wird die Anwendung der Beleuchtung genauer untersucht und die Referenzgeräte nach dem jeweiligen Raum in Wohnzimmer (**LWZ**), Schlafzimmer (**LSZ**), Flur (**LFL**), Badezimmer (**LBD**), Küche (**LKU**) und Nebenzimmer (**LNZ**) unterteilt.

Im Haushaltsbereich spielen gegenwärtig *Glühlampen*, *Kompaktleuchtstofflampen* und *LED-Lampen* die größte Rolle. Per EU-Richtlinie wurde der Verkauf von Glühlampen schrittweise verboten, wobei durch die Ausweitung auf alle Leistungsbereiche seit September 2012 Glühlampen für Neuinstallationen praktisch keine Bedeutung mehr haben. Sie werden durch Energiesparlampen, die in die Kategorie der Kompaktleuchtstofflampe fallen, ersetzt. Diese weisen eine höhere Lichtausbeute auf. Es zeichnet sich zudem der Trend hin zu LED Lampen und einer Erweiterung lichttechnischer Anwendungen im Wohnbereich⁵⁵ ab. LEDs sind robust und besitzen das höchste Effizienzpotenzial. Durch Lernkurveneffekte und Weiterentwicklung könnte diese Technologie zukünftig dominierend sein [Yoo09].

Die *Beleuchtungsintensität* einer Lichtquelle wird durch die Strahlungsleistung Φ_e in der Einheit Watt beschrieben. Eine Lampe wandelt elektrische Leistung P in Strahlungsleistung um. Dabei geht ein Teil der eingesetzten Energie in Form von Abwärme verloren. Ein anderer Teil kann nicht genutzt werden, denn das menschliche Auge nimmt nur einen Spektralbereich der ausgesandten Strahlung wahr. Die Hellempfindlichkeit der Netzhaut ist abhängig von der Wellenlänge des Lichts. Um die nutzbare und für die Bemessung maßgebliche *Strahlungsleistung* zu ermitteln, wird die vom menschlichen Auge wahrgenommene Intensität zugrunde gelegt – der Lichtstrom Φ in der Einheit Lumen (lm). Die Effizienz einer Lichtquelle, die Lichtausbeute η_L , wird gemäß Gleichung 2.7 ermittelt.

$$\eta_L = \frac{\Phi}{P} \quad (2.7)$$

Glühlampen im Bereich 15 W...200 W besitzen eine Lichtausbeute von $6 \frac{\text{lm}}{\text{W}} \dots 16 \frac{\text{lm}}{\text{W}}$, Kompaktleuchtstofflampen mit 5 W...45 W dagegen $20 \frac{\text{lm}}{\text{W}} \dots 70 \frac{\text{lm}}{\text{W}}$. Das Potenzial von LEDs wird mit $80 \frac{\text{lm}}{\text{W}} \dots 150 \frac{\text{lm}}{\text{W}}$ beziffert [Yoo09]. Für die Nutzung der Beleuchtung ist

⁵⁵ Z.B. durch vermehrte indirekte Beleuchtungsarten.

der auf eine Fläche auftretende Lichtstrom entscheidend. Die Bemessungsgröße ist die Beleuchtungsstärke E in der Einheit Lux (lx), siehe Gleichung 2.8.

$$E = \frac{\Phi}{A} \quad (2.8)$$

Wie groß E sein muss, hängt von der Art der *Anwendung* ab. Für den Anwendungsbereich gibt es zahlreiche weiterführenden Quellen. Die Beleuchtung in Privathaushalten wird u.a. in [Rud08, Eic12] thematisiert. Dabei wird die erforderliche Beleuchtungsstärke im Wohnbereich mit 50 lx angegeben. Für die Bemessung der installierten elektrischen Aufnahmeleistung der Lampen wird jeder Raum separat betrachtet. Als Grundlage dient das geometrische Modell der Wohneinheiten in Abschnitt 2.5. Dies definiert die Flächenanteile von Wohn-, Schlaf-, Nebenzimmer, Bad, Küche und Flur. Die Parametrierung erfolgt auf Basis der durchschnittlichen Wohnfläche über alle definierten Referenzgebäude von $A_{\text{ges}} = 77,5 \text{ m}^2$ je WE. Es werden zwei *Ausstattungs niveaus* anhand der Ziel-Beleuchtungsstärke definiert: $E_1 = 50 \text{ lx}$ und $E_2 = 100 \text{ lx}$. Als Leuchtmittel wird ein Mix aus 30 % Glühlampen, 50 % Energiesparlampen und 20 % LEDs zugrunde gelegt. Dabei wird von einer Lichtausbeute von $10 \frac{\text{W}}{\text{lm}}$ bei Glühlampen, $50 \frac{\text{W}}{\text{lm}}$ bei Energiesparlampen und $80 \frac{\text{W}}{\text{lm}}$ bei LEDs ausgegangen. Die elektrische Aufnahmeleistung für einen Raum ergibt sich dann nach Gleichung 2.9.

$$P_L = \frac{E \cdot A_L \cdot KF}{\eta_{\text{GB}} a_{\text{GB}} + \eta_{\text{EL}} a_{\text{EL}} + \eta_{\text{LED}} a_{\text{LED}}} \quad (2.9)$$

A_L bezeichnet die beleuchtete Fläche. Hierfür wurde jeweils die gesamte Wandfläche der Räume, einschließlich der Boden- und Deckenfläche, angesetzt. Dies führt zwangsläufig zu einer Überschätzung der installierten Beleuchtung, da eine gleichmäßige Beleuchtungsstärke angenommen wird, obwohl die Leuchtmittel in der Realität eine ungleichmäßige Ausleuchtung erzielen. Daher wurde ein Korrekturfaktor KF eingeführt. Dieser gibt den Anteil an der Gesamtfläche an, der gleichmäßig ausgeleuchtet wird. Die Bemessung wurde mit $KF = 0,7$ durchgeführt. Für die Referenz-Wohneinheit ergibt sich somit eine elektrische Aufnahmeleistung von 349 W (Ausstattungs niveau 1) bzw. 698 W (Ausstattungs niveau 2). Die Aufteilung auf die einzelnen Räume zeigt die Tabelle 2.12.

Fernseher

Der Leistungsaufnahme von *Fernsehgeräten* hängt vorrangig von Gerätetechnologie und Bildschirmgröße ab. 2010 waren etwa 50 % der Bestandsgeräte Flachbildschirme auf Basis der Plasma-, LCD und LED-Technologie. Die Röhrentechnologie spielt bei Neuanschaffungen faktisch keine Bedeutung mehr. Etwa 80 % der Geräte haben eine Bildschirmgröße von 42...52 Zoll. Seit März 2012 unterliegen Fernsehgeräte der Kennzeichnungspflicht nach EnVKG, wobei eine Einordnung in die *Effizienzklassen* $G...A^{++}$ erfolgt. Daneben wird auch die Leistungsaufnahme angegeben. Etwa zwei Drittel der derzeit angebotenen Geräte liegen in den Klassen *A* und *B*. Im Unterschied zu den zuvor besprochenen Geräten wird bei TV-Geräten stark nach der Anzahl je Haushalt differenziert. Für das Ausstattungsniveau 1 wird daher das *Referenzgerät FNA*, für das Niveau 2 zusätzlich das *Zweitgerät FNB* beschrieben. Als

Erstgerät wird ein neuerer Plasma-Fernseher des Herstellers Panasonic zugrunde gelegt (Viera), als Zweitgerät ein LCD-Fernseher von Philips (42PFL). Beide wurden mittels Messungen charakterisiert. Die Bezeichnungen sind **FNA_1_1** und **FNB_1_1**.

Set-Top-Box

Unter einer *Set-Top-Box* wird ein Gerät verstanden, das parallel zum Fernsehgerät aufgestellt und betrieben wird und eine Zusatzfunktion erfüllt. In der weiter gefassten Definition fallen darunter Geräte zum Empfang von digitalem Fernsehen oder Bezahlsefern, Spielkonsolen, Abspiel- und Aufnahmegeräte. In der Analyse der Haushaltsausstattung wurde bereits ermittelt, dass durchschnittlich nahezu jeder Haushalt mit einem Empfangsgerät ausgestattet ist. Hinzu kommt ein hoher Ausstattungsgrad bei Abspielgeräten. Daher wird für die zuvor abgegrenzten Fernsehgeräte je eine Set-Top-Box (**STA**, **STB**) definiert, wobei die Zeiten der Leistungsaufnahme an den Betrieb des TV-Gerätes gekoppelt sind. Für die Bestimmung des *Referenzgerätes* wurde ein Mix aus verschiedenen Set-Top-Boxen zugrunde gelegt. Im Einzelnen wurde die Leistungsaufnahme für ein Empfangsgerät (DVB-S-Receiver) einen DVD-Player sowie eine Spielkonsole (Nintendo Xbox) gemessen. Für **STA_1_1** und **STB_1_1** wurden die Werte über alle vermessenen Geräte gemittelt.

Audiogerät

Zur Musikwiedergabe kommen verschiedene *Audiogeräte* (**AUD**) zum Einsatz. Nach der Wiedergabequelle kann zwischen Radio, CD-Player oder Geräten mit externer Schnittstelle wie USB und iPod unterschieden werden. Die Gerätekomponenten⁵⁶ können in ein Gehäuse integriert oder auf verschiedene Bausteine verteilt sein. Für das *Referenzgerät* **AUD_1_1** wurde eine Kompakt-Stereoanlage von Pioneer (X-HM71) zugrunde gelegt.

Personalcomputer

Personalcomputer (**PCP**) werden nach Art der Anwendung (Büroanwendungen oder Spiele), Größe (stationärer PC oder Notebook) und Ausstattung (Prozessor, Arbeitsspeicher, Grafikkarte etc.) unterschieden, was auch für die Leistungsaufnahme bestimmend ist. Hinzu kommen Monitore und andere Peripheriegeräte. Als *Referenzgerät* **PCP_1_1** wird eine Kombination aus Stand-PC (Fujitsu M470) und Monitor (Dell U2410) festgelegt.

2.7.4 Gruppe 3 - Dauerbetrieb

Kühl- und Gefrierschrank

Zur Lebensmittelkühlung werden in Privathaushalten überwiegend *Kühlschränke* (**KLS**) mit oder ohne Gefrierfach, Kühl-Gefrier-Kombinationen sowie reine *Gefrierschränke* (**GFS**) oder -truhen eingesetzt. Sie sind fast immer als Kompressionskältemaschinen ausgeführt. Dabei wird ein Kältemittel in einem Carnot-Kreisprozess

⁵⁶ Im wesentlichen Quelle, Verstärker und Lautsprecher.

geführt. Auf dem unteren Druckniveau wird dem Kühlraum Wärme entzogen. Daraufhin wird das Kühlmedium komprimiert, die aufgenommene Wärme wird anschließend an die Umgebung abgeführt. Die Regelung erfolgt auf Basis der Innenraumtemperatur im Kühlraum. Bei Erreichen einer oberen Grenztemperatur (ϑ_1) wird der Kompressor zugeschaltet, bis die Zieltemperatur (ϑ_0) erreicht ist. Dann wird der Kompressor abgeschaltet. Diese Kompressortaktung erzeugt ein charakteristisches Lastprofil eines Kühlschranks. Je nach Ausstattung kommt der Verbrauch durch Beleuchtung oder Gebläse hinzu. Neben dem Gerätetyp sind die Energieeffizienzklasse und das Nutzvolumen wichtige Abgrenzungskriterien. Aktuelle Kühl- und Gefriergeräte sind fast ausschließlich in den Klassen A bis A⁺⁺, vermehrt auch in A⁺⁺⁺ zu finden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass etwa zwei Drittel der Bestandsgeräte älter als vier Jahre sind.

Für Kühlschränke werden entsprechend den beiden Ausstattungsniveaus zwei *Referenzgeräte* festgelegt, an denen das Lastprofil durch Messungen ermittelt wurde: **KLS_1_1** repräsentiert einen Einbaukühlschrank der Effizienzklasse A mit Gefrierfach (AEG Santo 163 4TK), für **KLS_2_1** wurde eine neuere Kühl-Gefrierkombination mit größerem Nutzvolumen (Siemens) zugrunde gelegt. Als Gefrierschrank **GFS_1_1** wurde ein Standgerät (Siemens GS34NA31) angenommen, für das ebenfalls durch Messungen ein Tageslastprofil ermittelt wurde.

IT-Infrastruktur

Unter *IT Infrastruktur (ITI)* werden Kleingeräte zusammengefasst, die in der Einzelbetrachtung keinen signifikanten Beitrag zum Lastverlauf leisten und deren Stromverbrauch nicht unmittelbar an die Nutzung gebunden ist. Zunächst wurde ein Gerätemix definiert, in dem stationäre Telefone, Mobiltelefone, DSL-Modem und DSL-Router betrachtet werden. Der Leistungsbedarf dieser Geräte wurde anhand [SCF⁺05] angesetzt. Dort wurden IT-Geräte eingehend hinsichtlich des Jahresverbrauches untersucht. Um daraus Tageslastprofile zu generieren, wurde die mittlere Leistungsaufnahme je Gerät berechnet. Somit ergeben sich folgende Leistungsaufnahmen:

- Festnetztelefon: $17,7 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \rightarrow 2,02 \text{ W}$
- Mobiltelefon (UMTS): $1,9 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \rightarrow 0,22 \text{ W}$
- DSL-Modem: $29,4 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \rightarrow 3,36 \text{ W}$
- DSL-Router: $71,5 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \rightarrow 8,16 \text{ W}$

Zur Ermittlung von *Referenzgeräten* wurde für jedes der drei Ausstattungsniveaus 1/2/3 die Anzahl der einzelnen Geräte im Haushalt festgelegt. Diese beträgt für Festnetztelefone 1/1/2, für Mobiltelefone 1/2/3, für DSL-Modems 1/1/1 und für WLAN-Router 0/1/1. Bezogen auf den Haushalt ergeben sich damit folgende Leistungsaufnahmen: **ITI_1_1** 5,6 W, **ITI_2_1** 13,98 W und **ITI_3_1** 16,22 W.

Tabelle 2.12: Definierte Bausteine der Komponente *Endgerät*

Bausteine Endgeräte (1)										
	Endgerät		Ausstattung		Prozess		Lastverhalten			
	Kürzel	Name	Nr	Name	Nr	Name	P _{NMB} [W]	P _{SBY} [W]	P _{SAM} [W]	
(1) Prozessabhängig	WWB	Waschbecken	1	Standard	1	Handwäsche	10.475	0,0	0,0	
	WDS	Dusche	1	Standard	1	Ganzkörperpflege	16.760	0,0	0,0	
	WBW	Badewanne	1	Nutzvolumen: 150l	1	Wannenfüllung	20.950	0,0	0,0	
	WBW	Badewanne	2	Nutzvolumen: 200l	1	Wannenfüllung	20.950	0,0	0,0	
	WSB	Spülbecken	1	Nutzvolumen: 20l	1	Beckenfüllung	13.967	0,0	0,0	
	HTR	Haartrockner	1	IW 1200W	1	Normal	1.170	0,0	0,0	
	KFD	Kochfeld	1	Bomann EH374G	1	Anbraten	2.000	0,0	0,0	
	KFD	Kochfeld	1	Bomann EH374G	2	Braten	1.475	0,0	0,0	
	KFD	Kochfeld	1	Bomann EH374G	3	Schmoren	1.125	0,0	0,0	
	KFD	Kochfeld	1	Bomann EH374G	4	Kochen	1.133	0,0	0,0	
	KFD	Kochfeld	1	Bomann EH374G	5	Kochen2	680	0,0	0,0	
	DAH	Dunstabzugshaube	1	Siemens 260W	1	Normal	260	0,0	0,0	
	OFN	Ofen	1	Bomann EH374G	1	Erhitzen	1.638	0,0	0,0	
	OFN	Ofen	1	Bomann EH374G	2	Backen	1.156	0,0	0,0	
	MKW	Mikrowelle	1	Samsung RE2900	1	Auftauen	341	0,0	0,0	
	MKW	Mikrowelle	1	Samsung RE2900	2	Erwärmen	1.073	0,0	0,0	
	MKW	Mikrowelle	1	Samsung RE2900	3	Dampfgaren	1.071	0,0	0,0	
	KFM	Kaffeemaschine	1	Essence HT7613	1	500ml	930	0,0	0,0	
	KFM	Kaffeemaschine	2	Senseo HD7810	1	2 gr. Tassen	439	4,5	0,4	
	WSK	Wasserkocher	1	Grossag WK45	1	500ml	1.490	0,0	0,0	
	GSP	Geschirrspüler	1	ESF4142 (A)	1	Normal	903	1,2	0,0	
	GSP	Geschirrspüler	1	ESF4142 (A)	2	Schnell	1.605	1,2	0,0	
	GSP	Geschirrspüler	1	ESF4142 (A)	3	Bio	519	1,2	0,0	
	WSM	Waschmaschine	1	Privileg 70514 (A)	1	30°C	196	4,0	0,0	
	WSM	Waschmaschine	1	Privileg 70514 (A)	2	40°C	488	4,0	0,0	
	WSM	Waschmaschine	1	Privileg 70514 (A)	3	60°C	469	4,0	0,0	
	WSM	Waschmaschine	1	Privileg 70514 (A)	4	95°C	854	4,0	0,0	
	WTR	Wäschetrockner	1	Bosch WTE861 (B)	1	Normal	1.475	0,0	0,0	
	STS	Staubsauger	1	AEG V160	1	20 Min	1.337	0,0	0,0	
	BGE	Bügeleisen	1	Ciatronic	1	20 Min	479	0,0	0,0	
	(2) Nutzungsabhängig	LWZ	Lampe Wohnz.	1	Bemessung: 50lx	1	Normalbetrieb	83,7	0,0	0,0
		LWZ	Lampe Wohnz.	2	Bemessung: 100lx	1	Normalbetrieb	167,4	0,0	0,0
		LSZ	Lampe Schlafz.	1	Bemessung: 50lx	1	Normalbetrieb	50,7	0,0	0,0
LSZ		Lampe Schlafz.	2	Bemessung: 100lx	1	Normalbetrieb	101,5	0,0	0,0	
LNZ		Lampe Nebenz.	1	Bemessung: 50lx	1	Normalbetrieb	50,7	0,0	0,0	
LNZ		Lampe Nebenz.	2	Bemessung: 100lx	1	Normalbetrieb	101,5	0,0	0,0	
LFL		Lampe Flur	1	Bemessung: 50lx	1	Normalbetrieb	62,6	0,0	0,0	
LFL		Lampe Flur	2	Bemessung: 100lx	1	Normalbetrieb	125,1	0,0	0,0	
LKU		Lampe Küche	1	Bemessung: 50lx	1	Normalbetrieb	50,7	0,0	0,0	
LKU		Lampe Küche	2	Bemessung: 100lx	1	Normalbetrieb	101,5	0,0	0,0	
LBD		Lampe Bad	1	Bemessung: 50lx	1	Normalbetrieb	50,7	0,0	0,0	
LBD		Lampe Bad	2	Bemessung: 100lx	1	Normalbetrieb	101,5	0,0	0,0	
FNA		Fernseher	1	Panas. Viera	1	Normalbetrieb	216,2	0,0	0,0	
FNB		Fernseher	1	Philips 42PFL	1	Normalbetrieb	173,0	0,0	0,0	
STA		Set-Top-Box	1	Mix	1	Normalbetrieb	36,0	1,7	0,0	
STB		Set-Top-Box	1	Mix	1	Normalbetrieb	36,0	1,7	0,0	
AUD		Audio-Gerät	1	Pioneer X-HM71	1	Normalbetrieb	75,0	0,5	0,0	
PCP		Personalcomputer	1	Celsius M470	1	Normalbetrieb	164,0	2,0	0,0	
(3) Dauerb.	KLS	Kühlschrank	1	AEG Santo 163	1	Normalbetrieb	24,4	-	-	
	KLS	Kühlschrank	2	Siem. KG-Kombi	1	Normalbetrieb	27,6	-	-	
	GFS	Gefrierschrank	1	Siem. GS34NA31	1	Normalbetrieb	22,0	-	-	
	ITI	IT Infrastruktur	1	Mix 1	1	Normalbetrieb	5,6	-	-	
	ITI	IT Infrastruktur	2	Mix 2	1	Normalbetrieb	14,0	-	-	
ITI	IT Infrastruktur	3	Mix 3	1	Normalbetrieb	16,2	-	-		



Abbildung 2.17: Lastprofile zu den Endgeräten der Gruppen 1 und 3

2.8 Zusammenfassung

Zu Beginn dieser Untersuchung wurde ein Modellgerüst entworfen, das als Grundlage für die Beschreibung eines *virtuellen Versorgungssystems* dienen soll. Der Gegenstand des Kapitels 2 waren die *Attribute* dieses Systems: die Komponenten Standort, Topologie, Anlage, Gebäude, Haushalt und Endgerät. Jede dieser Komponenten wurde einzeln analysiert, um die Schlüsselmerkmale zu ermitteln und Grundtypen abzugrenzen. Für jeden relevanten Grundtyp wurde ein *Baustein* definiert. Während der Grundtyp lediglich eine Einordnung in das Schema der Merkmalsausprägungen vorgibt, sind die Bausteine konkrete Erscheinungsformen dieser Grundtypen und bereits mit allen erforderlichen Daten verknüpft⁵⁷.

Durch diese Bausteine wird ein *Szenarienbaukasten* geschaffen, mit dem das noch leere Modellgerüst konfiguriert werden kann. So können die einzelnen Bausteine durch definierte Schnittstellen⁵⁸ flexibel zu Szenarien verknüpft werden. Abbildung 2.18 zeigt den Szenarienbaukasten in der Form eines morphologischen Schemas. Für die Zuweisung der Referenzbausteine sind zwei Ebenen zu unterscheiden: das Gebiet als Ganzes (Mesoebene) und die einzelnen Netzkoppelpunkte (Mikroebene).

Auf Ebene des *Gebietes* werden Bausteine zugewiesen, die für das gesamte Versorgungssystem gelten. So wird zunächst der Standort festgelegt, der die klimatischen Bedingungen bestimmt. Zudem wird eine Netztopologie gewählt, die neben der Bilanzgrenze auch Anzahl und Anordnung der *Koppelpunkte* bestimmt. An jedem dieser n Koppelpunkte werden im nächsten Schritt weitere Bausteine zugeordnet.

Um die *Erzeugerseite* zu definieren, wird für jeden Koppelpunkt eine Anlagentopologie ausgewählt. Diese erweitert das Versorgungsnetz auf der Mesoebene um die Verschaltung der einzelnen Anlagen auf der Mikroebene. Es werden drei Topologie-Klassen abgegrenzt: Zentrale Anbindung, dezentrale Versorgung und lokale Versorgung. Auf Basis der Topologien werden den Koppelpunkten Einzelanlagen zugewiesen, die mittels der Endenergiearten Gas, Strom und Wärme den Nutzenergiebedarf der Haushalte decken. Als relevante Anlagenklassen wurden Energiewandler, Energiespeicher, regenerative Erzeuger und Konnektoren abgegrenzt. Sie decken alle notwendigen Funktionen ab, um die Versorgungsaufgabe im Gebiet erfüllen: Import von zentral erzeugter Energie, dezentrale Erzeugung und Netzeinspeisung zur Versorgung des gesamten Gebietes oder lokale Erzeugung, Speicherung und Übergabe an die Verbraucher.

Die *Verbraucherseite* erstreckt sich auf die Anwendungsbereiche Strom, TWW und RW. Sie knüpft an die Koppelpunkte im Netz an, die mit Anlagentopologien zur lokalen Versorgung ausgestattet sind. Jeder dieser Koppelpunkte wird mit einem Gebäude belegt, durch dessen Merkmale der RW-Bedarf maßgeblich beeinflusst wird. Strom- und TWW-Verbrauch werden durch die Haushalte und Endgeräte bestimmt.

⁵⁷ Ein Beispiel veranschaulicht dies: Der *Gebäudetyp* EFH2 ist durch die Merkmalsausprägungen „Größe: eine WE“ und „Baualter: Neubau“ von den anderen Gebäudetypen abgegrenzt. Der *Baustein* **EFH2** hingegen ist ein konkretes Gebäude aus der gleichnamigen Typenkategorie. Er ist mit allen notwendigen Parametern beschrieben, die für die Methodenentwicklung erforderlich sind – darunter Grundfläche, Fensterfläche und Heizwärmebedarf.

⁵⁸ Die Schnittstellen zwischen den einzelnen Bausteinen werden im Schema der Objektbeziehungen auf Seite 17 veranschaulicht.

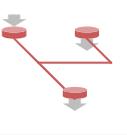
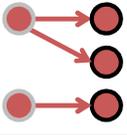
Komponente	Bausteine			
Standort 	ST1	ST2	ST3	ST4 ST5
Topologie Mesebene 	NT1	NT2	NT3	NT4
Topologie Mikroebene 	VT1	VT2	VT3	VT4 VT5 VT6
Anlage 	Wandler SG1-5 HE1-5 KWK1-5 WP1-5 HK1-5		Speicher GS1-5 RN1-3 LI2-4 WS1-7 RF5-7 NSH4-7	
			EE-Anlage PVA1-5 WEA1-5	Konnektor NBch,el,th NGch,el,th NLeI,sh,wh
Gebäude 	EFH1	EFH2	EFH3	ZFH1 ZFH2 ZFH3
				MFA1 MFA2 MFA3
				MFB1 MFB2 MFB3
Haushalt 	EP1	EP2	EP3	ZP1 ZP2 ZP3
				MP1 MP2 MP3
Endgerät 	Prozessbestimmt KFD1_1-5 MKW1_1-3 DAH1_1 KFM1-2_1 OFN1_1-2 ...		Nutzungsbestimmt LWZ1-2_1 STA1_1 FNA1_1 AUD1_1 FNB1_1 ...	
			Dauerbetrieb KLS1-2_1 GFS1_1 ITI1-3_1	

Abbildung 2.18: Szenarienbaukasten als morphologisches Schema: Zu jeder Komponente sind die definierten Bausteine ausgewiesen, aus denen Szenarien zusammengesetzt werden können.

2 Bausteine des virtuellen Versorgungssystems

An den Endgeräten wird der Energieverbrauch bilanziert. Sie bilden zudem die Grundlage für die Modellierung der Last, weshalb sie besonders detailliert untersucht und abgegrenzt wurden.

Nachdem die *Attribute* des Modells hinreichend beschrieben wurden, können nun die *Methoden* entwickelt werden, um die Versorgungssituation ganzheitlich und nach dem Bottom-Up-Prinzip zu beschreiben. Die Referenzbausteine bilden hierfür die Eingangsgröße. Dies ist der Gegenstand von Kapitel 3.

3 Methodenentwicklung

3.1 Einführung

Zielsetzung

Der *Zielstellung der Arbeit* entsprechend, wurden in Kapitel 2 die relevanten Komponenten dezentraler Versorgungsgebiete analysiert und für die Modellsimulation in Form der *Referenzbausteine* beschrieben. Diese Bausteine bilden einen Szenarienbaukasten, durch den das virtuelle Versorgungssystem bereits vollständig parametrisiert werden kann. Kapitel 3 knüpft an dieses Zwischenergebnis an und dokumentiert die Entwicklung der *Methoden*, mit denen die Versorgungssituation und schließlich die Flexibilität des Systems beschrieben werden soll.

Durch die *Versorgungssituation* werden Erzeugung und Verbrauch von Energie im Gebiet ganzheitlich abgebildet. Dabei müssen die wechselseitigen Verknüpfungen der Bausteine berücksichtigt werden. Diese ergeben sich aus der Topologie, die alle Bausteine auf der Mesoebene (Versorgungsnetz) und der Mikroebene (Koppelpunkt) miteinander vernetzt. Diese Vernetzung ist notwendig, um verschiedene Versorgungsfälle abzubilden:

- Zentrale Versorgung durch Energieimport von außerhalb
- Dezentrale Versorgung durch Netzeinspeisung von Anlagen im Gebiet
- Lokale Versorgung durch Anlagen im Gebäude

Es werden Anlagen berücksichtigt, die in die *Bilanzierungsebenen* für Gas, Strom und Wärme eingebunden sind – einschließlich regenerativer Windenergie- (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA). Durch das Anlagenportfolio wird der *Nutzenergiebedarf* der Haushalte gedeckt. Er erstreckt sich auf die Anwendungsbereiche Strom, Trinkwarmwasser (TWW) und Raumwärme (RW).

Methodische Vorgehensweise

Abbildung 3.1 illustriert die Vorgehensweise in Kapitel 3 schematisch. Zunächst werden die Lastprofile der Haushalte in einem zweistufigen Verfahren ermittelt. Der Bedarf an Strom und TWW wird vor allem durch die Endgerätenutzung der Haushalte beeinflusst. Beide Anwendungsbereiche sind durch starke Fluktuationen gekennzeichnet, die sich bei der Überlagerung mehrerer Haushaltsprofile teilweise ausgleichen. Durch die neuartige Methode der *aktivitätsbasierten Lastprofile* werden sowohl einzelne Haushalte als auch ganze Versorgungsgebiete hinsichtlich dieser Merkmale realistisch abgebildet (Abschnitt 3.2). Der *Heizwärmebedarf* hingegen hängt stark

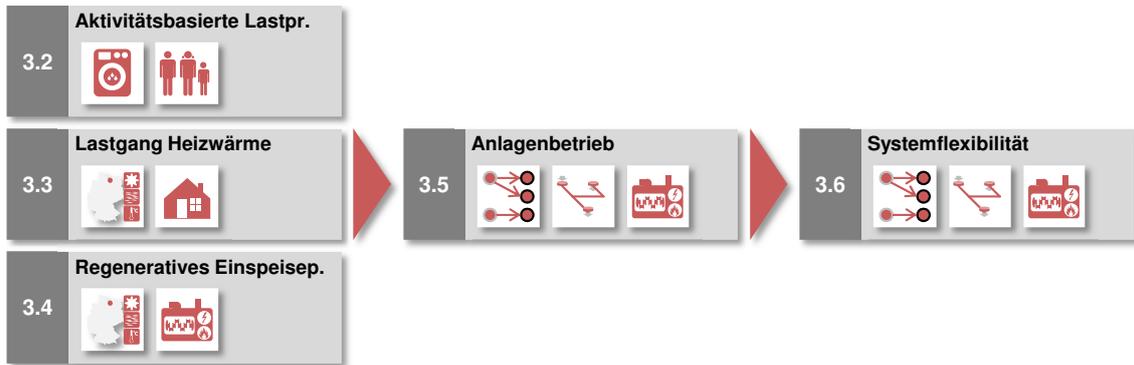


Abbildung 3.1: Vorgehensweise in Kapitel 3

von den Gebäudemerkmalen und klimatischen Verhältnissen ab. Er wird mittels eines empirischen Verfahrens beschrieben, das für diese Untersuchung adaptiert wurde (Abschnitt 3.3).

Das *Einspeisepotenzial regenerativer Erzeugungsanlagen* bezeichnet die maximal mögliche Einspeisung der PV- und WEA in das Stromversorgungsnetz. Dafür wird auf Basis der Einstrahlung und der Windgeschwindigkeiten das regenerative Darangebot am Standort ermittelt. Anhand der technischen Spezifikationen der Anlagen wird daraus das Einspeisepotenzial berechnet (Abschnitt 3.4).

Schließlich werden die *Anlagenfahrpläne berechnet und abgeglichen*, so dass die Bilanz zwischen Ein- und Ausspeisung für alle Energiearten an jedem Knoten der Topologie ausgeglichen ist (Abschnitt 3.5). Die Bestimmung der Anlagenfahrpläne erfolgt mittels der Methode der gemischt-ganzzahligen Optimierung. Dabei wird die Deckung der Verbraucherlast als notwendige Bedingung angegeben. Die regenerativen Anlagen hingegen speisen ihr volles Potenzial in das Netz ein, sofern dadurch keine technischen Restriktionen verletzt werden.

Im letzten Schritt wird ein Verfahren entwickelt, um die *Systemflexibilität* für ein beliebiges Szenario zu berechnen (Abschnitt 3.6). Dabei hat die Erfüllung der Versorgungsaufgabe Priorität, so dass die zuvor ermittelten Anlagenfahrpläne als Ausgangspunkt genommen werden. Durch das Verfahren werden elektrische Leistungsabrufe aus dem Versorgungssystem simuliert. Im Ergebnis soll das System als *virtuelle Batterie* charakterisiert werden.

3.2 Aktivitätsbasierte Lastprofile

Eine Schwierigkeit bei der simulativen Abbildung von Versorgungssystemen ist die Nachbildung des *zeitlich aufgelösten Verbrauchslastganges*. Der Verbrauch von Strom und TWW unterliegt starken Schwankungen. Um diese Bereiche abzubilden, wird ein *aktivitätsbasiertes Lastmodell* entwickelt, das die Nutzung der Endgeräte auf Basis von Personenaktivitäten der Haushaltsmitglieder simuliert. Durch das Verfahren werden die Lasten gemäß dem Bottom-Up-Prinzip haushaltsscharf nachgebildet.

Zunächst werden bekannte *Methoden der Lastprofilgenerierung* beschrieben, wonach der Ansatz des aktivitätsbasierten Lastmodells näher erläutert wird. Anschließend wird die *Operationalisierung* dieses Ansatzes über Aktivitätsprofile, Geräteprofile und Nutzungsprofile beschrieben. Zuletzt erfolgt die *Anwendung* des Verfahrens, um dessen Plausibilität zu überprüfen.

3.2.1 Methoden der Lastprofilgenerierung

Vergleich

Drei *Methoden zur Lastprofilgenerierung* können unterschieden werden:

- Empirische Verfahren
- Messungen
- Synthetische Verfahren

Die Methode der *Standardlastprofile (SLP)* basiert auf empirischen Untersuchungen zum Lastgang verschiedenartiger Verbraucher, u.a. Privathaushalte. Sie werden eingesetzt, um die Last für eine große Zahl von Verbrauchern, die in einem Bilanzkreis liegen, zu prognostizieren. Daten und Anwendungsbeispiele liefern [LHT, E.O]. Für die Modellierung der SLP werden mittlere Tagesverläufe zugrunde gelegt, weshalb die Einschaltspitzen durch einzelne Geräte nicht mehr sichtbar sind – das Profil ist stattdessen geglättet. Abbildung 3.2-a zeigt ein Standardlastprofil, normiert auf einen Jahresverbrauch von 3500 kWh. In dieser Untersuchung sollen kleinräumige Versorgungsgebiete abgebildet und Aussagen über einzelne Haushalte ermöglicht werden. Dafür ist dieses Verfahren ungeeignet.

Die *messtechnische Erhebung* von Lastprofilen ist eine geeignete Methode, um Erkenntnisse über ein definiertes Messobjekt zu erlangen. So wurden im Rahmen dieser Untersuchung Lastgänge zahlreicher Haushaltsgeräte¹, aber auch ganzer Haushalte gemessen, um erste Aussagen über das Lastverhalten zu treffen. Die unmittelbare Nutzung der Lastprofile für Simulationszwecke ist mit methodischen Schwierigkeiten verbunden. Zum einen erfordern Messungen einen großen zeitlichen Aufwand. Zum anderen lassen sich die Messwerte nur bedingt auf das abzubildende Simulationsszenario übertragen. So wirken externe Faktoren wie die Tages- oder Jahreszeit auf den Verbrauch. Aber auch interne Faktoren, die deutlich schwieriger zu beurteilen sind,

¹ Siehe Abschnitt 2.7.

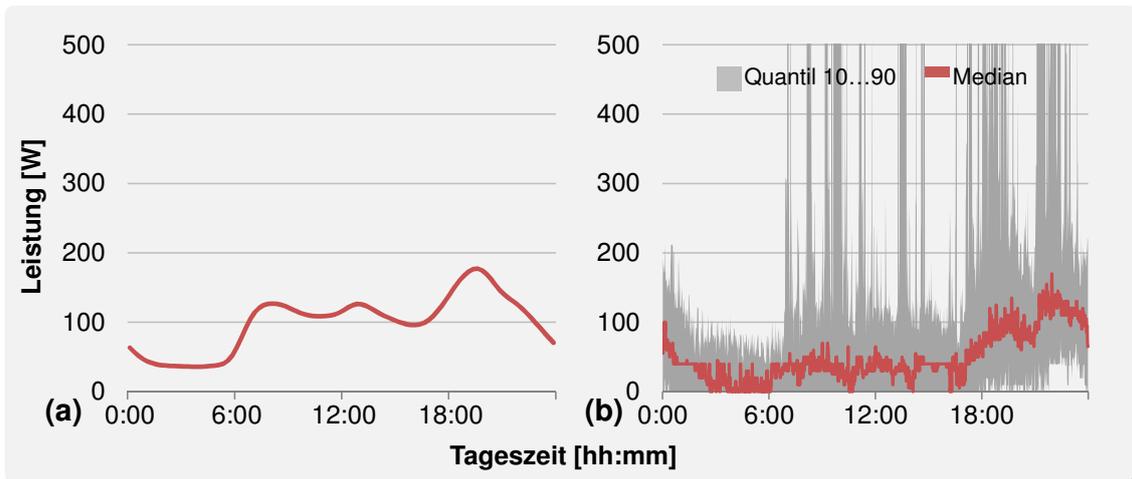


Abbildung 3.2: Vergleich elektrischer Lastprofile: (a) SLP Strom, Verfahren gemäß [E.O], Jahresverbrauch auf 3500 kWh normiert; (b) 30-tägige Messung eines Zwei-Personen-Haushalts, Jahresverbrauch 1500 kWh (extrapoliert)

begrenzen die Übertragbarkeit. Beispiele für persönliche oder technische Unwägbarkeiten aus dem Alltag sind Urlaub, Krankheit, Besuch oder Geräteausfall.

Abbildung 3.2-b zeigt die Ergebnisse einer 30-tägigen Strommessung in einem Zwei-Personen-Haushalt². Auffällig sind die Streuung der Messwerte und somit die Fluktuationen über den gesamten Zeitraum. Somit erweist sich die Auswahl geeigneter Messobjekte oder Ausschnitte der Messreihen als problematisch. Eine weitere methodische Schwierigkeit erwächst zudem aus der Tatsache, dass die Anzahl gemessener Lastprofile stets begrenzt ist, während im Modell eine Vielzahl an Haushalten für einen definierten Simulationszeitraum nachgebildet werden sollen. So müssen mehrere identische Lastprofile überlagert werden. Dadurch summieren sich die Einschaltspitzen auf, während in der Realität eine stochastische Streuung der Einschaltzeitpunkte zu beobachten ist. Somit ist auch dieses Verfahren nur eingeschränkt anwendbar.

Eine dritte Variante ist die Erzeugung *synthetischer Lastprofile*. Dabei handelt es sich um eine Gruppe von Methoden, mit denen Lastprofile in der gewünschten Detailtiefe nach dem Bottom-Up-Prinzip erzeugt werden. Die Grundlage bilden geeignete Daten und Annahmen über die Verteilung der Lastanforderung durch Haushaltsgeräte im Tagesverlauf. Im Folgenden sollen gerätebasierte und aktivitätsbasierte Verfahren unterschieden werden.

Oft werden *gerätebasierte Lastprofile* erzeugt, deren Grundlage die Einschaltzeitpunkte einzelner Haushaltsgeräte sind. Jede Gerätegattung ist hier mit stochastischen Kennwerten für Zeitpunkt und Dauer sowie Häufigkeit der Einschaltvorgänge beschrieben. Für Beispiele zu diesem Verfahren und dessen Anwendung siehe [Fri03, EW12, WHLSW12]. Obgleich die Arbeiten mit dieser Methode oft zu realistischen Ergebnissen führen, ist auch ihre Anwendbarkeit begrenzt. So wird meist

² Die Messung wurde an dem Sicherungskasten in der Wohnung mit einem dreiphasigen Strommessgerät durchgeführt. Da sich die Waschmaschine im Keller befindet, wurde diese nicht berücksichtigt.

vernachlässigt, dass die Einschaltvorgänge verschiedener Gerätegruppen miteinander verknüpft sind³. So kann zwar für hinreichend große Stichproben nachgewiesen werden, dass der Verbrauch mit statistischen Kennzahlen übereinstimmt. Einzelne Haushaltlastprofile werden nach dieser Methode hingegen nicht konsistent abgebildet.

Dies führt zu einer weiteren Detaillierung des Ansatzes durch die *aktivitätsbasierten Lastprofile*. Die Grundlage hierfür bilden die beobachtbaren zeitabhängigen Aktivitäten bzw. Zustände von Personen, die dem betrachteten Haushalt angehören⁴. Durch die Verknüpfung dieser Zustände mit entsprechenden Endgeräten werden Einschaltvorgänge simuliert. In diesen Verfahren liegt ein großes, teils ungenutztes Potenzial zur Beschreibung des zeitabhängigen Verbrauches von Haushalten. Gegenüber den bislang besprochenen Methoden ist die Entwicklung aktivitätsbasierter Lastprofile ungleich aufwendiger, sowohl hinsichtlich der Modellierung wie auch in Bezug auf die benötigten Daten. Der Ansatz wird oft mit Arbeiten von Capasso in Verbindung gebracht [CGLP94]. Ein aktuelleres Beispiel für die Umsetzung der Methode liefert Widén [WLV⁺09]. Dieser nutzt statistische Daten zu den Aktivitäten von 169 Haushalten, um daraus Lastprofile für Strom und TWW abzuleiten. Die Daten entstammen einer Erhebung zur Zeitverwendung schwedischer Haushalte.

In einer eigenen *Vorarbeit* wurde ein ähnlicher Ansatz gewählt, um Lastprofile für die zukünftig relevante Beladung von Elektrofahrzeugen zu ermitteln (siehe [MD]). Dabei wurden Daten des *Deutschen Mobilitätspanels* (MOP) genutzt [Deu08]. Diese Erhebung untersucht das Mobilitätsverhalten deutscher Haushalte. Aus den Wegeaufzeichnungen von 9744 befragten Personen, ergänzt durch weitere Annahmen⁵, konnten Untersuchungen zum Lastmanagementpotenzial, zur Marktintegration und zu den Netzauswirkungen batteriebetriebener Fahrzeuge durchgeführt werden [MD, Lem11, Döi11]. Aussagen über die häuslichen Aktivitäten sind auf dieser Grundlage indes nicht möglich, denn der Untersuchungsrahmen umfasst allein das Mobilitätsverhalten.

Durch die Beschränkungen der empirischen oder auf Messungen basierenden Verfahren wird der synthetische Ansatz gewählt, um ein *aktivitätsbasiertes Lastmodell* zu entwickeln. Die zuvor erläuterten eigenen Erfahrungen mit diesem Ansatz im Bereich E-Mobilität unterstreichen das Potenzial dieser Methode. Es sind keine Arbeiten bekannt, die das Verfahren in Verbindung mit statistischen Erhebungen hierzulande⁶ nutzen, um auf diese Weise einen Bezug zur Energieanwendung deutscher Haushalte herzustellen.

³ Beispiele für diese Verknüpfungen sind die Nutzung von Waschmaschine und Wäschetrockner oder die Kombination verschiedener Küchengeräte zur Zubereitung von Mahlzeiten. Anhaltspunkte für diese zeitliche Verknüpfung liefern Aufenthaltsorte oder Tätigkeiten von Personen.

⁴ Ein Beispiel für einen Zustand ist der Aufenthaltsort einer Person („Zu Hause“, „Unterwegs“, „Einkaufen“ etc.). Beispiele für Aktivitäten aus dem häuslichen Umfeld sind „Wäsche waschen“, „Kochen“ etc..

⁵ Neben dem Fahrverhalten aus der Studie wurden Annahmen zu den technischen Randbedingungen getroffen. Insbesondere Ladeinfrastruktur, Batteriekennwerte und Fahrverbrauch wurden dazu charakterisiert.

⁶ Widén nutzt für sein Modell Daten schwedischer Haushalte [WLV⁺09].

3.2.2 Modellbildung

Abbildung 3.3 illustriert die *methodische Vorgehensweise*. Die Grundlage für die Modellierung der Last bilden die Personenaktivitäten. Ein *Aktivitätsprofil* umfasst die aus Sicht des Energieverbrauches relevanten Tätigkeiten oder Zustände einer Person im Tagesverlauf. Die Profile stammen aus der Zeitbudgeterhebung des statistischen Bundesamtes [Sta02].

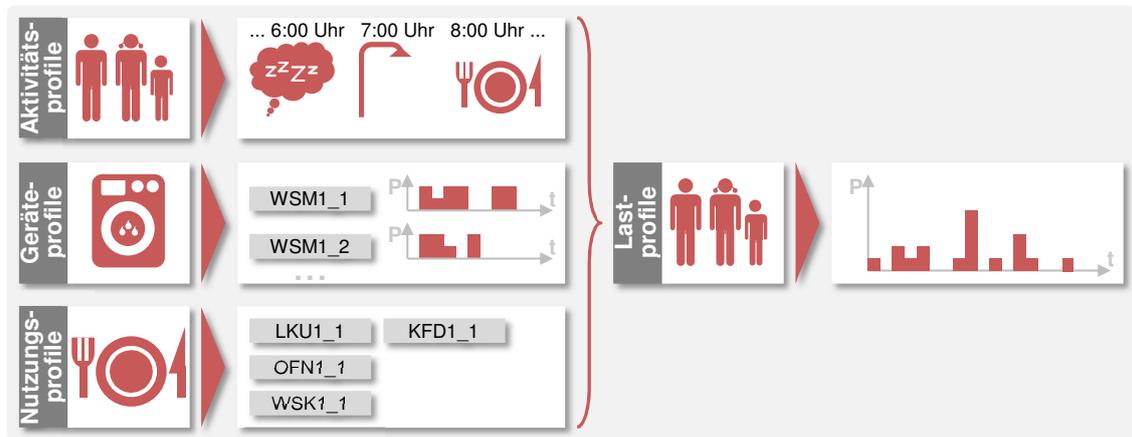


Abbildung 3.3: Vorgehensweise zur Entwicklung aktivitätsbasierter Lastprofile

Neben diesen personenbezogenen Informationen müssen die *Geräteprofile* für die Endgeräte im Haushalt ermittelt werden. Dazu wurde bereits im Abschnitt 2.7 entsprechend der Ausstattung des Referenzhaushaltes zu jedem Gerät das Lastverhalten ermittelt, abgegrenzt nach Geräteart, Ausstattungsniveau und Prozess.

Die Aktivitätsprofile werden zuletzt durch *Nutzungsprofile* mit den Gerätelastprofilen verknüpft. Ein Nutzungsprofil ordnet einer Aktivität einen oder mehrere Geräteprozesse zu. Zudem werden Geräte berücksichtigt, die entweder indirekt oder gar nicht auf Aktivitäten zurückgeführt werden können.

Aus dem Aktivitätsprofil eines Haushaltes lässt sich in Verbindung mit Geräteprofil und Nutzungsprofil das *Lastprofil* ableiten. Zuletzt wird eine *Modellkalibrierung* durchgeführt, indem die Nutzungsprofile iterativ angepasst werden, bis die Ergebnisse des Lastmodells den statistisch belegten Verbrauchswerten entsprechen.

3.2.2.1 Aktivitätsprofil

Datengrundlage

Im Rahmen der Untersuchung wurde das Forschungsgebiet der *Zeitverwendungsstudien* (TU⁷) genauer betrachtet. Der Bereich der TU-Forschung befasst sich mit der Zeitverwendung privater Haushalte. Im Rahmen von Erhebungen werden Haushalte angewiesen, detailliert Buch zu führen über alle Aktivitäten im Befragungszeitraum. Diese Daten sind für volkswirtschaftliche Untersuchungen von Bedeutung,

⁷ In diesem überschaubaren Forschungsgebiet ist die englische Bezeichnung *Time-Use* vorzuziehen, aus der sich auch die hier verwendete Abkürzung herleitet.

denn sie erlauben Rückschlüsse auf die Lebens- und Arbeitsumstände einzelner Bevölkerungsgruppen. Sie stellen aber auch ein enormes und weitgehend ungenutztes Potenzial für die Erforschung der Energieanwendung privater Haushalte dar.

Das *Centre for Time-Use Research* der Universität Oxford listet die bedeutendsten TU-Studien einzelner Länder auf [Cen]. Für Deutschland wird die Zeitbudgeterhebung (ZBE) angeführt, die hier als Grundlage genutzt wird. Die ZBE wurde vom Bundesfamilienministerium in Auftrag gegeben und vom Statistischen Bundesamt durchgeführt. Die Erhebung fand im Zeitraum April 2001 bis März 2002 statt. Dabei wurden etwa 5400 Haushalte mit insgesamt 12 600 Personen befragt. Jede Person sollte an zwei Werktagen und einem Wochenendtag detailliert Buch führen über Aktivitäten sowie Aufenthaltsorte im Tagesverlauf. Insgesamt liegen rund 37 700 dieser Tagebücher vor. Daneben war ein Fragebogen auszufüllen, der Auskunft über die sozio-demografischen Merkmale des Haushaltes und der Person gibt. Im Tagebuch wurden zur Erleichterung etwa 230 Aktivitäten vorgegeben. Diese waren im 10-Minuten-Raster als Haupt- oder Nebenaktivität einzutragen [Bun03].

Die Daten der ZBE 2001/2002 wurden als Scientific-Use-File vom Statistischen Bundesamt bezogen und liegen in anonymisierter Form vor [Sta02]. Somit konnten sowohl die Tagebücher sowie die Haushalts- und Personenmerkmale zur Analyse herangezogen werden.

Aktivitäten

Die ZBE weist rund 230 *allgemeine Aktivitäten* aus, die als dreistellige Codes in den Tagesaufzeichnungen der Personen vermerkt sind. Die Aktivitäten sind 10 Hauptgruppen zugewiesen. Die Hauptgruppe legt zugleich die erste Ziffer des Codes fest. Neben den Aktivitäten werden die Orte im selben Zeitraster ausgewiesen. So kann nachvollzogen werden, ob eine Aktivität zu Hause oder andernorts durchgeführt wurde. Dies ist bspw. von Bedeutung um zu beurteilen, ob Wäsche zu Hause oder in einer Wäscherei gereinigt wird. Für die Lastprofilerstellung sollen nur Aktivitäten im häuslichen Bereich berücksichtigt werden. Abbildung 3.4 illustriert ein Aktivitäts- und Aufenthaltsprofil für eine Person.

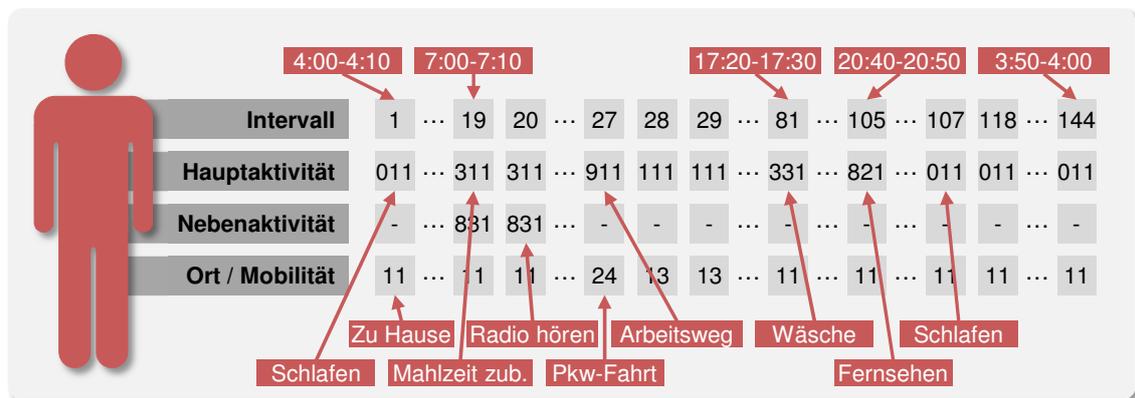


Abbildung 3.4: Exemplarisches Aktivitätsprofil einer befragten Person aus der ZBE. Zu jedem Zeitintervall gaben die befragten Personen neben Haupt- und Nebenaktivität den Aufenthaltsort bzw. das gerade genutzte Verkehrsmittel an.

Tabelle 3.1: Modifizierte Personenaktivitäten. 230 Aktivitäten der ZBE wurden zu 13 verbrauchsrelevanten Aktivitäten verdichtet.

Verbrauchsrelevante Aktivitäten		
Name	Langform	Beschreibung
aud	audio	Musik hören
bws	bodywashing	Körperpflege
cir	clothes ironing	Wäsche bügeln
cws	clothes washing	Wäsche waschen
dws	dish washing	Geschirr spülen
gdc	garden care	Gartenpflege
hcl	home cleaning	Wohnung säubern
hmt	house maintenance	Hausinstandhaltung
mpr	meal preparation	Mahlzeit zubereiten
nac	inactive	Schlafen/Inaktiv
oth	other	Sonstige Aktivitäten
pcp	personal computer	Computernutzung
tel	television	TV/Video

Für die Ermittlung des Lastprofils wird die Menge an Aktivitäten und Aufenthaltsorten eingegrenzt oder gruppiert. Ziel ist es, die *verbrauchsrelevanten Aktivitäten* abzugrenzen, auf die sich im Wesentlichen die Gerätenutzung im Haushalt zurückführen lässt. Insgesamt wurden 13 Zustände oder Aktivitäten ermittelt, die einen Bezug zum Energieverbrauch aufweisen. Diese Zustände werden durch dreistellige alphanumerische Kürzel bezeichnet. Aktivitäten, aus denen sich keine Gerätenutzung ableiten lässt, werden mit **oth** (Others) gekennzeichnet. Inaktivität einer Person wird mit **nac** (Inactive) bezeichnet. Tabelle 3.1 zeigt sämtliche abgegrenzten Aktivitäten.

Die Aktivitätsprofile der ZBE wurden mit dem modifizierten Code-Schema übersetzt, so dass die eigens definierten Codes den Tagesverlauf einer Person kennzeichnen. Dabei wird zugleich die Matrix der Ortskennzeichnungen ausgewertet und nur solche Aktivitäten berücksichtigt, die zu Hause stattfinden.

Haushaltsbezug

Der Haushalt stellt die *Basiseinheit* bei der Lastprofillerstellung dar. Daher wurden die Personenprofile zu *Haushalts-Aktivitätsprofilen* zusammengefasst. Die Zuordnung ist aufgrund eindeutiger Datenbezüge über die Haushalts- und Personen-ID in den Tagebüchern möglich. Das Haushaltsprofil zeigt somit alle Aktivitäten der Einzelpersonen. Da in einer zeitlich geordneten Datenreihe eine Überschneidung von Aktivitäten mehrerer Personen nicht ohne weiteres darstellbar ist, wurden die Profile von der zeitlichen Intervallreihe in eine ereignisbasierte Listenform überführt. Ein Haushaltsprofil ist nunmehr eine lineare Auflistung der Einzelaktivitäten, jeweils gekennzeichnet durch Personen-ID, Aktivitätsart, Startzeitpunkt und Dauer.

3.2.2.2 Geräteprofil

Zu jedem *Endgerät* lassen sich Prozesse identifizieren, die die Nutzungsmöglichkeiten dieser Geräte angeben. So verfügt eine Waschmaschine (Geräteart) über mehrere Waschprogramme (Prozess), die vom Nutzer angewählt werden können. Die

Verbrauchskennwerte eines Endgerätes umfassen die Leistungsaufnahme in den Betriebsarten „Normalbetrieb“ (NMB), „Standby-Betrieb“ (SBY) und „Schein-Aus-Modus“ (SAM), wobei der NMB für jeden einzelnen Prozess beschrieben werden muss. Die Menge an Prozessen mitsamt der Verbrauchskennwerte, die einem spezifischen Gerätetyp zugeordnet ist, wird hier als *Geräteprofil* bezeichnet.

Die Endgeräte wurden als eigenständige Komponente des virtuellen Versorgungsgebietes identifiziert und bereits in Abschnitt 2.7 beschrieben. Dabei wurden die Geräteprofile hergeleitet⁸. Diese Daten sind über den Szenarienbaukasten automatisch in das Modell integriert, wodurch sie für Simulation der aktivitätsbasierten Lastprofile abgerufen werden können.

3.2.2.3 Nutzungsprofil

Um die Aktivitätsprofile mit den Geräteprofilen zu verknüpfen, werden *Nutzungsprofile* entwickelt. Ein Nutzungsprofil ordnet den zuvor beschriebenen Aktivitäten die entsprechenden Endgeräte zu, wobei auch Ausstattungsniveau und Prozess festgelegt werden. So kann die Aktivität **mpr** (Mahlzeit zubereiten) auf diese Weise mit dem Endgerät **OFN_1_2** (Ofenprozess „Backen 60 Min“) verknüpft werden.

Eingabe von Nutzungsprofilen

Die Nutzungsprofile werden, mangels Datengrundlage, aufgrund von Annahmen parametrisiert. Sie müssen daher iterativ angepasst werden, bis die Ergebnisse den Energieverbrauch widerspiegeln. Dieser Prozess wird hier als *Modellkalibrierung* bezeichnet. Dafür war es erforderlich, eine Eingabemöglichkeit für die Nutzungsprofile zu entwickeln, in der Haushaltsaktivitäten flexibel mit Geräteprozessen verknüpft werden können. Abbildung 3.5 zeigt einen Teil des Eingabesheets.

Aktivität					Gerätesequenz									
Kürzel	Variante1 (Dauer in Min)			Variante2 (Wahrsch)		Gerät 1			Gerät 2			Gerät 3		
	Nr	MIN	MAX	Nr	P [%]	Typ	Niveau	Prozess	Typ	Niveau	Prozess	Typ	Niveau	Prozess
Gerätesequenzen, die UNABHÄNGIG von Aktivitäten sind (Kürzel = ndp<Nr>)														
ndp1	1			1	100	KLS	2	1						
ndp2	1			1	100	GFS	1	1						
ndp3	1			1	100	ITI	2	1						
Gerätesequenzen, die ABHÄNGIG von Aktivitäten sind (Kürzel = entsprechende Aktivitätstyp im Akt-Profil)														
aud	1	0	9999	1	100	LWZ	1	1	AUD	1	1			
bws	1	0	19	1	50	LBD	1	1	LSZ	1	1			
bws	1	0	19	2	50	LBD	1	1	LSZ	1	1	WWB	1	1
bws	2	20	39	1	30	LBD	1	1	LSZ	1	1	WWB	1	1
bws	2	20	39	2	20	LBD	1	1	LSZ	1	1	WWB	1	1
bws	2	20	39	3	50	LBD	1	1	LSZ	1	1	WWB	1	1

Abbildung 3.5: Parametrierung der Nutzungsprofile: Mittels einer Eingabemaske können jeder Aktivität mehrere Sequenzen aus jeweils bis zu fünf Geräteprozessen zugewiesen werden.

Je Aktivität kann eine Sequenz aus 1...5 Geräteprozessen zugeordnet werden. Dabei wird nach den in Abschnitt 2.7 abgegrenzten Gerätegruppen differenziert. Geräte

⁸ Vgl. Abbildung 2.12 auf Seite 76.

der *Gruppe 1 (Prozessbasiert)* können direkt einer der 13 definierten Aktivitäten zugeordnet werden. Wenn die Aktivität ausgeführt wird, wird das Lastprofil, welches für den ausgewählten Geräteprozess hinterlegt ist, im Zeitraum der Aktivität gestartet. Ein Beispiel ist die Aktivität **cws** (Wäsche waschen) in Verbindung mit dem Gerät **WSM_1_1** (Waschmaschine „30°C“). Im Zeitraum der Personenaktivität wird der technische Prozess, der durch das Lastprofil definiert wurde, gestartet. Die Person kann sich wieder einer anderen Aktivität widmen, während die Waschmaschine läuft.

Bei *Gerätegruppe 2 (Nutzungsbasiert)* erfolgt ebenfalls eine direkte Zuordnung zu der Personenaktivität im Nutzungsprofil. Hier wird das Gerät jedoch nur für die Dauer dieser Personenaktivität betrieben. Wird bspw. während der Aktivität **cws** zusätzlich zur Waschmaschine die Beleuchtung (**LBD_1_1**) eingeschaltet, so wird die Lampe nur im Zeitraum der Personenaktivität betrieben.

Geräte der *Gruppe 3 (Dauerbetrieb)* werden gesondert definiert, da sie nicht an eine Aktivität gebunden sind. Die Geräte sind durchgehend in Betrieb, sie werden daher durch das hinterlegte Tageslastprofil dargestellt.

In der Realität ist eine Aktivität nicht genau einer Gerätesequenz zuzuordnen. Daher ist es erforderlich, eine feinere Strukturierung vorzunehmen. Die Gerätesequenzen können zweifach variiert werden. Zum einen können die Aktivitäten nach der *Aktivitätsdauer* d_{Akt} in mehrere Klassen eingeteilt werden, die jeweils unabhängig konfiguriert werden. Zu jeder Klasse wird das Intervall mit einer unteren sowie oberen Grenze in Minuten definiert. Den so entstehenden Unteraktivitäten können anschließend angemessen zeitintensive Gerätesequenzen zugewiesen werden. Die Aktivität **mpr** wurde bspw. in drei Zeitklassen unterteilt: *Kleine Mahlzeit* mit $d_{Akt} = [0, 10)\text{min}$, *Mittlere Mahlzeit* mit $d_{Akt} = [10, 30)\text{min}$ sowie *Große Mahlzeit* mit $d_{Akt} = [30, \infty)\text{min}$.

Neben der zeitabhängigen Variation kann innerhalb einer Zeitklasse eine *Zufallsvariation* mehrerer Gerätesequenzen definiert werden. Jede dieser Variationen wird mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit p_{Akt} gewichtet. Für die Zeitklasse *Kleine Mahlzeit* der Aktivität **mpr** wurden bspw. drei unterschiedliche Gerätesequenzen definiert, die mit den Eintrittswahrscheinlichkeiten $p_{Akt} = \{0, 6; 0, 2; 0, 2\}$ gewichtet wurden. Dadurch können viele Variationen der Gerätenutzung berücksichtigt werden, die durch die Aktivität alleine nicht gekennzeichnet sind. Obwohl nicht jede Eventualität berücksichtigt wird, kann dennoch ein plausibles Anwendungsprofil erzeugt werden.

3.2.3 Anwendung

Die Methodik der aktivitätsbasierten Lastprofile basiert neben den empirisch belegten Aktivitätsprofilen auf Nutzungsprofilen, für die keine verwertbare Datengrundlage existiert. Daher muss nachgewiesen werden, dass durch diese Methode Lastprofile simuliert werden können, durch die eine *realistische Bedarfssituation* nachgebildet werden kann – für einzelne und für aggregierte Haushalte über beliebig lange Zeiträume. Dafür wurde mit dem Szenarienbaukasten ein Versorgungsgebiet erstellt,

welches alle 9 Referenzhaushalte beinhaltet, die in Abschnitt 2.6 definiert wurden⁹. Für jeden der 9 Haushalte wurden 1000 Simulationsläufe für je einen Werk- und einen Wochenendtag durchgeführt. Um die *Plausibilität* der ermittelten Lastprofile zu beurteilen, werden vier *Bewertungskategorien* untersucht.

1. Gesamtverbrauch nach Haushaltstyp
2. Gesamtverbrauch nach Anwendungsbereich
3. Verlauf des Lastprofils
4. Überlagerung von Lastprofilen

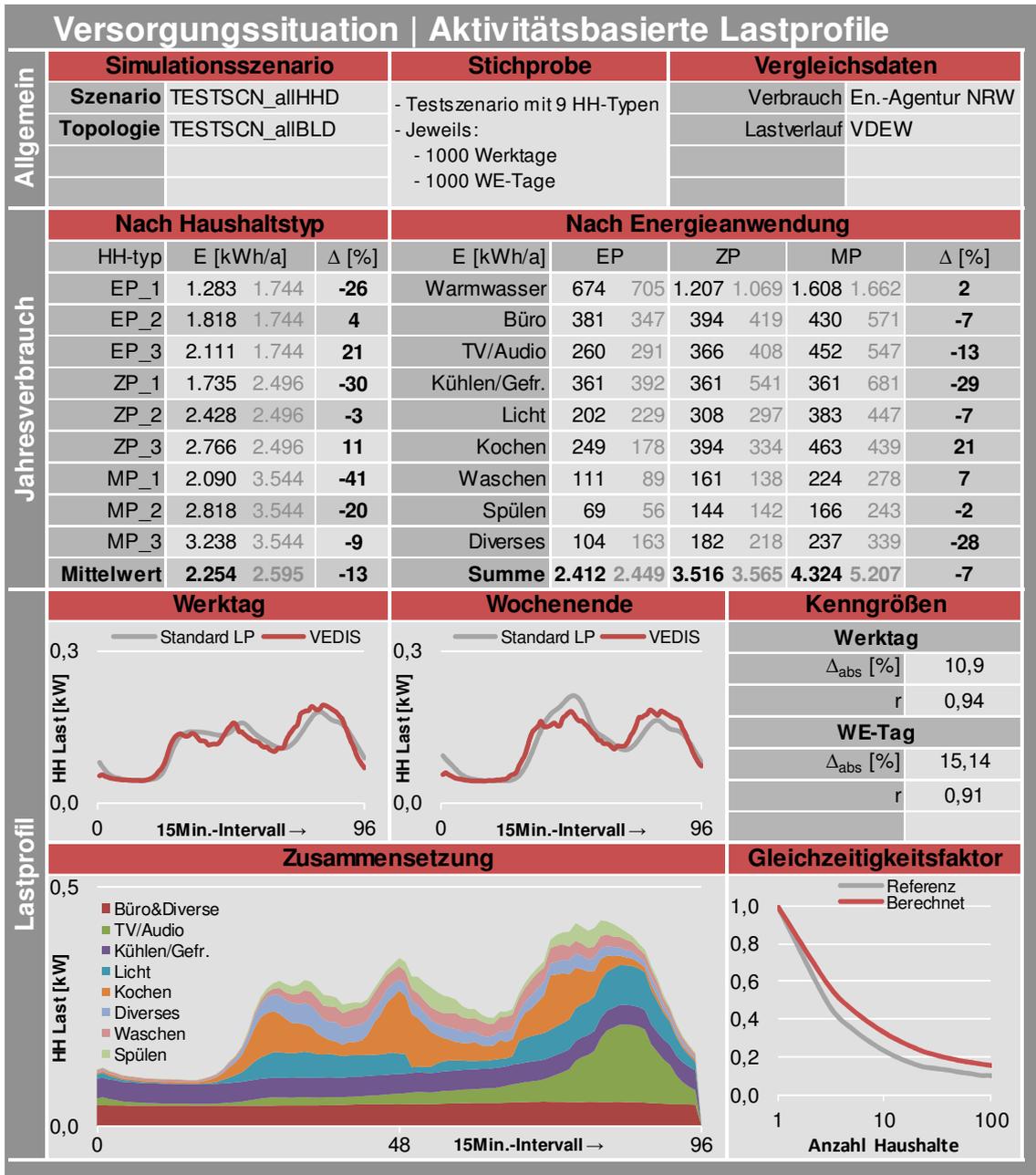
Für jede Kategorie wurden Kennzahlen abgeleitet, die einen Vergleich der simulierten Ergebnisse mit empirisch belegten Werten ermöglichen. Die Ergebnisse in den jeweiligen Kategorien sind in Tabelle 3.2 zusammengefasst und werden im Folgenden erläutert.

Zur Untersuchung des *Gesamtverbrauches nach Haushaltstyp* wurde der simulierte Stromverbrauch der Stichprobe auf ein Jahr skaliert. Die Anteile von Werk- und Wochenendtag wurden entsprechend gewichtet. Als Datengrundlage für den Vergleich der aggregierten Verbrauchswerte diente die Erhebung der EANRW, die bereits in Abschnitt 2.6 zur Untersuchung der Energieanwendung der Haushalte genutzt wurde [Eneb]. In der Erhebung sind die Verbräuche nach der Größe, nicht aber nach der Ausstattung der Haushalte differenziert, so dass als Vergleichsmaßstab die Haushalte mit mittlerer Ausstattung (**EP_2**, **ZP_2**, **MP_2**) relevant sind. Die Ergebnisse zeigen eine gute Übereinstimmung der simulierten Jahresverbräuche von **EP_2** und **ZP_2**, bei 4 % und –5 % Abweichung. Erwartungsgemäß liegen die Haushalte mit hoher Ausstattung um 11 %...21 % darüber, die mit geringer Ausstattung um –26 %...–30 % darunter. Für den Haushaltstyp **MP_2** ergibt sich eine deutliche Abweichung von –20 %. Da dieser Haushalt eine Sammelkategorie für alle Haushaltsgrößen ab drei Personen darstellt, ist ein Vergleich schwierig. Alternativ könnten diese Haushaltsgrößen durch einzelne Referenzhaushalte abgebildet werden, dies ist für diese Untersuchung nicht erforderlich.

Im Vergleich des *Gesamtverbrauches nach Anwendungsart* wurde zusätzlich der Anwendungsbereich TWW einbezogen. Als Vergleichswerte dienten wieder die Daten der EANRW. Die simulierten Geräteverbräuche wurden zu den Anwendungsbereichen gruppiert, die von der EANRW verwendet werden [Eneb]. Der Quervergleich über alle Haushaltstypen zeigt eine gute Übereinstimmung (–7 %...7 %) bei den größten Anwendungsbereichen Warmwasser, Büro, Licht, Waschen und Spülen. Deutliche Abweichung zeigen sich bei Kühlen/Gefrieren (–29 %), Kochen (21 %) sowie in der Sammelkategorie Diverses (–28 %). Die kumulierte Abweichung ist mit –7 % moderat. Auch hier zeigt sich bei EP- und ZP-Haushalten eine bessere Übereinstimmung als bei MP-Haushalten. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Referenzhaushalte keinesfalls als repräsentativ angesehen werden dürfen: es handelt sich um konkret beschriebene Haushalte mit einer ganzzahligen Anzahl an Geräten. Die statistischen Vergleichswerte bilden dagegen einen durchschnittlichen Haushalt ab – mit bspw. 1,6 TV-Geräten.

⁹ Siehe Abbildung 2.11 auf Seite 62.

Tabelle 3.2: Plausibilität des aktivitätsbasierten Lastmodells



Zur Prüfung des *zeitlichen Lastverlaufes* wurde der simulierte Lastgang über alle Haushalte und Simulationsläufe aggregiert. Als Vergleichslastgang dient das bereits beschriebene SLP Strom für Privathaushalte (gem. [E.O]). Beide werden für Werk- und Wochenendtag getrennt ausgewiesen und auf denselben Wert normiert. Somit sind die Tagesenergieverbräuche für das simulierte Profil und den Vergleichslastgang identisch. Es werden zwei Kennzahlen verwendet. Δ_{abs} setzt den Betrag der Differenzfläche beider Lastprofile in das Verhältnis zur Gesamtfläche des SLP. Zudem wird der Korrelationskoeffizient r verwendet, um die Verläufe beider Kurven zu vergleichen. Er ist normiert und nimmt Werte zwischen $-1 \dots 1$ an. Der simulierte Lastverlauf zeigt gemäß Δ_{abs} und r eine gute Übereinstimmung mit dem SLP – sowohl für den Werktag als auch für den Wochenendtag. Δ_{abs} beträgt am Wochentag knapp 11 %, am Wochenende dagegen gut 15 %. Dabei kommt besonders die Synchronität zwischen den Lastspitzen beider Profile zur Geltung. Dies kann als Indiz dafür gewertet werden, dass die Annahme einer kausalen Verkettung zwischen Aktivität und Last korrekt ist.

Zuletzt wurde das *Überlagerungsverhalten* der berechneten Lastprofile geprüft. Das Ziel ist es, über die anvisierte Größe des virtuellen Versorgungsgebietes (1...200 Gebäude) ein realistisches Überlagerungsverhalten zu erreichen, damit die Lastfluktuationen für einzelne Haushalte als auch für ganze Gebiete adäquat abgebildet werden. Dafür wurde der Gleichzeitigkeitsfaktor g für verschiedenen Stichprobengrößen berechnet und grafisch als Profil aufgetragen. g bezeichnet das Ausmaß der Lastglättung bei der Überlagerung mehrerer Verbraucher. Er wird als Verhältniszahl für unterschiedliche Grundgesamtheiten mit jeweils n Haushalten gebildet, um den Verlauf der Lastglättung mit steigendem n nachzuweisen. Im Zähler steht die Spitzenlast des Summenprofils $P_{\text{S,SP}}$. Im Nenner steht die Summe der Spitzenlasten der Einzelprofile $P_{\text{S,EP}}$. Demnach gilt für $n = 1$ auch $g = 1$. Das *Gleichzeitigkeitsprofil* wird mit dem für die Netzauslegung maßgeblichen Verlauf verglichen [EW12]. Die Ergebnisse zeigen einen charakteristischen, regressiven Verlauf beim simulierten Gleichzeitigkeitsprofil. Somit kann gefolgert werden, dass das Verfahren den Anforderungen entspricht.

Fazit

Durch ein neu entwickeltes aktivitätsbasiertes Lastmodell wurden Daten über die Zeitverwendung in deutschen Haushalten genutzt, um daraus fein aufgelöste Lastprofile für Strom und TWW auf Basis der Endgerätenutzung abzuleiten. Mit dieser Methode können Lastprofile für verschiedene Haushaltstypen nachgebildet werden. Es wurde nachgewiesen, dass die Profile hinsichtlich der Höhe des Gesamtverbrauches, der Struktur der Energieanwendung, des dynamischen Verlaufes und des Überlagerungsverhaltens eine gute Annäherung an die empirisch belegten Vergleichswerte liefern.

Damit wurde eine innovative Möglichkeit geschaffen, um Verbraucherlasten simulativ abzubilden. Die Stärken liegen vor allem in der realistischen Abbildung einzelner Haushalte oder kleinräumiger Versorgungsgebiete, die durch die bewährte Methode der SLP nur unzureichend dargestellt werden.

3.3 Heizlast-Profile

Durch das zuvor beschriebene aktivitätsbasierte Lastmodell werden der Strom- und der TWW-Bedarf im virtuellen Versorgungsgebiet abgebildet. Zusätzlich muss die *Heizlast* (RW) beschrieben werden. Bei der Untersuchung der Haushalte in Abschnitt 2.6 wurde bereits ermittelt, dass dieser Anwendungsbereich im Vergleich zu Strom und TWW eine bedeutende Senke darstellt. Diese kann durch die Flexibilitätsoptionen erschlossen werden, wenn im Gebiet Konversionspfade zwischen der Strom- und der Wärmeversorgung angelegt sind¹⁰. Dabei haben die Gebäudemerkmale sowie die klimatischen Bedingungen am Standort einen großen Einfluss auf die Höhe und den zeitlichen Verlauf der Heizlast. In diesem Abschnitt wird eine Methode adaptiert, mit der das Profil der Heizlast für jeden Gebäude- und Standorttyp innerhalb des Modells beschrieben werden kann.

Zunächst werden verschiedene *Methoden* erläutert und verglichen, mit denen die Heizlast von Gebäuden bestimmt werden kann. Anschließend wird die *Umsetzung* der ausgewählten Methode erläutert. Zuletzt erfolgt die *Anwendung* der Methode, um die Plausibilität zu überprüfen.

3.3.1 Methoden der Lastprofilerzeugung

Es lassen sich drei Methoden zur Ermittlung von Heizlast-Profilen abgrenzen:

- Bilanzierungsverfahren
- Messungen
- Empirische Verfahren

Mittels eines *Bilanzierungsmodells* kann der Wärmebedarf unter Berücksichtigung von Wärmeeintrag und -abfuhr über die Gebäudehülle berechnet werden. Dazu werden bauliche Daten berücksichtigt, die je nach gewähltem Berechnungsverfahren und Problemstellung in unterschiedlichen Detaillierungsgraden Eingang finden. Es gibt verschiedene praxisrelevante Verfahren, die für die Auslegung von Heizungsanlagen oder die Bewertung der Energieeffizienz von Gebäuden Anwendung finden. Zwei Varianten mit unterschiedlichen Anforderungen werden nachfolgend erläutert: die Heizlastberechnung und die Gebäudesimulation.

Das Ziel der *Heizlastberechnung* ist es, das Heizungssystem eines Gebäudes so auszulegen, dass es den Wärmebedarf während des ganzen Jahres zuverlässig deckt. Als Grundlage dienen einschlägige Normen. Für die Berechnung findet seit 2004 die DIN EN 12832 Anwendung, welche die nationale DIN-Norm 4701 ablöst [Deu05]. Das Ergebnis der Berechnung ist die auslegungsrelevante Höchstlast. Daher ist diese Methodik kaum geeignet, um den Wärmebedarf dynamisch zu modellieren.

Die VDI-Norm 6007 beschreibt ein Berechnungsmodell, mit dem sich eine *thermische Gebäudesimulation* durchführen lässt [VDI12]. Die Norm zielt darauf ab, einen

¹⁰ Dies trifft auf die Versorgungstypen **VT_2**, **VT_4** und **VT_6** zu, die als Anlagentopologien definiert wurden (Vgl. Tabelle 2.4 auf Seite 35).

Standard zu etablieren, um die Vergleichbarkeit und Validität der Ergebnisse instationärer Berechnungen zu gewährleisten. Das Rechenmodell ist deutlich komplexer im Vergleich zur DIN EN 12832. Es können detaillierte geometrische und physikalische Gebäudeeigenschaften abgebildet werden. Ebenso werden Speichereffekte und veränderliche Innen- sowie Außentemperaturen berücksichtigt. Verfahren dieser Kategorie sind ungleich aufwendiger, so dass es bereits kommerzielle Berechnungstools für Endnutzer gibt. Für den hier verfolgten Untersuchungsaspekt ist das instationäre Verfahren eine interessante Option. Gleichwohl bedarf es einer gründlichen Validierung. Dafür dient bspw. die VDI 6020, die für definierte Szenarien Vergleichswerte bereitstellt [VDI01].

Die Erhebung von Heizlastprofilen aus *Messungen* ist, verglichen mit dem Strombereich, deutlich aufwändiger. In der Regel sind Messungen an Heizungssystemen geeignet, um Rückschlüsse auf das Betriebsverhalten der Heizungsanlagen zu ziehen und Optimierungsansätze aufzuzeigen. Aus diesem Grund wurden in einer Untersuchung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE) mehrere Heizungsanlagen in Ein- und Mehrfamilienhäusern vermessen [MAS02, Müh02]. Aus diesen Messungen kann auch der Lastgang des Wärmebedarfes abgeleitet werden. Eine Verallgemeinerung und Übertragung auf die hier untersuchten Referenzgebäude ist jedoch kaum möglich, da in den Messungen neben den lokalen bauphysikalischen und klimatischen Bedingungen auch technische Betriebsparameter der Heizungsanlage eine Rolle spielen. Ähnliche Schwierigkeiten ergeben sich mit den nach VDI-Norm 4655 ermittelten Referenzlastprofilen für den Heizwärmebedarf, die ebenfalls auf Messungen beruhen [VDIb]. Diese Lastprofile können entsprechend den lokalen Bedingungen von Klima und Verbrauch angepasst werden. Die konsistente Überlagerung mehrerer Bedarfslastgänge ist jedoch kaum möglich, da der Hauptzweck die Auslegung und Bewertung konkreter Heizungsanlagen ist.

Als *empirisches Verfahren* kann die Methode der Standardlastprofile für Gaskunden (im Folgenden „SLP Gas“) angesehen werden [Bun06, Bun13c]. Wie im Strombereich werden auch für die Gasversorgung nicht-leistungsgemessener Kunden¹¹ SLP eingesetzt, um den Verbrauch stundengenau zu prognostizieren und abzurechnen. Die Verpflichtung ergibt sich aus der Gasnetz-Zugangsverordnung (GasNZV). Von der TU München wurde das Verfahren zur Ermittlung der SLP Gas entwickelt. Dabei wird der Heizgasverbrauch der Privathaushalte gesondert abgebildet, was für die zugrunde liegende Fragestellung von großer Bedeutung ist. Aufgrund der Abhängigkeiten zwischen Wärmebedarf und Gebäude- sowie Standortmerkmalen bedarf die Erzeugung von SLP Gas einer umfangreicheren Parametrierung, als es bei den SLP Strom der Fall ist. Da das Verfahren gängige Praxis bei der Gasversorgung der deutschen Endverbraucher ist, kann von der Validität der Methode ausgegangen werden.

Bewertung und Auswahl

Die genannten Verfahren weisen hinsichtlich des Aufwandes und der Vor- und Nachteile für diese Untersuchung deutliche Unterschiede auf. Die Nutzung von Messwerten scheidet aufgrund der begrenzten Datenlage und des Aufwandes der Erhebung aus. Zudem ergeben sich methodische Schwierigkeiten bei der konsistenten

¹¹ Gewerbebetriebe und Privathaushalte.

Abbildung mehrerer Gebäude in einem Versorgungsgebiet. Die Anwendung von stationären Bilanzierungsmodellen erlaubt keine oder nur ungenaue Rückschlüsse auf den zeitlichen Verlauf des Heizwärmebedarfes. Die thermische Gebäudesimulation ist grundsätzlich das Verfahren der Wahl, da hier eine genaue Anpassung an Referenzgebäude sowie variierende Nutzungsanforderungen möglich ist. Allerdings rechtfertigen die Vorteile kaum den Mehraufwand der Modellentwicklung und -validierung.

Obwohl im Strombereich keine SLP empfohlen worden sind, ist diese Methode für den Wärmebereich geeignet, um die Heizlast zu modellieren. Da Gas- und letztlich Wärmeversorgung durch einen konvektiven Stofftransport gekennzeichnet sind, ist die Kopplung von Erzeugung und Last weniger starr als dies im Strombereich der Fall ist. Dies gilt besonders für die Wärmeversorgung, die der Trägheit der periodischen Aufheiz- und Abkühlprozesse des Heizungssystems unterworfen ist. Für die Ermittlung des RW-Lastganges wird daher die Methode der SLP Gas angewendet. Das Verfahren wird vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) beschrieben [Bun06, Bun13c]. Für die zukünftige Weiterentwicklung und Detaillierung des Modells erscheint hingegen die Methode der thermischen Gebäudesimulation aussichtsreich.

3.3.2 Modellbildung

Das *Verfahren* wird nach der Beschreibung des BDEW umgesetzt [Bun06]. Dort werden SLP für Gewerbe-, Kochgas- und Heizgaskunden unterschieden. Zudem wird zwischen dem synthetischen und dem analytischen Verfahren abgegrenzt. Angewendet wird das synthetische (Bottom-Up-) Verfahren, welches 2002 von der TU München entwickelt und später modifiziert wurde, um besondere Standortbedingungen zu berücksichtigen¹².

Die *Berechnung* vollzieht sich in drei Schritten, die in Abbildung 3.6 dargestellt sind. Zunächst wird anhand des historischen Heizwärmebedarfes eines *Bezugsjahres* und des zugehörigen Temperaturverlaufes der Kundenwert berechnet. Mit dem Kundenwert wird der *Wärmebedarf des Tages* berechnet. Zuletzt wird der Tagesbedarf dynamisiert, um das *RW-Lastprofil* zu ermitteln.

Schritt 1: Bezugsjahr

Als Ausgangspunkt dient ein *Bezugsjahr*, für das Heizwärmebedarf und Temperaturverlauf bekannt sind. Für die Referenzgebäude der Modellumgebung liegt der Jahresheizwärmebedarf vor¹³. Als Bezugsjahr wird das gemäßigte Standortjahr (**ST1**) zugrunde gelegt¹⁴.

Der *Kundenwert* (Q_{KW}) ist der Quotient aus dem Referenz-Heizbedarf des Gebäudes (Q_{Ref}) und dem temperaturabhängigen Norm-Heizbedarf derselben Periode (Gleichung 3.1). Er stellt somit einen auf Temperatureinheiten normierten Wärmebedarf dar, der anhand der aktuellen Tagestemperatur skaliert werden kann, um den

¹² Z.B. den Einfluss besonders windreicher Wetterbedingungen.

¹³ Die Kenndaten werden in der Übersicht der definierten Bausteine auf Seite 54 ausgewiesen.

¹⁴ Vgl. Übersicht der Standort-Bausteine auf Seite 24.

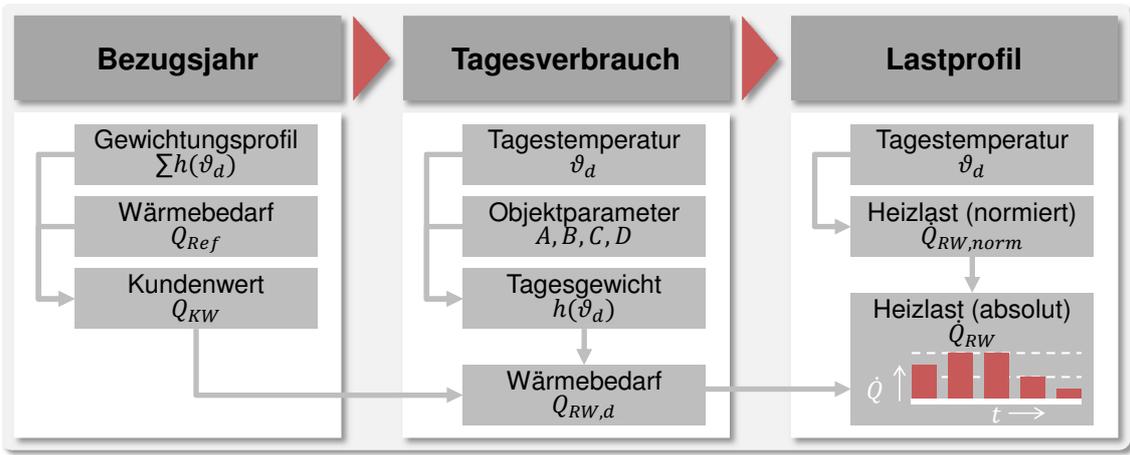


Abbildung 3.6: Algorithmus zur Entwicklung von RW-Lastprofilen (nach [Bun06])

Wärmebedarf des Tages zu ermitteln. Q_{KW} ist somit proportional zum Wärmebedarf.

$$Q_{KW} = \frac{Q_{Ref}}{\sum_d h(\vartheta_d)} \quad (3.1)$$

Der *Norm-Heizbedarf* $h(\vartheta_d)$ ist das Ergebnis einer temperaturabhängigen Verteilungsfunktion, mit welcher der Jahresbedarf je nach Tagesmitteltemperatur auf die einzelnen Tage verteilt wird. Er dient zur Ermittlung des Wärmebedarfes des Folgetages auf Basis einer Tagesmitteltemperatur. Die Berechnung von $h(\vartheta_d)$ wird weiter unten erläutert.

Schritt 2: Tagesverbrauch

Auf Basis der prognostizierten – bzw. im Modell bekannten – Tagesmitteltemperatur ϑ_d und mit dem zuvor berechneten Q_{KW} wird der Tageswärmebedarf berechnet (Gleichung 3.2).

$$Q_{RW,d} = Q_{KW} \cdot h(\vartheta_d) \cdot F \quad (3.2)$$

F ist ein Korrekturfaktor zur Anpassung des vom Wochentag abhängigen Verbrauches im Gewerbebereich. Für Heizgaskunden gilt $F = 1$. $h(\vartheta_d)$ stellt einen empirischen Zusammenhang zwischen Tagesmitteltemperatur und Norm-Wärmebedarf her. Dies wird durch die Sigmoid-Funktion veranschaulicht (Abbildung 3.7-a). Der Funktionsverlauf kann durch Festlegung der Art des Wärmebedarfes (Heizgas und Kochgas) sowie Gebäude- und Standortmerkmale genauer beschrieben werden. Die Parametrierung erfolgt nach Gleichung 3.3.

$$h(\vartheta_d) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta_d - \vartheta_0}\right)^C} + D \quad (3.3)$$

Die Parameter A , B , C und D sind in der Verfahrensbeschreibung angegeben. Sie dienen der Anpassung an die Baualtersklasse des Gebäudes und die Windverhält-

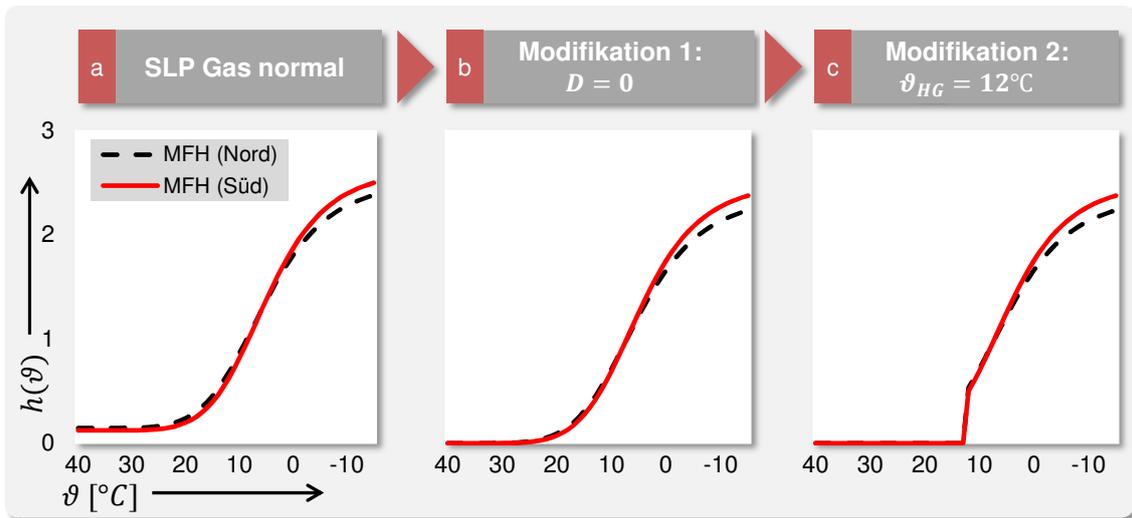


Abbildung 3.7: Tagesheizbedarf in Abhängigkeit von der Außentemperatur: Verlauf der Sigmoid-Kurve: (a) Empirische Beispiele in deutschen Regionen, (b) Modifikation 1: Nur Heizgasversorgung ($D = 0$), (c) Modifikation 2: Heizgrenztemperatur ($\vartheta_{HG} = 12^{\circ}\text{C}$)

nisse am Standort. Zudem muss nach dem Versorgungsgrad unterschieden werden zwischen „Gas ausschließlich für RW“ und „Gas für RW und TWW“. Um allein den RW-Bedarf zu berücksichtigen¹⁵, wurden zwei Modifikationen vorgenommen: Zunächst wurde der Parameter $D = 0$ gesetzt. Das hat zur Folge, dass keine Jahresgrundlast auftritt, wie es bei einer Warmwasserversorgung der Fall ist (Abbildung 3.7-b). Zudem wurde eine Heizgrenztemperatur eingeführt und mit $\vartheta_{HG} = 12^{\circ}\text{C}$ definiert (Abbildung 3.7-c).

Schritt 3: Lastprofil

Der Heizwärmebedarf des Tages wird im nächsten Schritt mittels einer normierten Verteilungsfunktion dynamisiert. Diese *Stundenverteilungskurven* werden je nach Temperatur und Gebäudetyp unterschieden. Abbildung 3.8 zeigt die auf den Wert 1 normierten Profile am Beispiel eines EFH.

3.3.3 Anwendung

Die Methode der SLP Gas ist ein empirisch belegtes Prognoseinstrument, dessen Validität hier vorausgesetzt wird. Dennoch soll im Rahmen der Anwendung ein Szenario untersucht werden, um die *Plausibilität* der Ergebnisse zu bewerten. Dabei ist die absolute *Höhe des Heizwärmebedarfes* bereits vorgegeben. Sie geht aus der Beschreibung der IWU-Mustergebäude hervor, die als Vorlage für die Definition der Gebäudebausteine dienen¹⁶. Zur Untersuchung wurde ein Szenario definiert, welches jedes der 12 Referenzgebäude enthält. Die RW-Bedarf wurde für den gemäßigten Standort **ST1** berechnet. Als Simulationszeitraum wurde ein vollständiges

¹⁵ Der *TWW-Bedarf* wird bereits innerhalb des aktivitätsbasierten Lastmodells ermittelt.

¹⁶ Siehe Abschnitt 2.5.

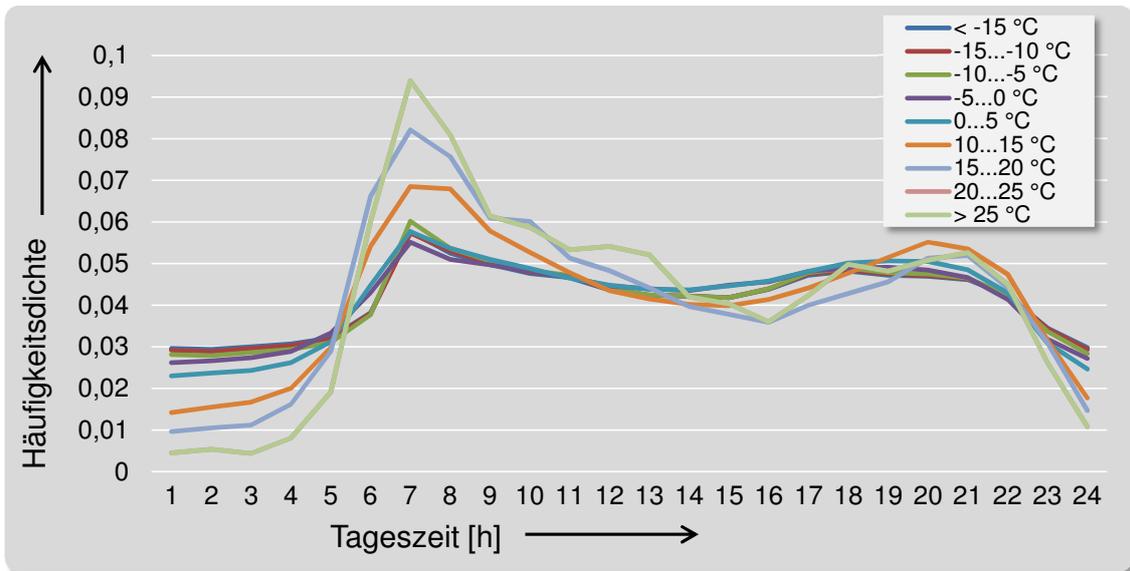


Abbildung 3.8: Dynamisierung des Tageswärmebedarfes in Abhängigkeit von der Außentemperatur (hier EFH).

Jahr gewählt. Tabelle 3.3 zeigt die Simulationsergebnisse, die im Folgenden erläutert werden.

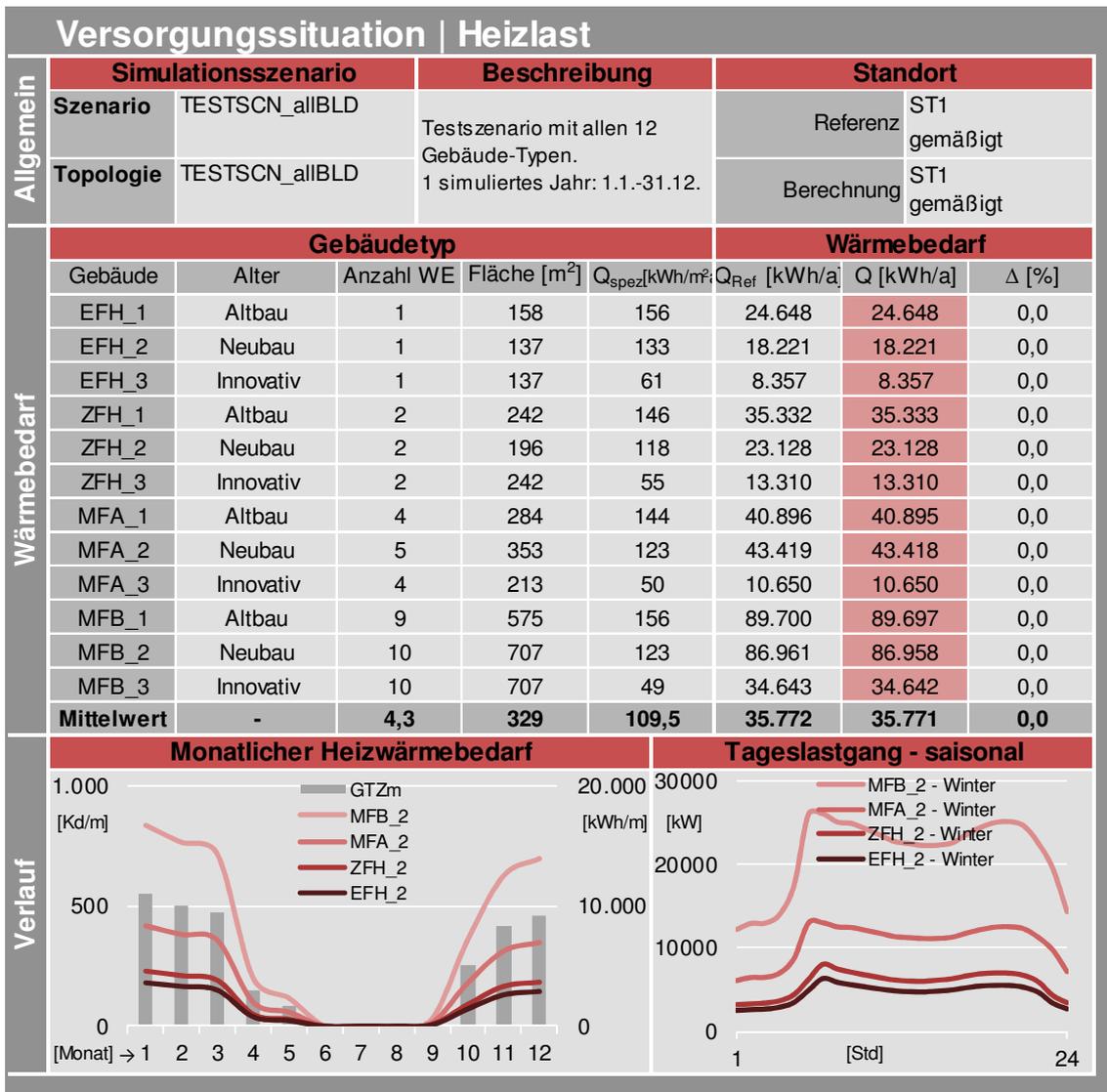
Auswertung

In der Ergebnistabelle sind die Gebäudetypen mit den jeweiligen Merkmalen einzeln aufgelistet. Die Analyse des *Wärmebedarfes* zeigt deutlich die Unterschiede im flächenbezogenen Bezugs-Wärmebedarf (Q_{spez}) zwischen den Gebäudetypen. Der Heizwärmebedarf des Gebäudes (Q_{Ref}) dient gleichzeitig als Bezugswert zur Berechnung des Kundenwertes im Bezugsjahr. Daneben ist der Wärmebedarf nach der Dynamisierung (Q) ausgewiesen. Dieser Bedarf ist nur dann identisch mit dem Bezugswert, wenn das Simulationsjahr exakt dem Bezugsjahr entspricht. Dieser Fall wurde hier konstruiert. Da alle Werte übereinstimmen, ist die korrekte Adaption des Verfahrens nachgewiesen.

Der *Verlauf* des Wärmebedarfes wird zunächst auf Basis der Monatswerte ausgewiesen. Dabei wird die Gradtagszahl Gt , die sich aus den Standortbedingungen ergibt, dem monatlichen RW-Bedarf der Gebäude **EFH_2**, **ZFH_2**, **MFA_2** und **MFB_2** gegenüber gestellt. Erwartungsgemäß nimmt der Verbrauch mit der Gebäudegröße zu. Der Jahresverlauf ist dabei synchron, da lediglich die Skalierung durch den jeweiligen Kundenwert des Gebäudes variiert. So ist auch der Verlauf der Gt , welche die Standortbedingungen widerspiegeln, vergleichbar.

Der *Tagesverlauf* ist separat für dieselben Referenzgebäude dargestellt. Deutlich sichtbar sind die Unterschiede in den gebäudeabhängigen Tagesverbräuchen. Der Verlauf selbst wird durch die normierten Heizlastprofile vorgegeben. Diese werden neben dem Gebäudetyp vor allem durch die Tagesmitteltemperatur bestimmt, die durch den Standort für alle Gebäude identisch ist. Daher sind hier keine deutlichen Unterschiede zu sehen.

Tabelle 3.3: Plausibilität des RW-Lastmodells



Fazit

Durch die im Heizlast-Modell ermittelten RW-Profile wird die Beschreibung der Verbraucherseite vervollständigt. Die Ergebnisse der *Szenarienberechnung* sind plausibel und zeigen, dass die Methodik geeignet ist, den Wärmebedarf in der geforderten Detailtiefe nachzubilden. Allerdings muss angemerkt werden, dass die tatsächlichen Nutzungsbedingungen der Haushalte dabei nicht berücksichtigt werden. Vielmehr wird ein geglättetes Lastprofil unterstellt, das sich in der Realität erst bei der Aggregation über ein großräumiges Bilanzgebiet ergibt. Dies ist jedoch angemessen für eine Untersuchung der Flexibilität elektrisch gekoppelter Systeme, für die die Wärme lediglich eine Senke darstellt, die ohnehin deutlich träger reagiert. Für erweiterte Aussagen im Zusammenhang mit der Nutzungsanforderung der Haushalte oder der thermischen Speicherfähigkeit der Gebäude wird dagegen empfohlen, Verfahren der thermischen Gebäudesimulation anzuwenden.

3.4 Dargebot Erneuerbarer Energien

Dieser Abschnitt widmet sich der *Erzeugerseite* des virtuellen Versorgungssystems. Bereits bei der Beschreibung der Anlagen in Abschnitt 2.4 wurden regenerative Erzeuger als eigenständige Anlagenklasse abgegrenzt. Um den Betrieb der WEA und PVA abzubilden, muss zunächst das *Dargebot* der fluktuierenden Wind- und Strahlungsenergie ermittelt werden. In Kenntnis der Parameter der Lage, des Wetters und der Anlagen kann so das *Einspeisepotenzial* dieser Anlagen, d.h. die maximal mögliche Netzeinspeisung in jedem Zeitintervall, berechnet werden. Das ist das Ziel in diesem Abschnitt, bevor in Abschnitt 3.5 der Anlagenbetrieb und die damit verbundene *tatsächliche* Einspeisung aller Anlagen simuliert wird.

3.4.1 Einspeisepotenzial PVA

Für die Modellierung des *PVA-Einspeisepotenzials* sind drei Berechnungsschritte erforderlich.

1. Berechnung des Sonnenstandes
2. Berechnung der Einstrahlung (Strahlungsmodell)
3. Berechnung der Einspeisung (Anlagenmodell)

Zunächst wird die Zeitreihe des *Sonnenstandes* berechnet, die mit der Strahlungs- und Temperaturzeitreihe des jeweiligen Standortes korrespondiert. Dieser Schritt ist erforderlich, um die Strahlungsmesswerte auf eine beliebig ausgerichtete Modulebene umzurechnen. Für den Sonnenstand sind Informationen zur Lage des Standortes sowie das Datum zu jedem Messwert erforderlich. Das Ergebnis dieses Arbeitsschrittes sind der Höhen- und Azimutwinkel der Sonneneinstrahlung. Der nächste Berechnungsschritt erfolgt im *Strahlungsmodell*. Ausgangspunkt sind die in Abschnitt 2.2 besprochenen Messwerte der Globalstrahlung, ggf. ergänzt um den Anteil der Diffusstrahlung. Anhand des zuvor berechneten Sonnenstandes werden die Strahlungsanteile gesondert auf die geneigte Ebene umgerechnet. Der letzte Schritt ist das *Anlagenmodell*. Es berücksichtigt die technischen Modulparameter und berechnet die aus der eintreffenden Strahlungsleistung erzeugte elektrische Leistung, die in das Netz eingespeist werden kann.

Sonnenstand

Das Dargebot an *solarer Strahlungsleistung* außerhalb der Erdatmosphäre schwankt, bedingt durch die Entfernung zur Sonne, zwischen $1321 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \dots 1413 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$. Der Mittelwert von $1367 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ wird als Solarkonstante E_0 bezeichnet. Bei der ortsfesten Betrachtung der Einstrahlung auf der Erde muss die Erdrotation berücksichtigt werden, durch die der *Einstrahlungswinkel* der Sonne und somit die auftreffende Strahlungsleistung variiert. Der Stand der Sonne gegenüber einem ortsfesten Punkt auf der Erde wird durch den Höhenwinkel γ_S und den Azimutwinkel α_S hinreichend beschrieben. Diese Parameter können bei Kenntnis der Lagekoordinaten des Ortes sowie des Datums und der Uhrzeit berechnet werden. Abbildung 3.9-a illustriert diese Zusammenhänge. Im nächsten Schritt werden Anstellwinkel α_E und Azimutwinkel γ_E der PV-Anlage

benötigt, um den *Einstrahlungswinkel* θ_{gen} der Sonne in Bezug auf diese Ebene zu berechnen. Die Abbildung 3.9-b zeigt die Winkelbeziehungen für diesen Fall. θ_{gen} dient als Eingabewert für das Strahlungsmodell.

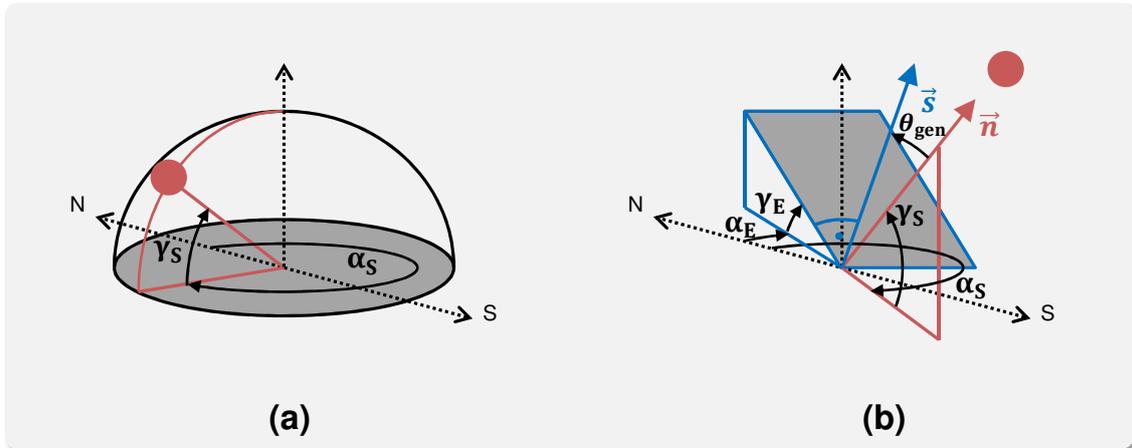


Abbildung 3.9: Ermittlung des Sonnenstandes (nach [Qua09]): Sonnenstand zur horizontalen Ebene (a); Einstrahlungswinkel gegenüber der geneigten Ebene (b)

Die *Berechnung* des Einstrahlungswinkels wurde im Einklang zur [Deu85] vorgenommen, die auch als Grundlage zur Modellbildung in [Qua09, Sch02] dient. Das Verfahren wird im Anhang A.2 entsprechend der Darstellung in [Qua09] erläutert.

Strahlungsmodell

Auf dem Weg durch die Atmosphäre werden die durch die Solarstrahlung übertragenen Photonen absorbiert, reflektiert und gestreut. Bei der Einstrahlung auf der Erdoberfläche ist daher zwischen *Direktanteil* und *Diffusanteil* zu unterscheiden. Die direkte Strahlung umfasst Photonen, die auf kürzestem Weg durch die Atmosphäre eintreffen. Die diffuse Strahlung dagegen umfasst Photonen, die durch Reflexion an der Umgebung (Wolken, Boden, Gebäude) abgelenkt werden. Je nach Messverfahren werden beide Komponenten zusammen oder getrennt ausgewiesen.

Durch das Strahlungsmodell soll die Einstrahlung auf die geneigte Ebene der PV-Fläche ($S_{\text{glob,gen}}$) ermittelt werden. Die Grundlage bildet eine gegebene Zeitreihe horizontaler Strahlungsmesswerte $S_{\text{glob,hor}}$ sowie der zuvor berechnete Einstrahlungswinkel θ_{gen} . Zunächst müssen direkte ($S_{\text{dir,hor}}$) und diffuse Strahlungsanteile ($S_{\text{diff,hor}}$) getrennt werden, da sich beide in der Richtungsabhängigkeit stark unterscheiden. Der DWD liefert für viele Messstationen Strahlungszeitreihen getrennt nach Diffus- und Direktanteil. Für solche Daten kann dieser Schritt übersprungen werden. Liegen lediglich Globalstrahlungswerte vor, bspw. bei den Messwerten des HLUG, so muss der Anteil an diffuser Strahlung nach Möglichkeit heraus gerechnet werden. Dazu wurde ein empirisches Verfahren nach [Qua09] umgesetzt. Im Anhang A.2 ist die Vorgehensweise dargestellt, nach der $S_{\text{glob,gen}}$ berechnet wird.

Anlagenmodell

Durch das Anlagenmodell wird anhand der zuvor berechneten Einstrahlungsleistung auf die geneigte PV-Fläche die mögliche *Netzeinspeisung* P_{PVA} berechnet. Die Einspeisecharakteristik wird durch technische und geometrische Modulparameter sowie Einstrahlung und Temperatur bestimmt. Zudem ist die Ausrichtung (α_E) und der Anstellwinkel (γ_E) der Anlage zu berücksichtigen. Beide wurde schon zuvor bei der Ermittlung von θ_{gen} berücksichtigt. Dabei ist anzumerken, dass neben der starren Ausrichtung auch eine dynamische Ausrichtung der Anlage durch nachgeführte Systeme möglich ist. Unterschieden wird die ein- und die zweiachsige Nachführung. Beide erlauben höhere Erträge, sind jedoch mit deutlich höheren Kosten verbunden und daher wenig verbreitet. Die Ausrichtung wurde bereits bei der Definition der Referenzanlagen (Seite 50) festgelegt. Das Optimum für Mitteleuropa liegt bei einer südlichen Ausrichtung mit leichter Anstellung ($\alpha_E = 0^\circ$, $\gamma_E = 30^\circ$) [Qua09].

Der Wirkungsgrad verfügbarer Solarzellen liegt zwischen 6%...20% [Qua09]. Das *elektrische Verhalten* eines PV-Moduls lässt sich anhand der U - I -Kennlinie beschreiben. Diese ist durch den Kurzschlussstrom I_K sowie die Leerlaufspannung U_L charakterisiert. Durch $P = I \cdot U$ ergibt sich genau ein Punkt, an dem die maximale Leistung (P_{MPP}) eingespeist werden kann (Maximum Power Point). Die Leistungselektronik regelt PV-Anlagen stets so, dass P_{MPP} abgerufen werden kann. Der Verlauf der Kennlinie hängt von der Einstrahlung und der Modultemperatur ab, wie Abbildung 3.10 illustriert. Daher wurden Standardtestbedingungen (STC) definiert, unter denen Solarzellen charakterisiert und verglichen werden können (Abbildung 3.10-a). Die Bedingungen bei STC sind: $S_{STC} = 1000 \frac{W}{m^2}$, $\vartheta_{STC} = 25^\circ C$. Die Verschiebung der Kennlinie bei einer veränderten Einstrahlung bzw. Modultemperatur zeigt Abbildung 3.10-b,c.

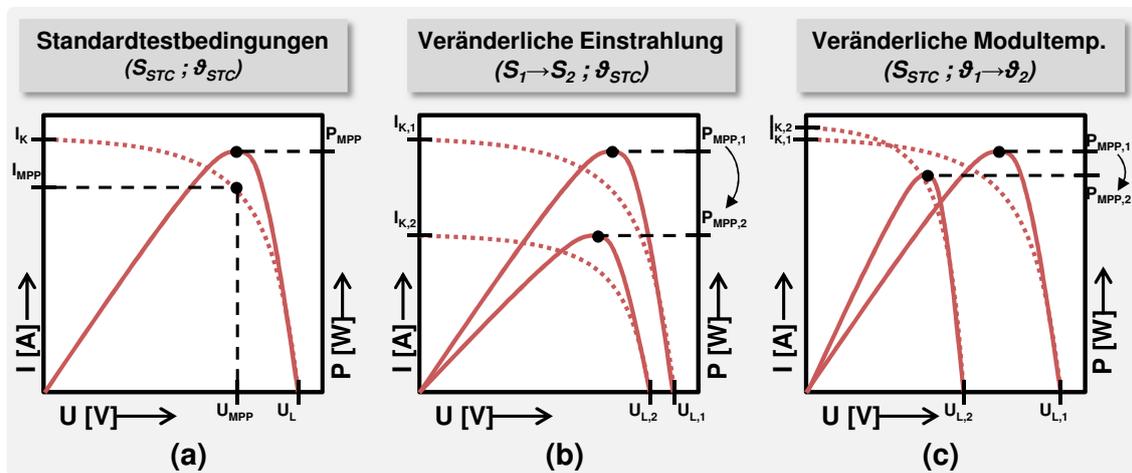


Abbildung 3.10: PVA-Kennfelder

Ein Teil der Einstrahlung wird von den Solarmodulen absorbiert und in Wärme umgewandelt. Dadurch liegen die *Modultemperaturen* im Betrieb oft deutlich über den Normbedingungen, was wiederum auf die U - I -Kennlinie wirkt. Zur Berechnung

der Modultemperatur ϑ_{PVA} wird ein Ansatz von Garcia genutzt¹⁷ [AGB04]. Gleichung 3.4 zeigt den Berechnungsweg. Dabei wird die unter *Normalbedingungen*¹⁸ (NRM) gemessene Zelltemperatur ϑ_{NOCT} ¹⁹ benötigt, die im Bereich um 45 °C liegt [Qua09]. Sie dient als Proportionalitätskonstante, um die Modultemperatur entsprechend der tatsächlichen Einstrahlung und der Außentemperatur zu skalieren.

$$\vartheta_{\text{PVA}} = \vartheta_{\text{A}} + (\vartheta_{\text{NOCT}} - \vartheta_{\text{NRM}}) \frac{S_{\text{glob,gen}}}{S_{\text{NRM}}} \quad (3.4)$$

Die Datenblätter der Hersteller liefern die für STC gültigen Werte von I_{K} , U_{L} , I_{MPP} und U_{MPP} . Zusätzlich werden Temperaturkoeffizienten (α_{U} und α_{I}) angegeben. Durch deren Kenntnis lässt sich die Netzeinspeisung P_{PVA} für beliebige Einstrahlungswerte und Modultemperaturen anhand einer Näherungsformel (Gleichung 3.5) ermitteln [Qua09]. P_{PVA} beschreibt somit das Einspeisepotenzial von PVA.

$$\begin{aligned} P_{\text{PVA}} &= U_{\text{MPP}} \cdot I_{\text{MPP}} \\ U_{\text{MPP}} &= U_{\text{MPP},0} \cdot \frac{\ln(S_{\text{glob,gen}})}{\ln(S_{\text{STC}})} \cdot (1 + \alpha_{\text{U}}(\vartheta_{\text{PVA}} - \vartheta_{\text{STC}})) \\ I_{\text{MPP}} &= I_{\text{MPP},0} \cdot \frac{S_{\text{glob,gen}}}{S_{\text{STC}}} \cdot (1 + \alpha_{\text{I}}(\vartheta_{\text{PVA}} - \vartheta_{\text{STC}})) \end{aligned} \quad (3.5)$$

3.4.2 Einspeisepotenzial WEA

Die *Windenergie* ist eine indirekte Form der Sonnenenergie. Durch die ungleichmäßige Einstrahlung auf der Erde werden Luftmassen in Bewegung versetzt. Es entstehen Luftströmungen, die durch Windgeschwindigkeit und Windrichtung charakterisiert werden können. Um die Eignung eines Standortes zu prüfen, ist neben der mittleren Windgeschwindigkeit auch deren Häufigkeitsverteilung wichtig, da der Energiegehalt überproportional zur Windgeschwindigkeit ansteigt. Die Leistung des Windes in Bezug auf eine durchströmte Fläche kann nach Gleichung 3.6 berechnet werden.

$$P_{\text{W}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (3.6)$$

Die Windgeschwindigkeit geht mit der dritten Potenz ein. Das bedeutet, bei gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit steigt der Energieinhalt, wenn *Fluktuationen* auftreten. WEA arbeiten nach dem Prinzip einer Turbomaschine. Die Rotorfläche wird durchströmt, dabei wird die Strömung abgelenkt. Die resultierende Kraft versetzt

¹⁷ Alternativ zu Garcia zeigt auch [Qua09] einen Ansatz zur näherungsweise Ermittlung von ϑ_{PVA} auf. Beide liefern vergleichbare Ergebnisse, weshalb hier keine abschließende Beurteilung erfolgen kann.

¹⁸ Normalbedingungen: $S_{\text{NRM}} = 800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$, $\vartheta_{\text{NRM}} = 20 \text{ °C}$

¹⁹ Normal Operating Cell Temperature

Tabelle 3.4: Geländeklassen und Oberflächenbeschaffenheit nach Davenport (zitiert aus [Qua09])

Geländeklasse (Davenport)	Rauhigkeitslänge z_0 in m	Oberflächenbeschreibung
1, See	0,0002	Offene See
2, glatt	0,005	Wattgebiete
3, offen	0,03	Offene, flache Gelände
4, offen bis rau	0,1	Agrarflächen, niedriger Bestand
5, rau	0,25	Agrarflächen, hoher Bestand
6, sehr rau	0,5	Parklandschaften
7, geschlossen	1	Wälder, Dörfer, Vororte
8, Stadtkerne	2	Stadtzentren

das Windrad in Bewegung. Die mechanische Energie wird durch einen Generator in elektrische Energie umgewandelt und in das Stromnetz eingespeist. Bei der Ermittlung der Einspeisung einer WEA bei gegebener Windgeschwindigkeit v_W sind zwei Berechnungsschritte notwendig:

1. Anpassung der Messwerte an die Turmhöhe der Anlage (Datenanpassung)
2. Ermittlung der Generatorleistung (Anlagenmodell)

Datenanpassung

Wie bei der Durchströmung eines Rohres fällt auch die Windgeschwindigkeit aufgrund der *Reibung* in der Nähe der Erdoberfläche stark ab. In der Regel werden die Windgeschwindigkeiten bei einer Messhöhe (h_{Mess}) von 10 m aufgezeichnet. Für die Ermittlung der Einspeisung ist jedoch die *Nabenhöhe* der WEA relevant. h_{Nabe} beträgt auch für Kleinwindanlagen bis zu 50 m [All]. Um die Geschwindigkeit auf diese Höhe umzurechnen, wird das logarithmische Grenzschichtprofil verwendet [Qua09]. Die Umrechnung der Windmesswerte auf die Nabenhöhe erfolgt nach Gleichung 3.7.

$$v(h_{\text{Mess}}) = v(h_{\text{Nabe}}) \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_{\text{Mess}}-d}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{\text{Nabe}}-d}{z_0}\right)} \quad (3.7)$$

d kennzeichnet den Versatz der Grenzschicht zum Boden. Er kann für weit verteilte Hindernisse mit 0 angenommen werden. Die Rauhigkeitslänge z_0 beschreibt die Oberflächenbeschaffenheit. Sie ist für verschiedene *Geländeklassen* definiert, die durch natürliche Hindernisse oder die Bebauung beschrieben werden. Gemäß der Einteilung nach Davenport (zitiert aus [Qua09]) ergeben sich die Geländeklassen gemäß Tabelle 3.4.

Anlagenmodell

Beim *Durchströmen der Rotorfläche* wird eine Leistung auf die Rotorblätter übertragen, die proportional zum Absinken der Windgeschwindigkeit hinter dem Rotor

ist. Das Verhältnis aus der übertragenen Rotorleistung P_{Rot} zur Leistung der Anströmung P_0 wird als Leistungsbeiwert c_p bezeichnet. Die maximale Effizienz der Leistungsentnahme aus der Anströmung beträgt 60% (Betz'scher Leistungsbeiwert $c_{p,\text{Betz}}$) und wird bei einer Verlangsamung von $\frac{v_1}{v_0} = \frac{1}{3}$ erreicht. In der Praxis wird dieser Wert nicht erreicht, denn es addieren sich die Verluste bei der Schaufelumströmung sowie mechanische Verluste und Generatorverluste. Um das Einspeiseverhalten zu modellieren, kann die *Generator-Kennlinie* zugrunde gelegt werden. Diese zeigt auf, welche elektrische Leistung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit erzeugt wird. Dabei werden verschiedene Geschwindigkeitsbereiche unterschieden, die für jede Anlage charakteristisch sind²⁰. Unterhalb der *Anlaufgeschwindigkeit* v_e kann keine Leistung erzeugt werden – die Anlage steht still. Nach dem Anlaufen steigt die Generatorleistung zunächst überproportional bis zur *Auslegungsgeschwindigkeit* v_{Au} , dem Punkt mit dem maximalen Leistungsbeiwert. Darüber steigt sie unterproportional bis zur *Nenngeschwindigkeit* v_N . Auf diesen Punkt ist der Generator ausgelegt, sodass die WEA darüber hinaus abgeregelt wird. Bei der *Abschaltgeschwindigkeit* v_{Ab} muss die Anlage aus dem Wind genommen werden, um Schäden zu vermeiden. Abbildung 3.11 zeigt die Kennlinie für eine WEA mit 20 kW Nennleistung (Vgl. Referenzanlage **WEA_4** in Abschnitt 2.4).

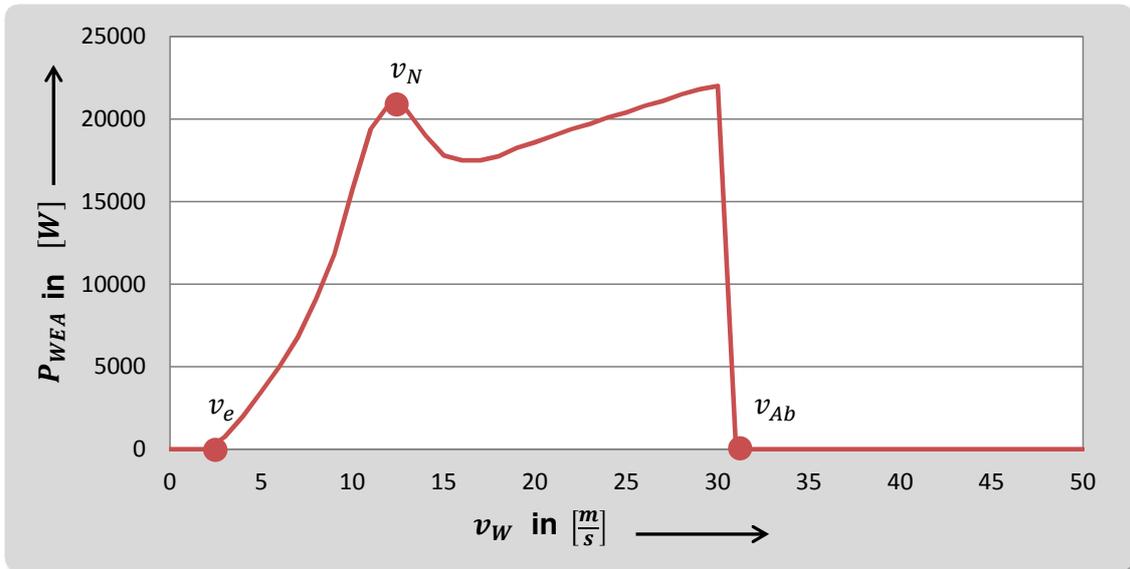


Abbildung 3.11: Generatoreinspeisung über der Windgeschwindigkeit: WEA-Modell S&W 20.0 (Vgl. [All])

Für jede Referenzanlage wurde eine vom Hersteller bezogene Kennlinie in der Schrittweite von $1 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ zugrunde gelegt²¹. Das *Einspeisepotenzial* kann somit in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und der Anlage direkt ermittelt werden.

3.4.3 Anwendung

Um die *Plausibilität* des Ansatzes sicher zu stellen wurde ein Szenario simuliert, die Ergebnisse der Simulation zusammengefasst und anhand von Kennzahlen über-

²⁰ Sie variieren je nach Auslegung.

²¹ Die Kennlinien sind in der Übersicht der Referenz-WEA auf Seite 50 dargestellt.

Tabelle 3.5: Plausibilität des erneuerbaren Einspeisepotenzials

Versorgungssituation		Regeneratives Einspeisepotenzial				
Allgemein	Simulationsszenario		Beschreibung	Standort		
	Szenario	TESTSCN_RES	Testszenario mit den Referenzanlagen: PVA_1/2/3/4/5 WEA_1/2/3/4/5	Standort	D5_1_2009 Bochum/Essen	
	Netztopologie	TESTGRD_allBLD		Region	Niederrheinisch-westfälische Bucht und Emsland	
	Datum von	01.01.2009				
	bis	31.12.2009				
WEA	Windaufkommen		Jahresverlauf		Anlage	
	v [m/s]	3,1			Referenztyp	WEA_2
	E [kWh/m ²]	294			P _{Nenn} [kW]	7.500
	Häufigkeitsprofil - v [m/s]				H _{Nabe} [m]	15,0
					Betrieb	
				h _{VL} [Std]	766	
				E _{erz} [kWh]	5.745	
PVA	Strahlungsaufkommen		Jahresverlauf		Anlage	
	S _{glob} [kWh/m ²]	998			Referenztyp	PVA_2
	S _{diff} [kWh/m ²]	533			n _{Modul}	10
					P _{Modul} [kW]	235
					Betrieb	
				h _{VL} [Std]	965	
				E _{erz} [kWh]	2.269	

prüfbar gemacht. Tabelle 3.5 zeigt die Ergebnisse der Berechnung. Das Szenario enthält sämtliche WEA- und PVA-Anlagen, die in Abschnitt 2.4 definiert wurden. Die Ergebnisübersicht zeigt exemplarisch die Anlagen **WEA_2** und **PVA_2**. Um die Anpassung an die Wetterbedingungen zu prüfen, wurde die Berechnung für drei Standorte vorgenommen. Norderney wurde als Repräsentant eines nördlichen, windreichen Standortes ausgewählt, Bochum für eine zentrale Region, Würzburg für den sonnenreichen Süden.

Auswertung PVA

Als *Referenzanlage* wurde **PVA_2** ausgewählt, bestehend aus 10 Modulen in südlicher Ausrichtung bei einem Anstellwinkel von 30°. Die Peakleistung beträgt 2,35 kW. Bei einem Spektrum der jährlichen globalen Einstrahlung von $998 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \dots 1206 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$, gemessen an den jeweiligen Standorten, wurde ein *Einspeisepotenzial* von 2269 kWh (Bochum) bis 2817 kWh (Würzburg) errechnet. Somit lag die *Volllaststundenzahl* für die gewählten Systeme im Bereich 965 h...1199 h. Dies liegt tendenziell leicht über den in der Literatur angegebenen Werten, aber im akzeptablen Bereich. Generell ist anzunehmen, dass durch die Wahl bestmöglicher Parameter, sowohl bei der Messung als auch bei der Simulation²², die berechnete Einspeisung eher überschätzt wird. Zwar kann davon ausgegangen werden, dass auch in der Realität optimale Aufstellbedingungen gewählt werden. Jedoch sind die Freiheitsgrade dort begrenzt. Für die Umsetzung im Modell soll an der begründeten Definition der Referenzanlagen

²² Einen großen Einfluss auf die berechnete WEA-Einspeisung hat der Aufstellort der Messensoren zur Messung der Windgeschwindigkeit. Für die PVA-Einspeisung ist neben der Ausrichtung und der Neigung auch die Verschattung der PVA-Fläche bedeutsam. Letztere wird im Modell nicht berücksichtigt.

festgehalten werden. Für die gezielte Abbildung von realen Systemen mit bekannten Parametern können aber prinzipiell auch andere Anlagen definiert werden.

Auswertung WEA

Als *Referenzanlage* wurde exemplarisch **WEA_2** ausgewählt, eine horizontalachsige Klein-WEA mit 7,5 kW. h_{Nabe} beträgt 15 m bei einem Rotordurchmesser von 5,5 m. Wie bereits zuvor ausgeführt, sind neben der Windgeschwindigkeit im Jahresmittel auch die Fluktuationen zu berücksichtigen. Daher wurde zum Vergleich die *Häufigkeitsverteilung* der Windgeschwindigkeiten dargestellt. Die Unterschiede im Windangebot sind so deutlich prägnanter als bei der Strahlung. Basierend auf den gemessenen Werten bei einer Höhe von 10 m beträgt das *Energiedargebot*²³ in Bochum $294 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{a}}$. Zum Vergleich: Norderney liegt mit $2057 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{a}}$ um den Faktor 7 darüber. Die erreichte *Volllaststundenzahl* mit der Referenzanlage **WEA_2** schwankte somit deutlich von 766 h (Bochum) bis 3156 h (Norderney). Zudem zeigen sich zwischen den Anlagentypen signifikante Unterschiede. Bezogen auf den Standort Norderney lagen die Werte im Bereich 2405 kWh (**WEA_1**) bis 5592 kWh (**WEA_5**). Dies lässt sich darauf zurück führen, dass mit der Anlagenleistung die Effizienz deutlich ansteigt, was sich in den Anlagenkennlinien äußert, die im Modell zugrunde gelegt werden. Ein wesentlicher Aspekt ist zudem die *Turmhöhe*, die ebenfalls mit der Anlagengröße korreliert. Da die Windgeschwindigkeiten von der Messhöhe (i.d.R. 10 m) auf die Nabenhöhe (10 m...35,6 m) umgerechnet werden, bildet das Modell diese Unterschiede ab. Die Kennwerte liegen im Bereich der Literaturangaben. Auch hier gilt, dass die besonderen Umstände der Aufstellung nur bedingt abgebildet werden können. Betriebsparameter wie Wartungs- und Stillstandszeiten werden ebenfalls nicht berücksichtigt.

Fazit

Durch die Modellierung des regenerativen Einspeisepotenzials werden die besonderen Randbedingungen der WEA- und PVA-Anlagen berücksichtigt, die zu der fluktuierenden Einspeisung führen. Es wurden Ansätze aus der Literatur adaptiert²⁴, die sich im Modell flexibel auf die definierten Anlagen- und Standortbausteine übertragen lassen. Damit wurde die Voraussetzung geschaffen, um den Anlagenbetrieb zu simulieren (Abschnitt 3.5). Erst in diesem Schritt wird ermittelt, ob das Einspeisepotenzial tatsächlich *netzwirksam* wird.

²³ Basierend auf der nach Gleichung 3.6 berechneten Windleistung.

²⁴ Insbesondere aus [Qua09, Deu85, AGB04].

3.5 Betrieb der Versorgungsanlagen

Bislang wurden Methoden umgesetzt, um die Lastgänge des Verbrauches und des erneuerbaren Einspeisepotenzials abzubilden. Dies sind die Randbedingungen des dezentralen Versorgungsgebietes. Um die Versorgungssituation vollständig zu beschreiben, wird in diesem Abschnitt der *Anlagenbetrieb* ermittelt. Dies ist die Voraussetzung für die Bewertung der Systemflexibilität in Abschnitt 3.6. Der Anlagenbetrieb erfüllt die Versorgungsaufgabe und hat zum Ziel, auf allen Bilanzierungsebenen²⁵ im gesamten Versorgungsgebiet einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch herzustellen. Durch den generischen Modellcharakter muss die Methode geeignet sein, alle Systemkonfigurationen abzubilden. Dazu wird ein mathematisches *Optimierungsverfahren* genutzt.

Zunächst werden die *Grundlagen* zur Umsetzung des Optimierungsverfahrens erläutert. Dies beinhaltet einen Überblick über Optimierungsmethoden sowie die Einbindung in das Modell des virtuellen Versorgungssystems. Im Rahmen der *Modellbildung* wird ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsverfahren genutzt, um die Anlagenfahrpläne zu berechnen. Im Anschluss erfolgt die *Anwendung* der Methode auf drei Beispielszenarien, um die Plausibilität zu überprüfen.

3.5.1 Grundlagen

Optimierungsmethoden

Mit Hilfe eines Optimierungsmodells soll ein komplexes *Entscheidungsproblem* nach definierten Optimalitätskriterien gelöst werden. Das Problem ist gekennzeichnet durch die *Entscheidungsvariablen* (EV). Die möglichen Kombinationen von Ausprägungen der einzelnen EV spannen den Lösungsraum auf. Durch *Nebenbedingungen* (NB) werden Schranken für die EV definiert, die den Lösungsraum des Entscheidungsproblems einschränken. Die EV sind zudem mit einer *Zielfunktion* (ZF) verknüpft, die minimiert oder maximiert werden soll. Der ZF-Wert dient zur zielgerichteten Optimierung und Bewertung einer Lösung. Eine Lösung des Problems ist dadurch gekennzeichnet, dass sämtliche zugehörigen EV einen festen Wert annehmen. Die Lösung ist zulässig, wenn die EV innerhalb der Schranken der NB liegen. Sie ist optimal, wenn keine andere Lösung einen besseren ZF-Wert erzielt.

Durch immer leistungsfähigere Computer haben sich eine Vielzahl an *Optimierungsmethoden* etabliert, die eine unterschiedliche Relevanz für das zugrunde liegende Problem haben. Nach dem Lösungsansatz kann allgemein zwischen deterministischen und stochastischen Algorithmen unterschieden werden.

Bei *deterministischen Methoden* wird der Lösungsraum auf einem festen Pfad durchlaufen, bis Abbruchkriterien erfüllt sind. Zwei bedeutende Vertreter der deterministischen Verfahren sind die lineare (LP) sowie die gemischt-ganzzahlige Programmierung (MILP), deren Grundlagen in [DD05] erläutert werden. LP-Probleme werden bspw. mit dem Simplex-Algorithmus gelöst, der Bestandteil sogenannter Solver-Programme ist. Anspruchsvoller erweist sich die Lösung von MILP-Problemen. Hier-

²⁵ Gas, Strom und Wärme.

bei ist ein Teil der EV ganzzahlig oder binär. Da Verfahren wie der Simplex-Algorithmus im kontinuierlichen Lösungsraum arbeiten, muss das Lösungsprogramm um weitere Suchalgorithmen erweitert werden. In der Praxis wird eine Kombination aus Simplex- und Branch-and-Cut-Algorithmus angewandt. Für weiterführende Informationen kann auf allgemeine Fachliteratur verwiesen werden (Vgl. [DD05]). Insbesondere die MILP-Methode wurde erfolgreich zur Lösung von energietechnischen Entscheidungsproblemen eingesetzt. Kanngießer nutzt den Ansatz, um den Betrieb klar beschriebener Speichereinsatzszenarien zu optimieren [KWTB]. Thoma nutzt die Methode für die Betriebsoptimierung verteilter Anlagen [Tho07].

Bei *stochastischen Lösungsalgorithmen* wird der Lösungsraum mit Hilfe von Zufallszahlen durchsucht. Den vielfältigen Algorithmen ist gemein, dass der Lösungsraum zunächst global, anschließend lokal durchsucht wird. Einen allgemeinen Überblick über stochastische Lösungsverfahren liefert Schneider [SK06]. Ein vielversprechender Ansatz ist die Optimierung mittels genetischer bzw. evolutionärer Algorithmen. Dabei wird zunächst eine bestimmte Zahl an zulässigen Lösungen erzeugt – die Population. Anschließend werden zufällig einzelne Lösungen (Individuen) ausgewählt und durch die Operationen Mutation, Selektion oder Rekombination variiert. Für dieses Verfahren bestehen große Freiräume hinsichtlich der Modellierung und Detailtiefe. Eine Aussage über die Güte der gefundenen Lösung ist indes nicht möglich. Beispiele für die erfolgreiche Anwendung der genetischen Optimierung zur Betriebsoptimierung verteilter Anlagen zeigen [Döi11, Kam10].

Im Rahmen einer *Voruntersuchung* wurde das Lösungsverhalten von deterministischen und stochastischen Algorithmen untersucht und verglichen, indem ein zugrunde liegendes Entscheidungsproblem definiert wurde. Ziel war die kostenoptimale Beladung eines Pools von Elektrofahrzeugen. Die Beladung wurde jeweils mit den Verfahren der linearen Programmierung, evolutionären Algorithmen, simulierten Abkühlung und Monte-Carlo-Simulation optimiert [Döi11]. Die Beschreibung des Fahrzeugpools sowie die Implementierung der linearen Optimierungsmethode basieren auf dem zuvor entwickelten Modell VAMES²⁶ [MD]. Die Ergebnisse zeigen eine generelle Eignung genetischer Algorithmen zum Auffinden zulässiger und effizienter Lösungen. Gleichwohl lieferte die LP stets deutlich bessere Lösungen. Daraus wurde der Schluss gezogen, dass auch für die Optimierung verteilter Anlagen die deterministisch-lineare Optimierung den stochastischen Verfahren vorzuziehen ist, sofern das Entscheidungsproblem einer linearisierten Betrachtung zugänglich ist.

Die *Zielfunktion* eines LP- oder MILP-Modells kann in ihrer allgemeinen Form nach Gleichung 3.8 angegeben werden. Dabei bezeichnet x die EV und c die Koeffizienten der Zielfunktion.

$$c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n = \sum_{i=1}^n (c_ix_i) \rightarrow \min \quad (3.8)$$

Die *Nebenbedingungen* können ebenfalls in allgemeiner Form nach Gleichung 3.9 angegeben werden. $a_{i,j}$ sind die Koeffizienten der NB – stellvertretend für Gleichung

²⁶ Vehicles As Mobile Energy Storage.

i und EV j . \mathbf{b} ist ein Spaltenvektor mit den Schranken zu den jeweiligen NB. In der Literatur ist oftmals die kürzere Vektornotierung zu finden.

$$\left. \begin{array}{rcl} a_{1,1}x_1 & +a_{1,2}x_2 & +\cdots +a_{1,n}x_n \leq b_1 \\ a_{2,1}x_1 & +a_{2,2}x_2 & +\cdots +a_{2,n}x_n \leq b_2 \\ \vdots & & \vdots \\ a_{m,1}x_1 & +a_{m,2}x_2 & +\cdots +a_{m,n}x_n \leq b_m \end{array} \right\} \mathbf{Ax} \leq \mathbf{b} \quad (3.9)$$

Zur Optimierung eines konkreten Entscheidungsproblems sind zwei Verfahrensschritte erforderlich: Zunächst wird das Entscheidungsproblem entsprechend den Anforderungen der Optimierung als *mathematisches Modell* formuliert. Das erfordert die Aufstellung von ZF und NB des Problems. Im zweiten Schritt erfolgt die eigentliche Optimierung der EV nach dem gewählten *Lösungsverfahren*. Dafür muss der entsprechende Algorithmus ausgeführt werden.

Es gibt mittlerweile eine Reihe von Softwarelösungen für die *Modellierung* (*Modellierer*) und *Lösung* (*Solver*) von Optimierungsaufgaben. Für komplexe Optimierungsprobleme in Energiewirtschaft und -technik wird oftmals der Modellierer GAMS genutzt [McC]. Dieser verfügt über eine mächtige Syntax, um Probleme in der Gleichungsform zu modellieren und nicht das vollständige Optimierungstableau in der Matrizenform aufstellen zu müssen. GAMS überführt die Gleichungen in die Matrizenform und übergibt das vollständige Tableau an einen Solver. Für LP- und MILP-Probleme ist der Solver CPLEX verbreitet [IBM], der direkt in GAMS eingebunden werden kann (dazu siehe [KWTB]). Da das hier entwickelte Modell auf Matlab basiert, wird Matlab auch als Modellierer für das Optimierungsproblem genutzt. CPLEX stellt eine Schnittstelle bereit, um einen Solveraufruf direkt in die Matlabfunktionen zu integrieren. Alternativ kann als Solver das kostenpflichtige Zusatzpaket Optimization Toolbox genutzt werden. In einer Vorstudie wurde bereits ein Vergleich beider Solver durchgeführt. Dabei wurde die Beladung eines Pools von Elektrofahrzeugen optimiert. Als ZF-Koeffizienten dienten dabei die Strombezugskosten, dargestellt durch den dynamischen Preisverlauf an der europäischen Strombörse. CPLEX erwies sich bei dem identischen Optimierungsproblem als um ein Vielfaches schneller, weshalb für diese Untersuchung die Kombination Matlab/CPLEX genutzt wird. Die Umsetzung eines Optimierungsproblems auf dieser Plattform wird im Anhang A.3 beschrieben.

3.5.2 Modellbildung

Durch die Optimierung sollen *Anlagenfahrpläne* ermittelt werden, die den Betrieb für jedes Zeitintervall t einer Simulationsperiode abbilden. Dabei müssen die Randbedingungen für den Anlagenbetrieb berücksichtigt werden. Im Folgenden wird das Optimierungstableau zu diesem Entscheidungsproblem aufgestellt. Aufgrund der Komplexität werden zunächst die *Ordnungsmerkmale* erläutert, nach denen die Entscheidungsvariablen untergliedert werden können. Anschließend wird die *Zielfunktion* des Optimierungsproblems entwickelt, wobei verschiedene Typen von EV berücksichtigt

werden. Zuletzt werden die *Nebenbedingungen* aufgestellt. Auch wenn die Nebenbedingungen ein geschlossenes Tableau bilden, werden sie hier nach Gleichungsarten gruppiert. Abbildung 3.12 zeigt das Vorgehen schematisch.

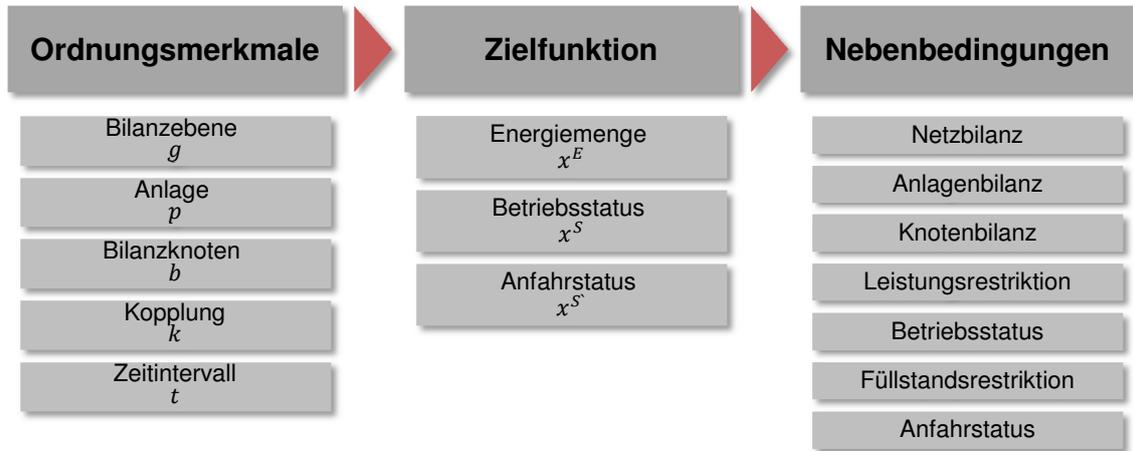


Abbildung 3.12: Optimierung der Anlagenfahrpläne – Vorgehensweise

3.5.2.1 Ordnungsmerkmale

Bevor das Gleichungssystem in der mathematischen Notation aufgestellt wird, sollen die *Ordnungsmerkmale des Optimierungstableaus* erläutert werden. Abbildung 3.13 illustriert die Elemente, die für die Notation benötigt werden. Die EV sind hinsichtlich räumlicher und zeitlicher Merkmale untergliedert.

Die *räumliche Zuordnung* bezieht sich auf die Struktur des Versorgungssystems. Um das Entscheidungsproblem zu modellieren, müssen die EV nach Zugehörigkeit zu Bilanzierungsebene g , Anlage p , Bilanzknoten b sowie Anlagenkopplung k abgegrenzt werden. Durch die *Bilanzierungsebene* wird die Energieart einer EV beschrieben. Über diese Zuordnung werden Ein- und Ausspeisung in das Versorgungsnetz bilanziert. Die *Anlage* wird benötigt, um Zu- und Abfuhr von Energie zu bilanzieren und so die technischen Restriktionen der Anlagen²⁷ zu modellieren. Durch die *Bilanzknoten* werden Verknüpfungen zwischen den Anlagen abgebildet. An diesen Knoten muss die zugeführte gleich der abgeführten Energie sein. Die *Kopplungen* sind die Verbindungselemente zwischen den Anlagen – jede EV entspricht einer Kopplung.

Die *zeitliche Zuordnung* bezieht sich auf das Zeitintervall t . Durch die Optimierung werden alle Intervalle innerhalb der Periode d_{Per} simultan betrachtet. d_{Per} bestimmt somit die Vorausschau, denn nur die Restriktionen innerhalb der Periode werden bei der Optimierung berücksichtigt²⁸. *Jede EV repräsentiert genau eine Kopplung zu einem Zeitpunkt.*

²⁷ Z.B. den Wirkungsgrad η .

²⁸ So kann die fluktuierende Lastanforderung der Verbraucher bereits im Voraus eingeplant werden.

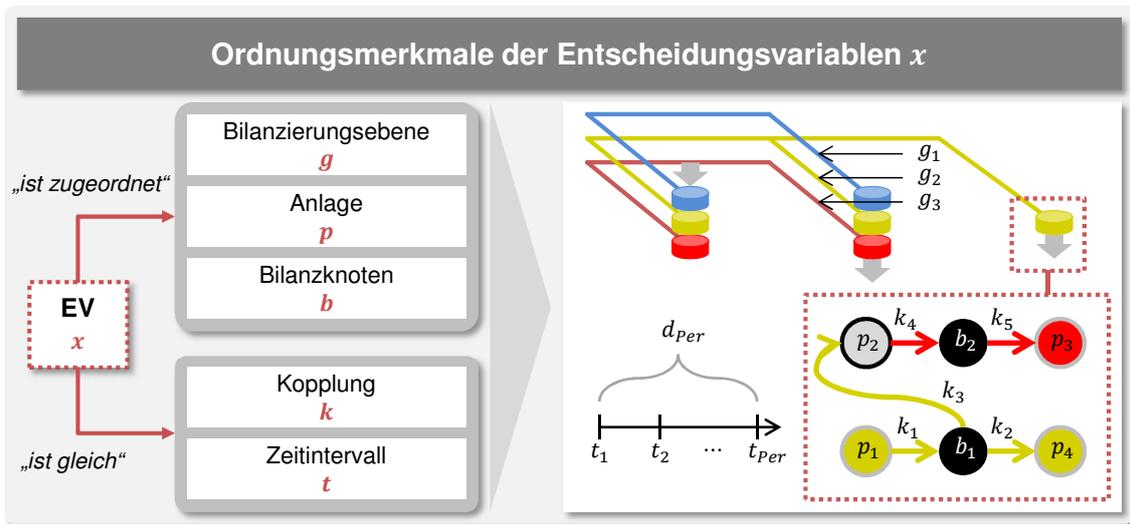


Abbildung 3.13: Bezeichnung der Elemente im Optimierungstableau

3.5.2.2 Zielfunktion

Durch die ZF werden die Energiemengen mit anlagen- oder marktspezifischen Kosten bewertet. Sie wird in Gleichung 3.10 gezeigt. Durch die Optimierung werden die Kosten der Energiebereitstellung minimiert. Dabei bezeichnet c den Kostensatz zur jeweiligen EV x . Die EV werden über alle Zeitintervalle t und Anlagenkopplungen k betrachtet.

$$\sum_{t=1}^{n_t} \sum_{k=1}^{n_k} (c_{t,k}^E x_{t,k}^E + c_{t,k}^S x_{t,k}^S + c_{t,k}^{S'} x_{t,k}^{S'}) \rightarrow \min \quad (3.10)$$

Dabei werden drei Arten von EV abgegrenzt. x^E bezeichnet die *Energie*, die der Anlage über eine Kopplung zu- oder abgeführt wird. c^E bezeichnet somit die energiebezogenen Kosten oder Erlöse. x^S ist eine binäre Statusvariable, die den *Betriebsstatus* (1=AN, 0=AUS) einer Anlagenkopplung anzeigt. c^S definiert somit die rein zeitabhängigen Betriebskosten oder -erlöse, sofern diese angegeben werden können. $x^{S'}$ ist vom gleichen Typ wie x^S und wird 1, wenn eine Anlage aus dem Stillstand angefahren wird. Durch $c^{S'}$ können somit *Kosten für Anfahrvorgänge* berücksichtigt werden.

In Abschnitt 2.4 wurden vier Anlagenklassen abgegrenzt: Energiewandler, Speicher, regenerative Erzeuger und Konnektoren. In der Szenariendefinition wird eine Anlagenkonfiguration erstellt, die neben den Anlagen auch deren jeweilige Kopplungen auf der Input- und Outputseite beschreibt. Für jede Kopplung wird, unabhängig von der Anlagenklasse, eine EV vom Typ x^E aufgestellt, um den Lastfluss vollständig zu beschreiben. Energiebezogene Kosten c^E werden für den externen Bezug angesetzt. Für die Übertragung innerhalb des Bilanzgebietes wird $c^E = 0$ gesetzt. Dies wird am Beispiel einer KWK-Anlage deutlich, die ein Gebäude mit Strom und Wärme versorgt. Die Anlage besitzt drei Kopplungen: Die Gaszufuhr sowie die abgeführten Energieströme für Strom und Wärme. Die Zufuhr ist direkt oder indirekt mit einem Konnektor vom Typ **NGch** verbunden, der Gas aus dem Netz bezieht. Lediglich

für den Energiebezug über diesen Netzkonnektor werden Kosten angesetzt. Für alle nachgelagerten Knoten und somit auch die KWK-Anlage gilt $c^E = 0$.

Die Variablentypen x^E , x^S und $x^{S'}$ sind miteinander verknüpft, was durch entsprechende Nebenbedingungen abgebildet werden muss. Zudem führen die beiden Statusvariablen x^S und $x^{S'}$ dazu, dass das Optimierungsproblem mit MILP-Methoden behandelt werden muss. Aufgrund der steigenden Komplexität werden die binären Statusvariablen daher nur für die Anlagen der Klasse „Energiewandler“ berücksichtigt. Insbesondere der Variablentyp $x^{S'}$ ist für den Betrieb wichtig, da er die Taktung einer Anlage kontrolliert. Über den entsprechenden Kostenfaktor $c^{S'}$ kann häufiges Takten „bestraft“ werden, was für den Betrieb von Erzeugern, die auf Wärmekraftprozessen beruhen, notwendig ist.

3.5.2.3 Nebenbedingungen

Durch die NB werden zum einen Schranken für einzelne EV definiert, zum anderen Abhängigkeiten zwischen mehreren EV operationalisiert. Der Aufbau der NB ist konsistent zur bereits definierten ZF. In der Matrizendarstellung des Gleichungssystems ist jede Spalte der Koeffizientenmatrix \mathbf{A} einer bestimmten EV zugeordnet. Für EV, die *nicht* in einer Gleichung angesprochen werden, gilt $a_{i,j} = 0$. Da durch jede Gleichung nur ein geringer Teil der EV angesprochen wird, sind die resultierenden Matrizen nur spärlich besetzt. Im Folgenden werden die NB in der Gleichungsform dargestellt.

Die NB werden in *Gleichungsarten* untergliedert. Für jede Gleichungsart wird eine allgemeine Bildungsvorschrift aufgestellt. Bezieht sich die Gleichung auf eine bestimmte Gruppe von EV, so wird dies durch das entsprechende Ordnungsmerkmal gekennzeichnet. Werden z.B. die Energieströme über die einzelnen Anlagen bilanziert, so wird das Ordnungsmerkmal p ausgewiesen. Dadurch können für die jeweiligen Gleichungsarten einheitliche Bildungsvorschriften angewendet werden.

Nebenbedingung: Netzbilanz

Im Versorgungsnetz muss sichergestellt werden, dass Ein- und Ausspeisungen deckungsgleich sind. Daher wird für jede Bilanzierungsebene g und jedes Zeitintervall t eine Bilanzgleichung aufgestellt, die alle Leistungsflüsse der Netzkonnektoren beinhaltet (Gleichung 3.11). Netzverluste werden nicht berücksichtigt.

$$\sum_k x_{k,t,g,p}^E = 0 \quad \text{für } \begin{matrix} t = 1 \dots n_t \\ g = 1 \dots n_g \\ p \in \{\text{Netzkonnektoren}\} \end{matrix} \quad (3.11)$$

Nebenbedingung: Knotenbilanz

Auf der Mikroebene dienen Bilanzknoten b dazu, eine Verknüpfung zwischen den Anlagen herzustellen. Jeder Bilanzknoten hat mindestens je eine Zu- und eine Abflusskopplung (k) und ist genau einer Energieart zugeordnet. Durch die Knotenbilanz

wird sichergestellt, dass die Energiezufüsse und -abflüsse an jedem Bilanzknoten im Gleichgewicht sind (Gleichung 3.12).

$$\sum_k x_{k,t,b}^E = 0 \quad \text{für } \begin{array}{l} t = 1 \dots n_t \\ b = 1 \dots n_b \end{array} \quad (3.12)$$

Nebenbedingung: Anlagenbilanz

Während die Knotenbilanz Energieströme *zwischen* verbundenen Anlagen koppelt, wird durch die Anlagenbilanz der Zu- und Abfluss von Energie *innerhalb* einer Anlage gekoppelt. Diese Gleichungen sind folglich nur auf Anlagen anzuwenden, bei denen eine Energieflussrichtung vorgegeben ist und eine solch starre Kopplung vorliegt. Dies trifft auf Energiewandler zu. Die allgemeine Bildungsvorschrift zeigt Gleichung 3.13.

$$x_{k^i,t,p}^E - \frac{1}{\eta_{k^o,p}} \cdot x_{k^o,t,p}^E = 0 \quad \text{für } \begin{array}{l} t = 1 \dots n_t \\ k^o = 1 \dots n_{k^o} \\ p \in \{\text{Energiewandler}\} \end{array} \quad (3.13)$$

- k^i Kopplung: Inputseite (genau 1 je Anlage)
- k^o Kopplung: Outputseite (1...3 je Anlage)
- $\eta_{k^o,p}$ Effizienz eines Konversionspfades der Anlage

Die Gleichung wird für jeden Konversionspfad einer Anlage aufgestellt, wobei der jeweilige Wirkungsgrad der Konversion berücksichtigt werden muss. Für eine KWK-Anlage werden bspw. je Zeitintervall zwei Gleichungen aufgestellt, jeweils für die Konversion „Gas zu Wärme“ und „Gas zu Strom“. Wie bei Energiewandlern wird auch an *Lastkonnektoren* eine starre Kopplung unterstellt. Hier wird Endenergie zugeführt und Nutzenergie abgeführt. Als Nutzenergie werden die berechneten Lastzeitreihen für Strom, RW und TWW angesetzt²⁹. Der Verbrauch wird dabei mittels Gleichheitsbedingung auf der rechten Seite der Gleichung fixiert (Gleichung 3.14). Eine Verletzung dieser Bedingung wird damit unterbunden.

$$\sum_k x_{k,t,p}^E = E_{t,p}^{\text{Last}} \quad \text{für } \begin{array}{l} t = 1 \dots n_t \\ p \in \{\text{Lastkonnektoren (Strom, RW, TWW)}\} \end{array} \quad (3.14)$$

Nebenbedingung: Leistungsrestriktion, einfach

Durch diese Gleichungsart werden obere Schranken gesetzt, die abhängig von den technischen Daten der jeweiligen Anlage sind. Für die Anlagen der Klassen „Konnektor“ und „Speicher“ kann die *einfache Leistungsrestriktion* nach Gleichung 3.15 formuliert werden. Dabei bezeichnet E^{Max} die obere Leistungsgrenze der Anlagenkopplung, die durch die Nennleistungen der Referenzanlagen gegeben ist. Für regenerative

²⁹ Die Berechnung erfolgte in den Abschnitten 3.2 und 3.3.

Erzeuger wird anstelle dieser statischen Restriktion das Einspeisepotenzial, das im Abschnitt 3.4 für jedes Zeitintervall ermittelt wurde, als Schranke definiert.

$$x_{p,k,t}^E \leq E_{p,k}^{\text{Max}} \quad \begin{array}{l} \text{für } t = 1 \dots n_t \\ k = 1 \dots n_k \\ p \in \{\text{Konnektor, Speicher, reg. Anlage}\} \end{array} \quad (3.15)$$

Nebenbedingung: Leistungsrestriktion, erweitert

Die *erweiterte Leistungsrestriktion* soll Energiewandler noch genauer abbilden. Wie in Gleichung 3.15 wird hier eine obere Schranke definiert. Darüber hinaus wird die binäre Statusvariable x^S an die Energiemenge x^E gekoppelt. Dabei muss neben E^{Max} zwingend die untere Leistungsgrenze $E^{\text{Min}} \geq 0$ angegeben werden, für die noch $x^S = 1$ gilt. E^{Min} begrenzt damit die Teillastfähigkeit einer Anlage. Für den Grenzfall $E^{\text{Min}} = E^{\text{Max}}$ kann die Anlage lediglich im AN/AUS-Takt betrieben werden. Die Bildungsvorschrift ist in Gleichung 3.16 angegeben.

$$+x_{p,k,t}^E - E_{p,k}^{\text{Max}} \cdot x_{p,k,t}^S \leq 0 \quad (3.16)$$

$$-x_{p,k,t}^E + E_{p,k}^{\text{Min}} \cdot x_{p,k,t}^S \leq 0 \quad (3.17)$$

$$\begin{array}{l} \text{für } t = 1 \dots n_t \\ p \in \{\text{Konnektor, Speicher, reg. Anlage}\} \end{array}$$

Nebenbedingung: Füllstandsrestriktion

Die *Füllstandsrestriktion* ist die komplexeste der hier umgesetzten Gleichungsarten. Sie wird für alle Energiespeicher aufgestellt und stellt sicher, dass der Ladezustand (C) in jedem Zeitintervall innerhalb des Bereiches $[C^{\text{Min}} \dots C^{\text{Max}}]$ bleibt. Zudem werden durch diese Gleichung der Lade- und Entladewirkungsgrad (η_{ch} , η_{dc}) sowie die Selbstentladung je Zeitintervall (c_{loss}) abgebildet. Die allgemeine Formulierung der Speicherbilanz kann nach Gleichung 3.18 angegeben werden. Gleichung 3.19 zeigt die Definition der Schranken.

$$C_{t,p} = (1 - c_{\text{loss},p}) \cdot C_{t-1} + \eta_p^{\text{ch}} \cdot E_{k^i,t,p} - \frac{1}{\eta_p^{\text{dc}}} \cdot E_{k^o,t,p} \quad (3.18)$$

$$C_p^{\text{Min}} \leq C_{t,p} \leq C_p^{\text{Max}} \quad (3.19)$$

$$\begin{array}{l} \text{für } t = 1 \dots n_t \\ p \in \{\text{Speicher}\} \end{array}$$

Modellierer wie GAMS akzeptieren diese Formulierung. Im Optimierungstableau wird der Füllstand hingegen allein auf Basis der Energiemengen erfasst, die über die Kopplungen zu- und abgeführt werden. Der Füllstand C ist eine abgeleitete Größe, die nicht verwendet werden kann. Daher wird eine Formulierung angegeben, die als Bildungsvorschrift für matrixbasierte Modellierer wie Matlab genutzt wird.

Gleichung 3.20 zeigt die obere, Gleichung 3.21 die untere Füllstandsrestriktion. Die Gleichungen werden je Anlage und Zeitintervall aufgestellt.

$$\sum_{t=1}^{t_B} (1 - c_{\text{loss},p})^{t_B-t} \eta_p^{\text{ch}} x_{k^i,t,p}^{\text{E}} - \sum_{t=1}^{t_B} \frac{(1 - c_{\text{loss},p})^{t_B-t}}{\eta_p^{\text{dc}}} x_{k^i,t,p}^{\text{E}} \leq +C_p^{\text{Max}} - C_p^0 (1 - c_{\text{loss},p})^{t_B} \quad (3.20)$$

$$- \sum_{t=1}^{t_B} (1 - c_{\text{loss},p}^{t_B-t}) \eta_p^{\text{ch}} x_{k^i,t,p}^{\text{E}} + \sum_{t=1}^{t_B} \frac{(1 - c_{\text{loss},p}^{t_B-t})}{\eta_p^{\text{dc}}} x_{k^i,t,p}^{\text{E}} \leq -C_p^{\text{Min}} + C_p^0 (1 - c_{\text{loss},p})^{t_B} \quad (3.21)$$

$$\text{für } t_B = 1 \dots n_t \\ p \in \{\text{Speicher}\}$$

t_B	Basis-Zeitintervall
η^{ch}	Wirkungsgrad: Beladung [-]
η^{dc}	Wirkungsgrad: Entladung [-]
c_{loss}	Selbstentladung [t^{-1}]
C^0	Startfüllstand [kWh]
C^{Min}	Minimaler Füllstand [kWh]
C^{Max}	Maximaler Füllstand [kWh]

Für jede Gleichung werden die Lade- und Entladevorgänge eines Speichers seit Periodenbeginn aufsummiert. Für jeden Vorgang wird die Selbstentladung c_{loss} mit Beginn des Folgeintervalls angesetzt. η^{ch} wird für die Ladevorgänge über die Zuflussleitungen (k^o), η^{dc} für die entsprechenden Entladungen über die Abflussleitungen (k^i) angesetzt. Für den jeweiligen Ladezustand werden die untere und obere Füllstandsgrenze C^{Min} und C^{Max} festgelegt. Beide sind durch die Referenzanlagen bereits definiert. C^0 bezeichnet den Anfangsfüllstand der Periode. Dieser wird ebenfalls, mit Beginn des ersten Periodenintervalls, kontinuierlich durch c_{loss} reduziert.

Nebenbedingung: Anfahrstatus

Um den *Anfahrstatus* und die zugehörigen Anfahrkosten anzusetzen, müssen die Statusvariablen x^{S} und $x^{\text{S}'}$ verknüpft werden. Diese Gleichungsart wird nur auf die Energiewandler angewendet, bei denen die Taktung der Anlage zu berücksichtigen ist. Der Anfahrstatus $x^{\text{S}'}$ wird dabei, wie der Betriebsstatus, für die Input-Kopplung der Anlage eingesetzt. Da Output und Input schon durch die Anlagenbilanzgleichung verknüpft sind, ist eine einzelne Leitung ausreichend, um den Betriebs- und Anfahrstatus abzubilden. Je Zeitintervall und Anlage werden vier Ungleichungen aufgestellt (siehe Gleichungen 3.22 bis 3.25).

$$-x_{k^i,t,p}^S + x_{k^i,t,p}^{S'} \leq 0 \quad (3.22)$$

$$+x_{k^i,t-1,p}^S + x_{k^i,t,p}^{S'} \leq 1 \quad (3.23)$$

$$-x_{k^i,t-1,p}^S + x_{k^i,t,p}^S - x_{k^i,t,p}^{S'} \leq 0 \quad (3.24)$$

$$-x_{k^i,t,p}^{S'} \leq 0 \quad (3.25)$$

für $t = 1 \dots n_t$
 $p \in \{\text{Energiewandler}\}$

3.5.2.4 Modellimplementierung

Der Umsetzung des beschriebenen Optimierungsansatzes sind durch die Berechnungsanforderungen enge Grenzen gesetzt. Ein wichtiger Indikator für die *Komplexität des Entscheidungsproblems* ist die Anzahl der EV und NB-Gleichungen, die durch die Kopplungen der Anlagen (k) und die Zeitintervalle der Simulation (t) bestimmt werden. Um die *zeitliche Komplexität* zu reduzieren, wird der Simulationszeitraum in Perioden mit der Dauer $d_{per} = 1 \text{ d}$ zerlegt, die einzeln berechnet werden. Der Optimierungszeitraum wird $d_{opt} = 2 \text{ d}$ gesetzt, wodurch eine Vorausschau auf die Folgeperiode ermöglicht wird. Diese ist notwendig, da sonst gemäß ökonomisch optimierter Fahrweise sämtliche Speicher zum Periodenende geleert würden. Zudem können kritische Lastsituationen, die auch zu einem Abbruch der Optimierung führen können, besser erkannt und eingeplant werden. Abbildung 3.14 illustriert die zeitliche Unterteilung des Simulationszeitraumes.

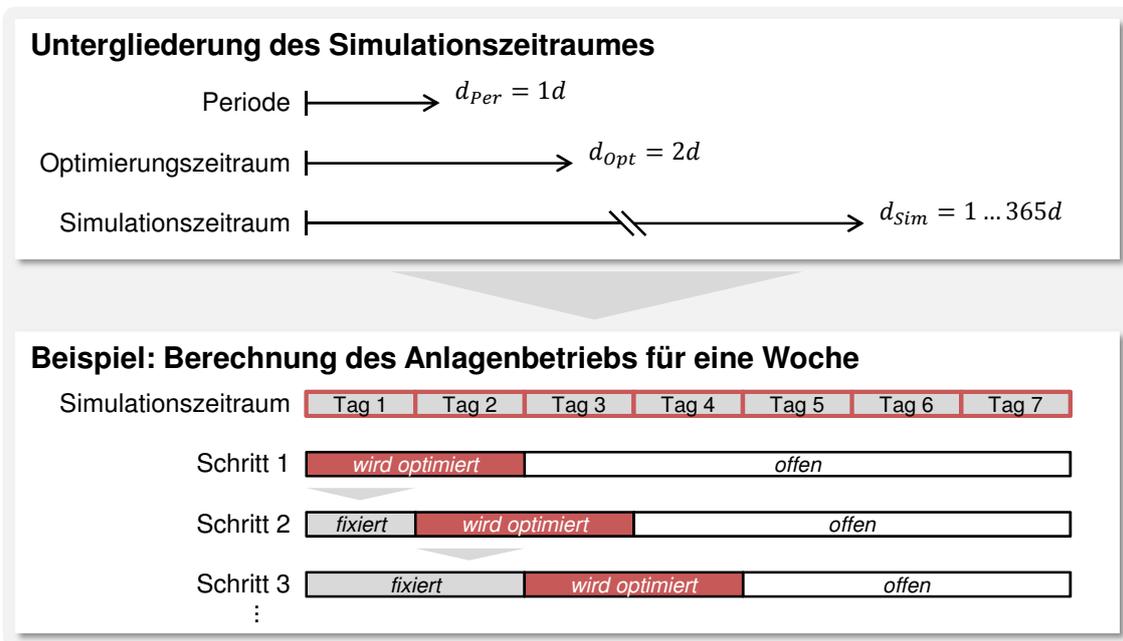


Abbildung 3.14: Modellimplementierung: Zeitliche Untergliederung des Simulationszeitraumes in Optimierungszeitraum und Simulationsperiode

Aus der Zielstellung dieser Untersuchung ergibt sich die Anforderung, Versorgungsgebiete mit bis zu 200 Gebäuden abzubilden, die je nach gewählter Systemkonfiguration mit Anlagen und deren Kopplungen ausgestattet sind. Die Anforderungen

steigen zudem innerhalb des gewählten MILP-Ansatzes durch die Anzahl und die Verknüpfungen binärer Statusvariablen wie dem Betriebs- und Anfahrstatus. Bei der Berechnung konkreter Szenarien müssen diese Faktoren zwingend berücksichtigt werden. So wurde ein Beispielszenario mit 166 Gebäuden definiert (Netzbaustein **NT2**), die durch Nachtspeicherheizungen versorgt werden (Anlagentopologie **VT2**). In diesem konkreten Fall müssen bei der Optimierung 1516 Anlagen mit 2352 Kopplungen abgebildet werden. Das Optimierungstableau umfasst dabei 992 256 Gleichungen und 579 072 EV, von denen 127 488 binär sind. Eine simultane Optimierung dieser Anlagen in der hier geschilderten Detailtiefe ist mit den verfügbaren Ressourcen nicht möglich.

Daher wird neben der zuvor beschriebenen zeitlichen Untergliederung auch eine *räumliche Untergliederung* des Entscheidungsproblems vorgenommen. Das Versorgungsgebiet wird dabei in Abschnitte unterteilt, die einzeln betrachtet werden: Zunächst werden die Koppelpunkte vom Typ „lokale Versorgung“ gesucht und die jeweils zugeordneten Anlagen optimiert. Daraus ergibt sich die jeweils netzwirksame bezogene oder eingespeiste Energie. Zuletzt werden die Netzkoppelpunkte der „dezentralen Versorgung“ und „zentralen Anbindung“ simultan optimiert. Dabei wird zugleich die Netzbilanz einbezogen, wodurch ein Energieausgleich im gesamten Versorgungsgebiet erzielt wird. Abbildung 3.15 zeigt die Vorgehensweise schematisch.

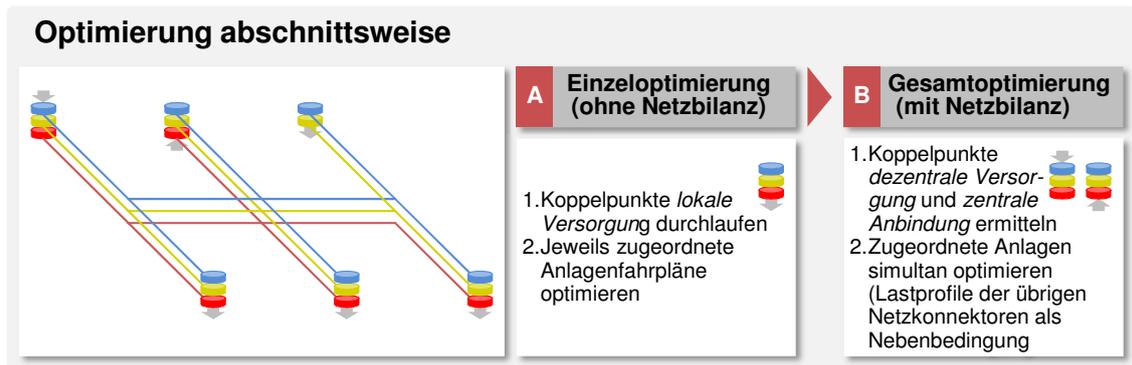


Abbildung 3.15: Modellimplementierung: Räumliche Untergliederung des Versorgungsgebietes in Optimierungsabschnitte (Netzkoppelpunkte)

3.5.3 Anwendung

Die Methodik, nach welcher der Anlagenbetrieb optimiert wird, soll anhand weniger beispielhafter Anwendungsfälle geprüft werden. Ziel ist es, die Plausibilität und Korrektheit der Verfahrens sicher zu stellen. Dazu werden Kennzahlen gebildet, mit denen die Betriebsführung einzelner Anlagen ausgewertet werden kann. So soll sichergestellt sein, dass die Energiebilanzen an jeder Anlage ausgeglichen sind. Zudem wird die Einhaltung der technischen Restriktionen abgeprüft. Zunächst werden drei Validierungsszenarien aufgestellt, die konkrete Versorgungsfälle abbilden: Die Szenarien **V_AB_1**, **V_AB_2** und **V_AB_3**. Für jedes Szenario wird der Betrieb eines ganzen Jahres simuliert, um das vollständige Spektrum der saisonalen Wertschwankungen zu berücksichtigen. Die zeitliche Auflösung der Simulation beträgt

15 Minuten. Eine konsolidierte Übersicht aller drei Szenarien zeigt Tabelle 3.6. Dort werden zunächst die wesentlichen Szenariomerkmale genannt. Anschließend werden Aufbau und Elemente der Anlagentopologie beschrieben. Die relevanten Kenngrößen des Anlagenbetriebes sind ebenfalls aufgelistet. Dabei wurde nach den Anlagenklassen unterschieden, die bereits im Abschnitt 2.4 abgegrenzt wurden. Im Folgenden werden die Szenarien ausführlicher besprochen.

Szenario **V_AB_1** bildet ein großes Mehrfamilienhaus an einem gemäßigten Standort ab, das konventionell versorgt wird. Das Gebäude verfügt über 10 Wohneinheiten und ist mit einem Zugang zum Gas- und Stromnetz (ID: 7, 8) ausgestattet. Die elektrischen Endgeräte (ID: 9) werden direkt durch den Netzanschluss versorgt. Die thermische Seite der lokalen Versorgung ist ungleich komplexer. Über einen Gaskessel (ID: 12) wird der TWW- und RW-Bedarf gedeckt. Die Nennleistung des Kessels beträgt $60 \text{ kW}_{\text{th}}$. Durch die Heizungsrohre (ID: 13) wird der Kesselbetrieb teilweise von der Nutzwärmeauskopplung an den Heizkörpern (ID: 10) entkoppelt. Ihr Speichervolumen wurde mit 1000 l veranschlagt, entsprechend einer Kapazität von $35 \text{ kWh}_{\text{th}}$. Der Warmwasserbedarf wird an den Zapfstellen in den Wohneinheiten (ID: 11) bilanziert. Die hohen Lastspitzen der Zapfvorgänge werden durch einen Warmwasserspeicher (ID: 14) verstetigt. Dieser verfügt über eine nutzbare Kapazität von $70 \text{ kWh}_{\text{th}}$. Mit der Jahressimulation wurde ein Endenergiebezug von 105 MWh Gas und 24 MWh Strom aus dem Netz berechnet. Damit wird ein Nutzenergiebedarf von 24 MWh Strom, 84 MWh RW und 12 MWh TWW gedeckt.

In Szenario **V_AB_2** wird ein Standortjahr mit extremen Wetterlagen zugrunde gelegt (**ST5**). Es basiert auf dem Gebäude in **V_AB_1**, kombiniert mit einer innovativen Versorgungsart mittels BHKW (ID: 12) und Gaskessel (ID: 14). Dabei wurden die Anlagen kosteneffizient dimensioniert: Das BHKW erzeugt bei voller Auslastung 13 kW Nutzwärme und 6 kW Strom, wodurch ein kontinuierlicher Betrieb bei Deckung der Wärmegrundlast erzielt werden soll. Der Kessel mit $60 \text{ kW}_{\text{th}}$ wird eingesetzt, um die Spitzenlast sicher abzudecken. Zur Verstetigung des Anlagenbetriebes wird ein Pufferspeicher eingesetzt, die bei 2000 l Wasservolumen ein thermisches Speichervermögen von 70 kWh besitzt. Der Pufferspeicher wird durch das BHKW und den Heizkessel aufgeladen. Er deckt direkt den Nutzwärmebedarf, weshalb das Rohrnetz nicht separat abgebildet wird. Für den Endenergiebezug wurden in diesem Fall 170 MWh Gas und 8 MWh Strom errechnet. Der Nutzenergiebedarf an Strom und TWW entspricht mit 24 und 12 MWh gerundet dem des vorherigen Szenarios. Der RW-Bedarf steigt standortbedingt auf 109 MWh . Das BHKW erzeugt insgesamt 71 MWh Wärme und 31 MWh Strom. Die lokale Stromerzeugung trägt auch dazu bei, dass nur ein Drittel des elektrischen Nutzenergiebedarfes aus dem Netz bezogen werden muss. Der Eigenverbrauchsanteil des BHKW-Stromes liegt bei 52% , der Rest wird in das Netz eingespeist. Das BHKW wird wie erwartet in der Wärmegrundlast betrieben, wobei 5708 Volllaststunden erreicht werden. Die hohen Lasten gerade im Winter können durch den Heizkessel gedeckt werden, der 51 MWh Nutzwärme erzeugt.

Szenario **V_AB_3** überträgt das Szenario **V_AB_2** in einen größeren Maßstab. Es bildet eine gemischte Wohnsiedlung mit 166 Ein- und Zweifamilienhäusern ab. Der Standort ist gemäßig. Sowohl Strom- als auch Wärmebedarf der Gebäude werden über das Versorgungsnetz gedeckt. Das Stromnetz wird überwiegend aus dem überlagerten Verteilnetz gespeist, während das Nahwärmenetz autark über ein de-

zentrales BHKW versorgt wird. Im Fokus der Betrachtung liegen dementsprechend die Anlagen am Netzkoppelpunkt der dezentralen Versorgung³⁰. Das Subnetz besitzt eine Schnittstelle zum Gas-, Strom- und Nahwärmenetz (ID: 5,6,7). Durch den Zugang zum Gasnetz werden ein BHKW (ID: 8) und ein Heizkessel (ID: 9) betrieben. Die Nennleistung des BHKW beträgt $180 \text{ kW}_{\text{el}}$ bei $250 \text{ kW}_{\text{th}}$. Der Kessel erzeugt bis zu $800 \text{ kW}_{\text{th}}$. Beide Anlagen speisen einen Pufferspeicher mit 1700 kWh . Anders als in den vorherigen Szenarien wird die erzeugte Energie ausschließlich in das Versorgungsnetz eingespeist. Dadurch werden die 166 angeschlossenen Gebäude mit Strom und Wärme versorgt. Insgesamt werden $4,3 \text{ GWh}$ Gas bezogen. Das BHKW erzeugt $1,3 \text{ GWh}$ Strom und $1,8 \text{ GWh}$ Wärme. Die Volllaststundenzahl beträgt 7115 – die Anlage läuft somit 296 Tage im Jahr bei Volllast. Der Kessel deckt die Lastspitzen mit einer Erzeugung von $0,8 \text{ GWh}$.

In allen definierten Szenarien wurde mit der zuvor umgesetzten gemischt-ganzzahligen Optimierungsmethode ein kostenoptimaler Anlagenbetrieb berechnet. Die Ergebnisse der Jahressimulation sind rechnerisch korrekt, die Energiebilanz ist an allen Netzknoten stets ausgeglichen. Die Auswertung des Anlagenbetriebes zeigt zudem, dass die gängigen Betriebsregeln eingehalten werden. Durch die Berücksichtigung der Anfahrkosten wird die Anzahl der Takte reduziert. Auch der bivalente Betrieb von BHKW und Spitzenlastkessel kann abgebildet werden. Durch die generische Modellprogrammierung ergeben sich jedoch viele weitere Systemkonfigurationen, die hier nicht im Einzelnen untersucht werden können.

Fazit

In diesem Abschnitt wurde die Methode der gemischt-ganzzahligen Optimierung eingesetzt, um den Betrieb der Anlagen im virtuellen Versorgungssystem abzubilden. Die Optimierungsmethode kann auf alle Szenarien angewendet werden, die mit dem Szenarienbaukasten erstellt werden. Durch die ökonomische Zielfunktion werden die Kosten der Energiebereitstellung minimiert. Der zuvor ermittelte Energiebedarf in den Anwendungsbereichen Strom, TWW und RW sowie das Einspeisepotenzial der regenerativen Erzeugungsanlagen werden über die Nebenbedingungen berücksichtigt. Damit ist die Beschreibung der Versorgungssituation vollständig. Auf dieser Grundlage kann im Folgeabschnitt das Bewertungsverfahren für die Systemflexibilität entwickelt werden.

³⁰ Die zuvor betrachteten Koppelpunkte gehörten zur Kategorie „lokale Versorgung“. Dabei lag der Fokus auf der Deckung des Energiebedarfes eines einzelnen Gebäudes. Eine Anlagentopologie der Kategorie „dezentrale Versorgung“ speist die erzeugte Energie hingegen ausschließlich in das Netz ein und deckt so den Bedarf des gesamten Gebietes.

Tabelle 3.6: Plausibilität des Anlagenbetriebes

Versorgungssituation Anlagenbetrieb												
Szenario		V_AB_1			V_AB_2			V_AB_3				
Allg.	Standort	ST1			ST5			ST1				
	Netz	NT3_2			NT3_2			NT2_2				
	Zeitraum	01.01. bis 31.12.			01.01. bis 31.12.			01.01. bis 31.12.				
Konfiguration	Versorgungstyp	VT_1a_4			VT_5b_4			VTS_1b_10				
	Topologie											
	Installierte Anlage	ID	Anlagentyp			ID	Anlagentyp			ID	Anlagentyp	
		7	Netz: Gas			7	Netz: Gas			5	Netz: Gas	
		8	Netz: Strom			8	Netz: Strom			6	Netz: Strom	
		9	Last: Strom			9	Last: Strom			7	Netz: Wärme	
		10	Last: Raumwärme			10	Last: Raumwärme			8	BHKW	
		11	Last: Wasserwärme			11	Last: Wasserwärme			9	Heizkessel	
		12	Heizkessel			12	BHKW			10	WW-Speicher	
		13	WW-Speicher			13	WW-Speicher					
14	WW-Speicher			14	Heizkessel							
Anlagenbetrieb	Konnektoren	ID	Ezu [MWh]	Eab [MWh]	ID	Ezu [MWh]	Eab [MWh]	ID	Ezu [MWh]	Eab [MWh]		
		7	105	0	7	170	0	5	4.260	0		
		8	24	0	8	8	16	6	0	1.281		
		9	0	24	9	0	24	7	0	2.061		
		10	0	87	10	0	109	0				
	Energiewandler	ID	VLH [h]	Eout [MWh]	ID	VLH [h]	Eout [MWh]	ID	VLH [h]	Eout [MWh]		
		12	1.685	0/0/101	12	5.708	0/31/71	8	7.115	0/1281/1779		
					14	843	0/0/51	9	1.057	0/0/846		
	Speicher	ID	Ech [MWh]	Edc [MWh]	ID	Ech [MWh]	Edc [MWh]	ID	Ech [MWh]	Edc [MWh]		
		13	89	87	13	27	26	10	28.337	27.773		
14		12	12									

3.6 Bewertung der Systemflexibilität

Die Systemflexibilität beschreibt das aggregierte Potenzial eines technisch und räumlich abgegrenzten Bilanzgebietes, bei Bedarf elektrische Energie aufzunehmen (negative Flexibilität) oder abzugeben (positive Flexibilität). Sie basiert auf der Steuerung der Leistungsaufnahme oder -abgabe der Anlagen, die neben der Erfüllung der Versorgungsaufgabe als Flexibilitätsoptionen genutzt werden können. In den vorherigen Abschnitten wurden die Restriktionen der Versorgungsaufgabe beschrieben: Der elektrische und thermische Lastgang der Haushalte (3.2, 3.3) und das regenerative Einspeisepotenzial (3.4) bilden die Randbedingungen für den Betrieb der Anlagen (3.5). In diesem Abschnitt wird das Bewertungsverfahren entwickelt, das auf Grundlage der zeitlich veränderlichen Versorgungssituation Leistungsabrufe an den Klemmen dieser virtuellen Batterie testet, um so deren Speichervermögen zu beschreiben. Als Bewertungsgröße dienen die virtuelle elektrische Leistung (P_{virt}) und die virtuelle elektrische Kapazität (C_{virt}) des Systems.

Zunächst wird das *Testverfahren* näher erläutert, wonach der Abruf von Flexibilität aus dem Gesamtsystem simuliert werden soll. Anschließend wird die Methode beschrieben, durch die auf Basis eines zentral vorgegebenen Leistungsabrufes eine *Anpassung der Anlagenfahrpläne* erfolgt. Zuletzt werden die Testergebnisse zu Kennzahlen verdichtet, die eine *Charakterisierung der virtuellen Batterie* ermöglichen.

3.6.1 Testmethode

Ausgehend von der *Versorgungssituation* wird ein Testverfahren angewendet, durch welches verschiedene Be- und Entladezyklen simuliert und das System wie eine elektrische Speicherbatterie charakterisiert werden kann. Die Klemmen dieser Batterie sind die elektrischen *Bilanzkonnektoren* (**NBe1**) des Versorgungssystems, durch die Strom über die Bilanzgrenze hinweg importiert und exportiert wird (Vgl. Abschnitt 2.4.5). Durch die simulative Beschreibung der Versorgungssituation ist das Lastprofil an diesen Konnektoren bekannt (Vgl. Abbildung 3.16-a). Es dient allein zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe.

Das Testverfahren basiert auf der Simulation von *Leistungsabrufen* an den Bilanzkonnektoren. Ein solcher Abruf erfolgt spontan, so dass die Zeit davor nicht genutzt werden kann, um Flexibilitätsoptionen zurück zu halten³¹. Diese Leistungsabrufe werden dem Versorgungslastgang aufgeprägt. Sie werden dadurch gedeckt, dass die Anlagen von ihrem fahrplanmäßigen Betrieb abweichen, sofern entsprechende Freiheitsgrade bestehen. Abbildung 3.16-b illustriert einen solchen Abruf am Bilanzkonnektor.

Ein Leistungsabruf wird durch die Parameter Startzeit, Abruffleistung und Abrufdauer beschrieben. Durch die *Startzeit* t_{Flex} wird definiert, in welchem Zeitintervall der Abruf beginnt. t_{Flex} liegt innerhalb des Simulationszeitraumes, für den die Versorgungssituation berechnet wurde. Durch die dynamischen Last- und Betriebsbe-

³¹ So wird bspw. die Möglichkeit unterbunden, dass Speicher rechtzeitig vor dem Abruf geladen werden, um so die benötigte Kapazität zu schaffen.

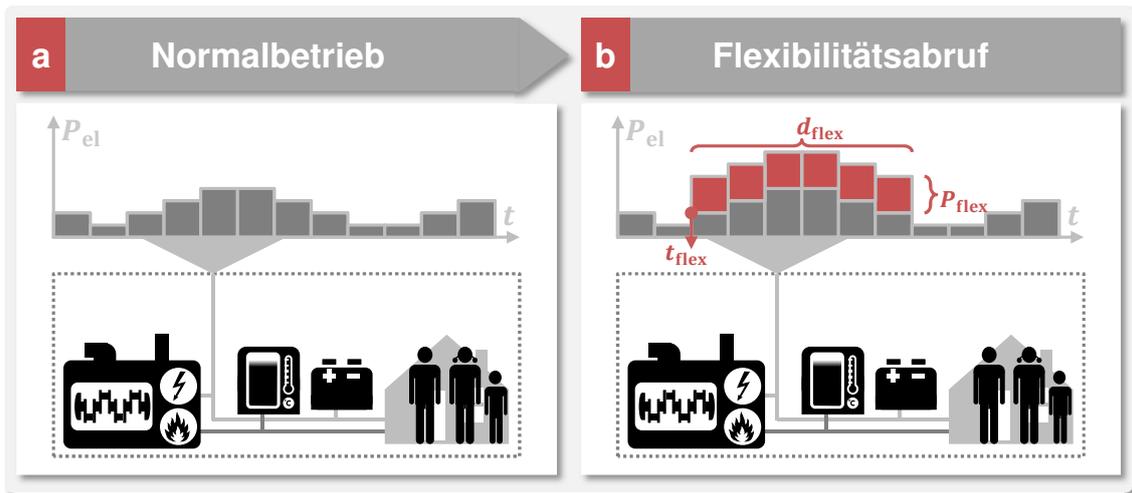


Abbildung 3.16: Schema eines Flexibilitätsabrufes: (a) Elektrischer Versorgungslastgang im Normalbetrieb; (b) Aufgeprägter Flexibilitätsabruf

dingungen ist anzunehmen, dass die Flexibilität im hohen Maße von der Startzeit des Abrufes abhängig ist.

Die *Abrufleistung* P_{Flex} bestimmt die Höhe des Abrufes in kW. Ist $P_{\text{Flex}} > 0$ (positiver Abruf), so vermindert sich der Versorgungslastgang und die virtuelle Batterie wird entladen. Dabei ist es unerheblich, ob der resultierende Lastgang positiv oder negativ ist, denn ggü. dem zuvor berechneten Versorgungslastgang wird Strom exportiert. Ist dagegen $P_{\text{Flex}} < 0$ (negativer Abruf), so wird Strom importiert und die virtuelle Batterie geladen. Für das Testverfahren wird P_{Flex} zur Leistung des Versorgungslastganges P_{Norm} aufaddiert.

Mit der *Abrufdauer* d_{Flex} wird bestimmt, wie lange die vorgegebene Leistung abgerufen werden soll. Dadurch wird das Speichervermögen der virtuellen Batterie getestet. Die Testdauer d_{Test} bezeichnet den gesamten Zeitraum, der bei einem Abruf berücksichtigt wird. Sie besteht aus d_{Flex} und einem Pufferzeitraum. Letzterer sichert ab, dass die Versorgungsaufgabe auch *nach* einem erfolgreichen Abruf weiter erfüllt werden kann.

Für einen Leistungsabruf werden die Parameter t_{Flex} , P_{Flex} und d_{Flex} festgelegt. Anschließend wird der Betrieb der Anlagen im Versorgungsgebiet angepasst, so dass sowohl Versorgungsaufgabe als auch Leistungsabruf gedeckt werden. Ein Abruf gilt als erfolgreich, wenn er durch die Anpassung des Anlagenbetriebes erfüllt werden kann und die Versorgung darüber hinaus für den Zeitraum d_{Test} gesichert ist. Falls nicht, so wäre im Abruffall die Energiebilanz nicht mehr ausgeglichen. Um den Test auszuwerten, wird die Statusvariable S_{Flex} eingeführt.

$$S_{\text{Flex}} \begin{cases} 1 & \text{Abruf erfolgreich} \\ 0 & \text{Abruf fehlgeschlagen} \end{cases} \quad (3.26)$$

3.6.2 Betriebsanpassung der Flexibilitätsoptionen

Um zu testen, ob ein Abruf erfolgreich durchgeführt werden kann, wird in den Anlagenbetrieb eingegriffen. Auf Basis des erweiterten Abrufzeitraumes ($t_{\text{Flex}} \dots t_{\text{Flex}} + d_{\text{Test}}$) wird eine zielgerichtete Anpassung der Anlagenfahrpläne vorgenommen, um dem Versorgungslastgang P_{Norm} mitsamt dem aufgeprägten Leistungsabruf P_{Flex} zu folgen. Dabei kann auf dem gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodell aufgebaut werden, welches zur Ermittlung der Anlagenfahrpläne für den Normalbetrieb dient (Vgl. Abschnitt 3.5). Es werden zwei Modifikationen vorgenommen: Eine Reduktion der Komplexität sowie die Einführung einer Nebenbedingung für den Flexibilitätsabruf.

Reduktion der Komplexität

Bereits im vorherigen Abschnitt wurde ermittelt, dass eine simultane Optimierung *aller* Anlagen im Versorgungsgebiet bei größeren Szenarien nicht mehr möglich ist. Daher wurde das Versorgungsgebiet räumlich untergliedert und der Anlagenbetrieb abschnittsweise optimiert (Vgl. Abschnitt 3.5.2.4). Für das Testverfahren werden hingegen Leistungsabrufe zentral am Bilanzkonnektor vorgegeben und von dort auf die einzelnen Flexibilitätsoptionen verteilt. Dies setzt voraus, dass sämtliche Anlagenfahrpläne im Versorgungsgebiet *simultan* optimiert werden.

Um dies zu erreichen, wird die *Komplexität des Entscheidungsproblems* reduziert. Hinsichtlich der räumlichen und zeitlichen Komplexität des Optimierungstableaus sind keine Einschnitte möglich, daher wird das Entscheidungsproblem vom gemischt-ganzzahligen (MILP) in ein kontinuierliches (LP) lineares Optimierungsmodell umgewandelt. Somit fallen die binären Entscheidungsvariablen weg, die den Betriebsstatus (x^S) sowie die Anfahrvorgänge ($x^{S'}$) der Energiewandler kontrollieren. Es werden lediglich die Energiemengen (x^E) an den Koppelpunkten des Versorgungssystems optimiert. Zur Lösungssuche kann somit das Simplex-Verfahren genutzt werden, dessen kontinuierliche Lösungen hier zulässig sind. Die Zielfunktion vereinfacht sich dementsprechend (Gleichung 3.27).

$$\sum_{t=1}^{n_t} \sum_{k=1}^{n_k} c_{t,k}^E x_{t,k}^E \rightarrow \min \quad (3.27)$$

Dadurch fallen die Spalten des Optimierungstableaus weg, die zuvor die Statusvariablen repräsentierten. Die *Bildungsvorschriften der Nebenbedingungen* ändern sich nur, wenn dort x^S oder $x^{S'}$ auftreten. Dies betrifft die beiden Gleichungsarten „Leistungsrestriktion, erweitert“ und „Anfahrstatus“, die beide für Anlagen der Klasse „Energiewandler“ relevant sind.

Anstelle der *erweiterten Leistungsrestriktion* nach Gleichung 3.16 (Seite 117) wird die *einfache Leistungsrestriktion* nach Gleichung 3.15 (Seite 117) umgesetzt. Diese Vereinfachung führt dazu, dass diese Anlagen im Teillastbereich von $(0 \dots 1)$ betrieben werden können.

Die Gleichungsart „*Anfahrstatus*“ hat den Zweck, die Anfahrvorgänge der Energiewandler abzubilden, um Anfahrkosten zu berücksichtigen. Diese Gleichung ver-

schwindet vollständig aus dem Tableau, wodurch häufiges Takten nicht mehr „bestraft“ werden kann. Um einen realistischen Betrieb abzubilden, wurden diese Variablen bewusst für Energiewandler eingesetzt. Da bei dem Testverfahren die Deckung des Leistungsabrufes „mit allen Mitteln“ erfolgen soll, ist diese Vereinfachung hier akzeptabel.

Nebenbedingung: Flexibilitätsabruf

Als weitere Modifikation wird eine Nebenbedingung eingeführt, die für jedes Zeitintervall den Lastfluss am elektrischen Bilanzkonnektor vorgibt: Die Gleichungsart „Flexibilitätsabruf“. Dadurch wird der ursprüngliche Lastverlauf (P_{Norm}) um den Flexibilitätsabruf (P_{Flex}) ergänzt und als starre Vorgabe verwendet. Die Nebenbedingung wird nach Gleichung 3.28 gebildet.

$$\sum_k x_{k,t,p}^E = P_{\text{Flex},t} + P_{\text{Norm},t} \quad \text{für } t = t_{\text{Flex}} \dots t_{\text{Flex}} + d_{\text{Test}} \quad (3.28)$$

$$p \in \{\text{Bilanzkonnektor}\}$$

Abweichungen vom getesteten Leistungsabruf sind nicht zulässig. Sie führen zum Abbruch des Optimierungsverfahrens mit der entsprechenden Statusmeldung $S_{\text{Flex}} = 0$.

3.6.3 Charakterisierung der virtuellen Batterie

Testraster

Ein einzelner Testabruf erlaubt noch keine Aussage über das Speichervermögen. Dazu müssen die Grenzbereiche ermittelt werden, für die ein Abruf noch erfolgreich durchgeführt werden kann. Dies wird mittels einer *Testsequenz*, also einer Folge von Abrufen, realisiert, in deren Verlauf die Abrufparameter mehrfach variiert werden. Die Wertebereiche der Abrufparameter werden mit **T** (Startzeit), **P** (Leistung) und **D** (Dauer) angegeben.

$$\begin{aligned} \mathbf{T} &= \{t_1; t_2; t_3; \dots; t_{n_t}\} \\ \mathbf{P} &= \{P_1; P_2; P_3; \dots; P_{n_p}\} \\ \mathbf{D} &= \{d_1; d_2; d_3; \dots; d_{n_d}\} \end{aligned} \quad (3.29)$$

Durch die Überlagerung der Wertebereiche dieser Abrufparameter wird ein *Testraster* aufgespannt, das alle Variationen aus **T**, **P** und **D** zeigt. Jeder Testpunkt repräsentiert eine ($t_{\text{Flex}}; P_{\text{Flex}}; d_{\text{Flex}}$)-Kombination und kann nach dem Test der Betriebsanpassung durch das Ergebnis $S_{\text{Flex}} \in \{0; 1\}$ gekennzeichnet werden. Abbildung 3.17-a zeigt ein schematisches Testraster, in dem die beispielhaften Testergebnisse farbig für jeden Testpunkt aufgetragen wurden.

Durch das Testraster kann zu jedem Zeitpunkt eine Aussage über die mögliche Abrufleistung sowie -kapazität gemacht werden. Während sich die Leistung direkt aus

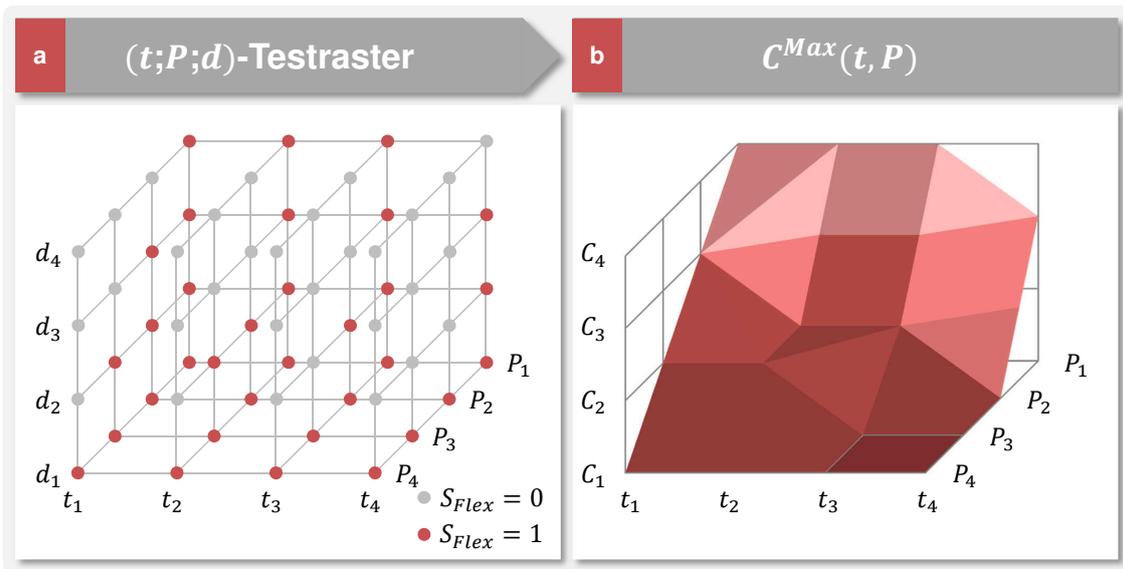


Abbildung 3.17: Testraster der simulierten Flexibilitätsabrufe: (a) Vollständiges Testraster mit beispielhaften Ergebnissen zu jedem $(t; P; d)$ -Testpunkt; (b) Erster Auswertungsschritt: Ermittlung von $C^{Max}(t, P)$

den Testparametern ergibt, wird die Kapazität durch $C_{Flex} = P_{Flex} \cdot d_{Flex}$ berechnet. In Abbildung 3.17-b werden die Testergebnisse auf die maximal mögliche Abrufkapazität C_{Flex} zu jedem (t_{Flex}, P_{Flex}) -Zahlentupel reduziert. Daraus können im Folgenden die Kenngrößen der virtuellen Batterie abgeleitet werden.

Kenngrößen

Abrufleistung und Abrufkapazität stehen in Wechselwirkung zueinander, denn mit steigender getesteter Abrufleistung sinkt die erreichbare Abrufdauer. Somit lassen sich für jeden Abrufzeitpunkt n_P Kombinationen aus beiden Parametern angeben. Zunächst soll für jeden Abrufzeitpunkt *genau ein* $(P_{Flex}; C_{Flex})$ -Zahlentupel ausgewählt werden, welches das zeitabhängige Speichervermögen charakterisiert. Um die „beste“ Kombination auszuwählen, werden zwei Varianten in Betracht gezogen:

- Variante 1: Festlegung einer Abrufleistung
 $(P_{Flex}; C_{Flex})$ mit: $P_{Flex} = const$
- Variante 2: Gewichtung von Abrufleistung und -kapazität
 $(P_{Flex}; C_{Flex})$ mit: $g(P_{Flex}, C_{Flex}) \rightarrow max$

Abbildung 3.18 illustriert für beide Varianten, wie sich aus dem $(t; P; C)$ -Testraster das Speichervermögen im Zeitverlauf ermitteln lässt.

Variante 1 ist für konkrete Fälle sinnvoll, in denen eine definierte Abrufleistung gefordert wird. Für die Bewertung des Potenzials ist eine Gewichtung beider Parameter besser geeignet (Variante 2), da die Festlegung eines Parameters nur willkürlich erfolgen könnte. Die *Gewichtungsfunktion* $g(P, C)$ muss berücksichtigen, dass die Abrufkapazität negativ mit der Abrufleistung korreliert. So gilt bei $P_{Flex} \rightarrow P_{Flex}^{Max}$: $d_{Flex} \rightarrow 0$ und somit $C_{Flex} \rightarrow 0$. Bei einer linear unabhängigen Verknüpfung der

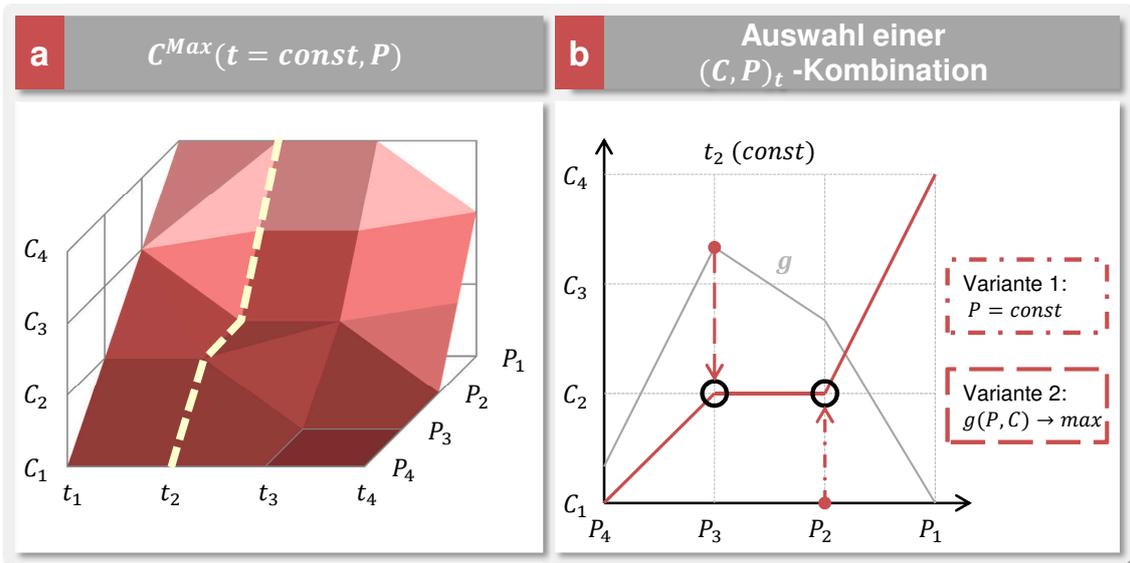


Abbildung 3.18: Ermittlung der virtuellen Speichervermögens im Zeitverlauf

Werte in g besteht daher die Gefahr, dass Grenzfälle ausgewählt werden, in denen eine hohe Leistung nur für eine sehr kurze Dauer abgerufen werden kann. Um dies zu vermeiden wird eine Gewichtungsfunktion aufgestellt, in der die Parameter multiplikativ verknüpft sind. Es wird das Zahlentupel ausgewählt, für das gilt:

$$g(P_{\text{Flex}}; C_{\text{Flex}}) = P_{\text{Flex}} \cdot C_{\text{Flex}} \rightarrow \max \quad (3.30)$$

Mit dieser Gewichtungsfunktion kann für jeden getesteten Abrufzeitpunkt jeweils eine positive ($P_{\text{Flex}}^{\text{pos}}(t)$) und eine negative Abrufleistung ($P_{\text{Flex}}^{\text{neg}}(t)$) sowie eine positive ($C_{\text{Flex}}^{\text{pos}}(t)$) und negative Abrufkapazität ($C_{\text{Flex}}^{\text{neg}}(t)$) ermittelt werden. Diese Kenngrößen beschreiben das virtuelle Speichervermögen im Zeitverlauf. Anhand der Verteilung der Werte über alle Abrufzeitpunkte lässt sich nun zu einer angestrebten Abrufsicherheit $p \in \{0 \dots 1\}$ genau eine *virtuelle Kapazität* C_{virt} und *Leistung* P_{virt} angeben, indem das entsprechende p -Quantil ermittelt wird.

$$(P_{\text{virt}}; C_{\text{virt}})_p = (\tilde{P}_{\text{Flex}}(t)_p; \tilde{C}_{\text{Flex}}(t)_p) \quad (3.31)$$

Soll bspw. eine zugesagte Abrufleistung jederzeit sicher gedeckt werden, so wird das im Zeitraum minimal erreichbare Abrufvermögen angegeben. Reicht hingegen eine 95 %-ige Verfügbarkeit, so wird $p = 0,95$ gesetzt. Abbildung 3.19 illustriert diese Verdichtung der Kennwerte.

Fazit

Es wurde ein *Testverfahren* entwickelt, um die Systemflexibilität eines virtuellen Versorgungssystems zu beschreiben. Das Verfahren simuliert einmalige positive und negative Leistungsabrufe am Bilanzkonnector des Gebietes. Die Abrufe sind hinsichtlich Startzeit, Abrufleistung und -dauer bestimmt. Durch die Auswertung der

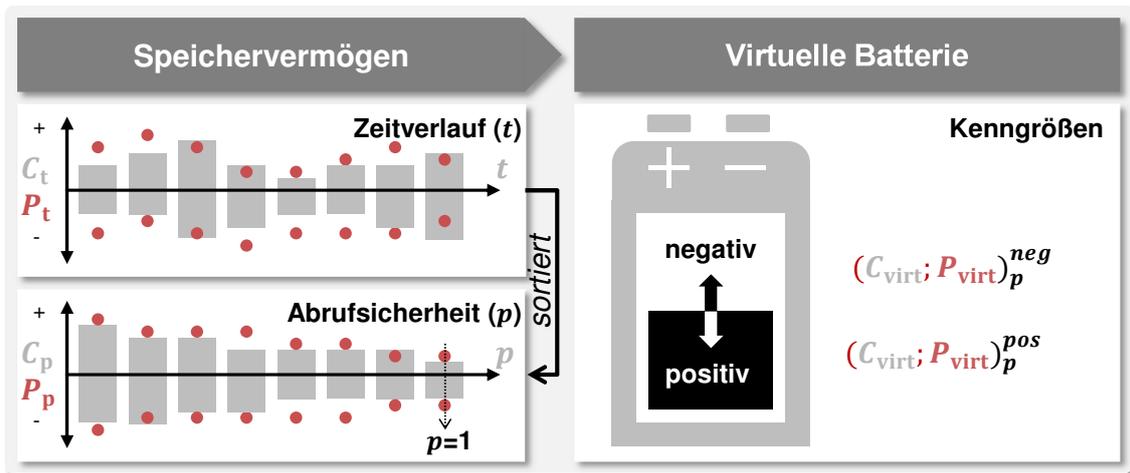


Abbildung 3.19: Charakterisierung der virtuellen Batterie

erfolgreichen Abrufe einer Testsequenz lässt sich das Speichervermögen des Systems durch eine virtuelle Leistung P_{virt} und Kapazität C_{virt} charakterisieren. Damit können Versorgungssysteme wie physikalische Energiespeicher beschrieben werden, ohne dabei eine konkrete Anwendung zu betrachten. Da die Systemflexibilität durch die Betriebsweise der einzelnen Flexibilitätsoptionen bestimmt wird, ist eine Einschränkung zu berücksichtigen: Bei einem physikalischen Energiespeicher lässt sich der Füllstandsverlauf deterministisch bestimmen und auf Basis der bekannten Lade- und Entladevorgänge fortschreiben (Vgl. Gleichung 3.18 auf Seite 117.). Bei der virtuellen Batterie hingegen kann kein solcher Determinismus unterstellt werden. Somit kann zwar, wie gezeigt wurde, das Speichervermögen eines Versorgungsgebietes ermittelt werden. Es lässt sich aber nicht berechnen, welchen Einfluss ein Lade- oder Entladevorgang über den Bilanzkonnector auf die virtuelle Kapazität hat. Dafür müssten die Fahrpläne der einzelnen Anlagen berücksichtigt werden.

3.7 Zusammenfassung

Ziel der *Methodenentwicklung* in Kapitel 3 war es, die Last- und Erzeugungssituation in einem virtuellen Versorgungssystem vollständig zu beschreiben, um im Anschluss die Systemflexibilität bewertbar zu machen. Dabei sollten alle Komponenten berücksichtigt werden, die in Kapitel 2 identifiziert und als Referenzbausteine mit Daten unterlegt wurden.

Dazu wurde zunächst die *Verbraucherseite* abgebildet. Um haushaltsspezifische Lastprofile für Strom und TWW zu erstellen, wurde ein aktivitätsbasiertes Lastmodell entwickelt (Abschnitt 3.2). Dieses verknüpft statistisch belegte Personenaktivitäten mit gemessenen Gerätelasten und bildet so die Fluktuationen einzelner Endgeräte realistisch ab. Um zudem den RW-Bedarf zu simulieren, wurde ein empirisches Verfahren adaptiert, das auf der Lastprognose im Gasbereich basiert (Abschnitt 3.3). Zusammen bilden diese Methoden ein Lastmodell, durch welches die Verbraucherseite des Versorgungssystems vollständig und zeitlich aufgelöst beschrieben werden kann.

Anschließend wurde die *Erzeugerseite* betrachtet. Um die Versorgungssituation zu komplettieren wurden zunächst geeignete Methoden adaptiert, mit denen das Einspeisepotenzial der dezentral installierten WEA und PVA berechnet werden kann (Abschnitt 3.4). Um die tatsächliche Erzeugung, Übertragung und Speicherung in den drei abgegrenzten Bilanzierungsebenen für Gas, Strom und Wärme zu ermitteln, wurde ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell für den Anlagenbetrieb entwickelt (Abschnitt 3.5). Die Verbraucherseite geht als Nebenbedingung in das Optimierungsmodell ein. Im Ergebnis kann so die Versorgungssituation für jedes definierte Szenario beschrieben werden.

Auf dieser Basis wurde eine Test- und Bewertungsmethode für die *Systemflexibilität* entwickelt (Abschnitt 3.6). Dabei wird die Eigenschaft des Versorgungssystems bewertet, spontan für den bidirektionalen Abruf von elektrischer Energie zur Verfügung zu stehen. Für das Testverfahren wurde ein lineares Optimierungsmodell (LP) umgesetzt, mit dem alle Flexibilitätsoptionen simultan in den Abruf einbezogen werden können. Die Ergebnisse einer Testsequenz aus variierenden Abrufen wurden anschließend auf die Kenngrößen C_{virt} und P_{virt} reduziert, wodurch das System wie eine virtuelle Batterie beschrieben werden kann.

Durch die in Kapitel 3 entwickelten Methoden und den in Kapitel 2 erstellten Szenarienbaukasten kann ein virtuelles Versorgungssystem aus generischen Bausteinen zusammengesetzt und hinsichtlich der zugrunde liegenden Aufgabenstellung untersucht werden. In Kapitel 4 erfolgt die Anwendung des Modells auf ein spezifisches Fallbeispiel.

4 Modellanwendung

Durch die Entwicklung der Bausteine und Methoden eines virtuellen Energieversorgungssystems in den Kapiteln 2 und 3 wurden die Voraussetzungen geschaffen, um Versorgungsgebiete hinsichtlich ihrer Erzeugungs- und Verbrauchssituation zu beschreiben und die Systemflexibilität zu bewerten. Bei der Modellbildung wurden zwei Prinzipien verfolgt: die *generische Modellierung* und der *Bottom-Up Ansatz*.

Die *generische Beschaffenheit* erlaubt es, die Bausteine des Systems flexibel zu verknüpfen und neue Referenzbausteine zu definieren. Dadurch können existierende Versorgungssysteme oder mögliche Zukunftsszenarien abgebildet und untersucht werden. Durch den *Bottom-Up-Ansatz* werden die Systeme stets aus der Synthese der einzelnen Bausteine gebildet. Die Bausteine gehören den Kategorien Standort, Topologie, Anlage, Gebäude, Haushalt und Endgerät an. Das morphologische Schema 2.18 zeigte bereits die Kombinationsmöglichkeiten für die Referenzbausteine, die sich auf den drei Ebenen Gebiet, Netzknoten und Anlage ergeben. Durch diese Modellstruktur bestehen große Freiräume hinsichtlich der Szenariendefinition, wobei die Konsistenz dieser Szenarien nicht automatisch gewährleistet ist.

Das Ziel dieses Kapitels ist die *Anwendung der Methoden* auf einen konkreten Versorgungsfall. Eine systematische Untersuchung und der Vergleich von Versorgungssystemen kann nicht mehr in dieser Untersuchung erfolgen, denn das Aufstellen konsistenter und relevanter Szenarien stellt eine eigenständige Forschungsaufgabe dar. Stattdessen soll ein *Basisszenario* erstellt und untersucht werden. Dazu werden zunächst die grundlegenden Einflussgrößen besprochen und Simulationsparameter definiert. Anschließend wird das Basisszenario beschrieben und simuliert. Dabei wird die Versorgungssituation vollständig berechnet und die Flexibilitätsbewertung durchgeführt. Das Ergebnis sind die charakteristischen Kennzahlen der virtuellen Batterie. Im Anschluss an die Besprechung der Ergebnisse erfolgt die kritische Diskussion. Weitere Aspekte im Zusammenhang mit dem gewählten Ansatz werden im Schlussteil beleuchtet.

4.1 Vorbereitung

Die Szenarien werden ganzheitlich beschrieben. Dazu werden folgende Aspekte untersucht:

- Szenarioparameter
- Lastsituation
- Anlagenbetrieb
- Systemflexibilität

Die *Szenarioparameter* bilden die Grundlage für die Simulation. Zunächst werden die verknüpften Bausteine des virtuellen Versorgungssystems beschrieben. Die Szenarioparameter umfassen die statischen Kenngrößen dieser Bausteine in den Kategorien Standort (Wetterbedingungen, u.a. Verläufe von Temperatur, Einstrahlung und Windgeschwindigkeit), Netztopologie (Anzahl und Konfiguration der Netzkopplpunkte), Subnetze und Anlagen (Anlagentopologien der dezentralen und lokalen Energieversorgung für Gas, Strom und Wärme), Gebäude (Bebauungsstruktur) sowie Haushalte und Endgeräte (Anzahl und Typ der Haushalte).

Die *Lastsituation* wird durch den Bedarfslastgang der Haushalte in den Hauptanwendungsbereichen Strom, Raumwärme (RW) und Warmwasser (TWW) charakterisiert. Dieser wird an den Endgeräten des Versorgungsgebietes bilanziert und darf daher nicht mit dem Endenergieverbrauch gleichgesetzt werden, der auf Ebene der Hausanschlüsse bilanziert wird. Letzterer ergibt sich erst aus der Berechnung des Anlagenbetriebes.

Der *Anlagenbetrieb* wird im Anschluss an die Lastsituation berechnet. Er umfasst die Ermittlung von Fahrplänen für die Energiewandler, Speicher, regenerativen Anlagen und Konnektoren. Die netzwirksame Last kann erst in diesem Schritt untersucht werden, da der Bedarf hier durch die netzgekoppelten Energieanlagen gedeckt wird. So besteht trotz identischer Lastsituation aus Netzsicht ein erheblicher Unterschied darin, ob der thermische Bedarf durch elektrisch gekoppelte Energiewandler (Wärmepumpe) oder gasbetriebene Wärmeerzeuger (Gaskessel) gedeckt wird.

Zuletzt wird die *Systemflexibilität* untersucht und bewertet. Da die Systemflexibilität nach dem hier beschriebenen Ansatz durch den Betrieb einer jeden einzelnen Anlage bedingt ist, muss die Einordnung vor dem Hintergrund der zuvor besprochenen Kenngrößen von Szenario, Last- und Erzeugungssituation erfolgen.

Die Teilbereiche zeichnen chronologisch den Pfad der Simulation nach, der sich ebenfalls von der Parametrierung des Szenarios bis hin zur Flexibilitätsbewertung vollzieht. Aufgrund der Komplexität der Szenarien muss zudem eine Abgrenzung getroffen werden zwischen der Gebiets- oder Mesoebene, der Gebäude- oder Mikroebene und der Anlagenebene

Simulationszeitraum

Der *Simulationszeitraum* definiert den Ausschnitt des Standortjahres, der bewertet werden soll. Generell können Zeiträume mit $d_{\text{Sim}} = 1 \text{ d} \dots 365 \text{ d}$ simuliert werden. Längere Zeiträume sind vor allem dann sinnvoll, wenn Versorgungskonzepte selbst im Fokus der Untersuchung stehen, wie auch zur Validierung der Last- und Anlagenmodelle. Für die Analyse der Verbrauchssituation wird ein ganzes Jahr simuliert. Der Anlagenbetrieb und die Flexibilitätsbewertung dagegen werden für drei ausgewählte Wochen berechnet: Winter, Übergang und Sommer. Neben dem zeitlichen Umfang ist die *zeitliche Auflösung* wichtig. Sie bemisst die Granularität des Zeitraums – ausgedrückt in der Länge eines Zeitintervalls d_{Int} . Für die Simulation wird $d_{\text{Int}} = 15 \text{ Minuten}$ festgelegt.

Anlagendimensionierung

Zweck der *Anlagendimensionierung* im Modell ist es, für ein konkretes Szenario eine am Bedarfsgang orientierte Anlagenausstattung zu konfigurieren. Bei der Dimensionierung sind der Jahresverbrauch und die Höchstlast zu berücksichtigen. Durch den Jahresverbrauch lässt sich die Anlagenauslastung auf Jahressicht, gekennzeichnet durch die Volllaststundenzahl, bemessen. Durch den Abgleich der Anlagenleistung mit der Spitzenlast der Bedarfsanforderung lässt sich zugleich ermitteln, ob eine hinreichende Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Bezogen auf den Wärmeverbrauch muss zudem berücksichtigt werden, ob RW und TWW getrennt oder kombiniert bereit gestellt werden.

Bei der Bemessung der Anlagenleistung besteht ein Zielkonflikt zwischen *Versorgungssicherheit* bei großer Lastabdeckung einerseits und *Kosteneffizienz* durch eine sparsame Bemessung bei hoher Anlagenauslastung andererseits. Einige innovative Versorgungskonzepte nutzen daher eine bi-energetische Betriebsweise: Bei dem Einsatz von KWK-Anlagen oder Wärmepumpen werden diese so ausgelegt, dass eine hohe Volllaststundenzahl erreicht wird. Zur Abdeckung extremer Bedarfsanforderungen¹ wird ein weiterer, konventioneller Wärmeerzeuger zugeschaltet². Abbildung 4.1 illustriert diesen Zusammenhang schematisch anhand der Jahresdauerlinie für den Wärmebedarf.

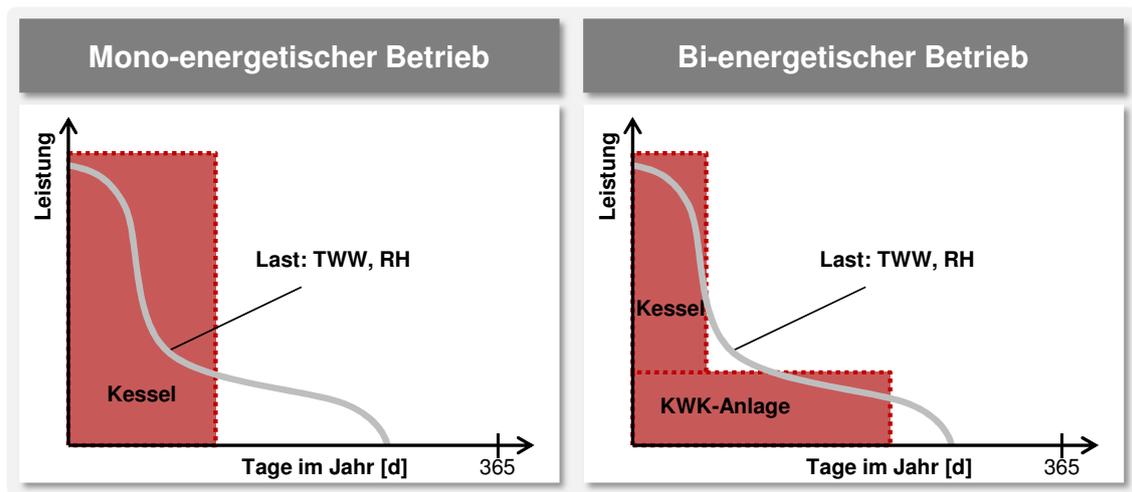


Abbildung 4.1: Jahresdauerlinie der Wärmebedarfsdeckung: Mono- und Bi-energetische Betriebsweise der Erzeuger

In der Praxis beruht die Anlagendimensionierung stets auf unvollständigen Informationen, mit denen die Jahresdauerlinie der Bedarfsanforderung abgeschätzt wird. Im Simulationsmodell hingegen kann die Lastsituation vollständig beschrieben werden, wodurch für jeden konkreten *Bedarfsfall* die jeweils passenden Anlagen zugewiesen werden können. Die unterschiedlichen Bedarfsfälle werden durch die Kombinationsmöglichkeiten der vier Baustein-kategorien Standort, Gebäude, Haushalt und Endgerät bestimmt. Sie prägen den Verbrauch in den Anwendungsbereichen Strom, TWW

¹ An kalten Wintertagen z.B..

² Bei KWK-Anlagen ist dies meist ein Spitzenlast-Kessel, der ebenfalls aus dem Gasnetz gespeist wird. Die Wärmepumpe wird dagegen oft durch ein elektrisches Heizelement verstärkt.

und RW. Bei der Szenariendefinition werden daher im ersten Schritt die verschiedenen *Variationen dieser Bausteine* ermittelt. Anschließend wird eine *Jahressimulation* durchgeführt, in der lediglich die Verbraucherlasten von Strom, TWW und RW berechnet werden – *ohne* den Anlagenbetrieb. Somit ist der Jahresverbrauch sowie die Höchstlast in jedem der Anwendungsbereiche bekannt, wonach die jeweiligen *Versorgungsanlagen* ausgelegt werden können. Damit können bereits die zwei wesentlichen Merkmale des Anlagenbetriebes abgeschätzt werden, bevor eine feste Zuweisung der Anlagenbausteine erfolgt:

- Auslastung oder *Volllaststundenzahl* VLH als Maßstab für die kosteneffiziente Auslegung
- *Deckungsgrad* des Lastganges als Maßstab für die Versorgungssicherheit

Der Deckungsgrad weist aus, zu welchem Anteil des Jahres der Verbrauchslastgang durch die Anlagenbemessung abgedeckt wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Versorgung auch bei unvollständiger Lastabdeckung gesichert werden kann, wenn Speicher zum Einsatz kommen. Dies ist gerade für die Deckung der stark fluktuierenden TWW-Last erforderlich.

Exemplarisch werden die Ergebnisse der Anlagendimensionierung für die Kombination aus Standorttyp **ST1** und Gebäudetyp **ZFH_2** gezeigt³. Der Wärmebedarf soll durch eine KWK-Anlage, ergänzt um einen Spitzenlastkessel, gedeckt werden (Subnetz-Topologie **VT_5**). Zunächst wird die Wärmebedarfsanforderung untersucht. Die ermittelte Spitzenlast beträgt 29,9 kW, wobei sie nur in 5 % der Zeit 8,8 kW übersteigt. Der Mittelwert der Wärmelast liegt bei 3,0 kW. Daraus kann auf die notwendige Bemessung der Anlagenleistung geschlossen werden. Der kleinste Baustein einer KWK-Anlage (**KWK_1**) erzeugt bei Nennlast 7,5 kW thermisch, wodurch die Bereiche der Grund- und Mittellast bereits sicher abgedeckt werden. Für die Lastspitzen wird ein Gaskessel (**HK_1**) eingesetzt, der ebenfalls über eine thermische Nennleistung von 7,5 kW verfügt. Die Anlagen werden der Subnetz-Topologie **VT_5_1** zugewiesen. Durch eine abschließende Jahressimulation einschließlich des Anlagenbetriebes kann die Plausibilität dieser Anlagendimensionierung nachgewiesen werden: Mit VLH = 326 h wird der Gaskessel vergleichsweise selten eingesetzt. Grund- und Mittellast werden durch die KWK-Anlage gedeckt. Diese erreicht mit VLH = 3308 h eine deutlich höhere Auslastung. Abbildung 4.2 veranschaulicht die Ergebnisse anhand der geordneten Jahresdauerlinien von Wärmelast und Anlagenenerzeugung.

4.2 Untersuchung des Basisszenarios

Die Modellberechnung wird anhand eines *Basisszenarios* durchgeführt. Dieses beschreibt eine ländliche Siedlung mit Ein- und Zweifamilienhäusern. Die Gebäude werden konventionell und vollelektrisch mit Energie versorgt. So wird der RW-Bedarf durch die Stromversorgung gedeckt, TWW dagegen über konventionelle Gaskessel.

³ In diesem Beispiel werden lediglich RW und TWW betrachtet. Da der Strombedarf keine Rolle spielt, sind der Haushaltstyp und die damit verbundene Endgeräteausstattung unerheblich.

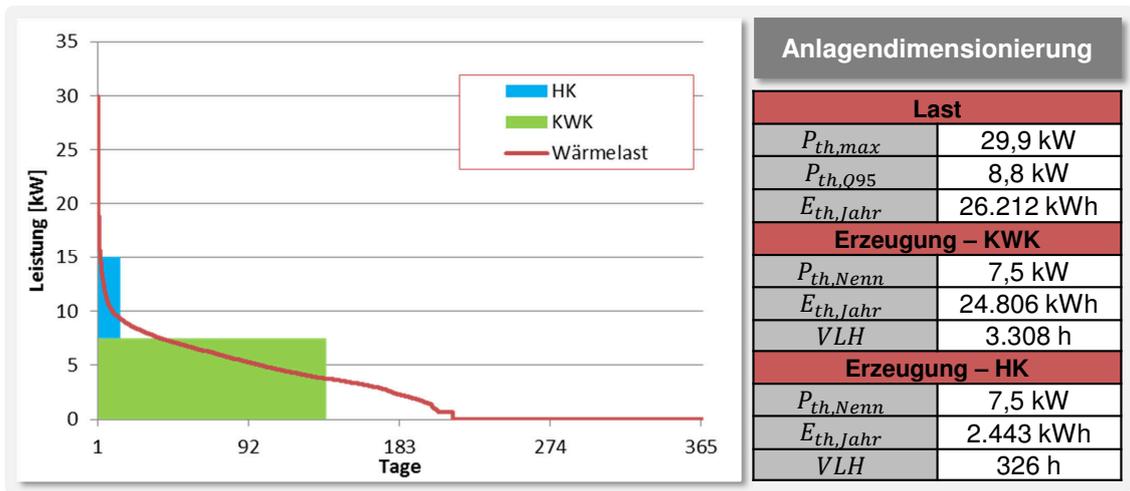


Abbildung 4.2: Ergebnisse der Anlagendimensionierung: Standort **ST1**, Gebäude **ZFH_2**, Subnetz **VT_5_1**

Szenariodaten

Auf der *Gebietsebene* beschreibt die Basiskonfiguration eine ländliche Wohnsiedlung am gemäßigten Standorttyp **ST1**. Das Versorgungsnetz basiert auf dem Topologietyp **NT2**. Diese Topologie ist mit 170 Netzkoppelpunkten ausgestattet. Ein Koppelpunkt dient als *zentrale Anbindung* an die Fernversorgung mit Strom und Gas. Drei weitere Koppelpunkte sind für Anlagentopologien der *dezentralen Versorgung* reserviert. Diese können je nach Szenariogestaltung mit Anlagen ausgestattet werden, sind im Basisszenario jedoch nicht belegt. Die übrigen 166 Koppelpunkte sind für Gebäude einschließlich der *lokalen Versorgungsanlagen* reserviert.

Für die *Bebauung* werden Ein- und Zweifamilienhäuser zugrunde gelegt, überwiegend mit der Wärmeschutzklasse 2 (Neubau). Es werden ausschließlich *Haushalte* ab zwei Personen angenommen, da Ein-Personen-Haushalte im Umfeld dieser Siedlungsstruktur und Bebauung seltener auftreten. Die Ausstattungsniveaus der Haushalte werden variiert, wobei die Ausstattung „Normal“ überwiegt (Klasse 2).

Die *Energieversorgung* im Basisszenario ist durch eine überwiegend zentrale Stromversorgung sowie den Konversionspfad „Strom zu Wärme“ gekennzeichnet. Über die Bilanzschnittstelle wird Gas und Strom importiert, wobei auch eine Rückspeisung von lokal erzeugtem Strom möglich ist. Die Nutzwärme wird vollelektrisch bereitgestellt. Dabei erfolgt die TWW-Bereitung durch Gasboiler, die RW-Erzeugung durch NSH. Einige Gebäude sind mit Dach-PVA ausgestattet, die das volle Einspeisepotenzial ungerichtet in das Versorgungsnetz einspeisen. Die Energieversorgung der Gebäude erfolgt durch Anlagentopologien des Typs **VT2**. Dabei werden zwei Basistopologien unterschieden: eine *ohne* (**VT2a**) und eine *mit* installierten PVA (**VT2b**). Um die Erzeugungsseite vollständig zu beschreiben, werden den Topologien konkrete Anlagen zugewiesen. Die Subnetze werden dann durch das Leistungssegment (Vgl.

Anhang A.1) der Anlagen ergänzt⁴. Die Dimensionierung wurde entsprechend der o.g. Vorgehensweise durchgeführt.

Abbildung 4.3 veranschaulicht die Topologie des Versorgungsnetzes sowie des Anlagen-Subnetzes an einem ausgewählten Netzknoten.

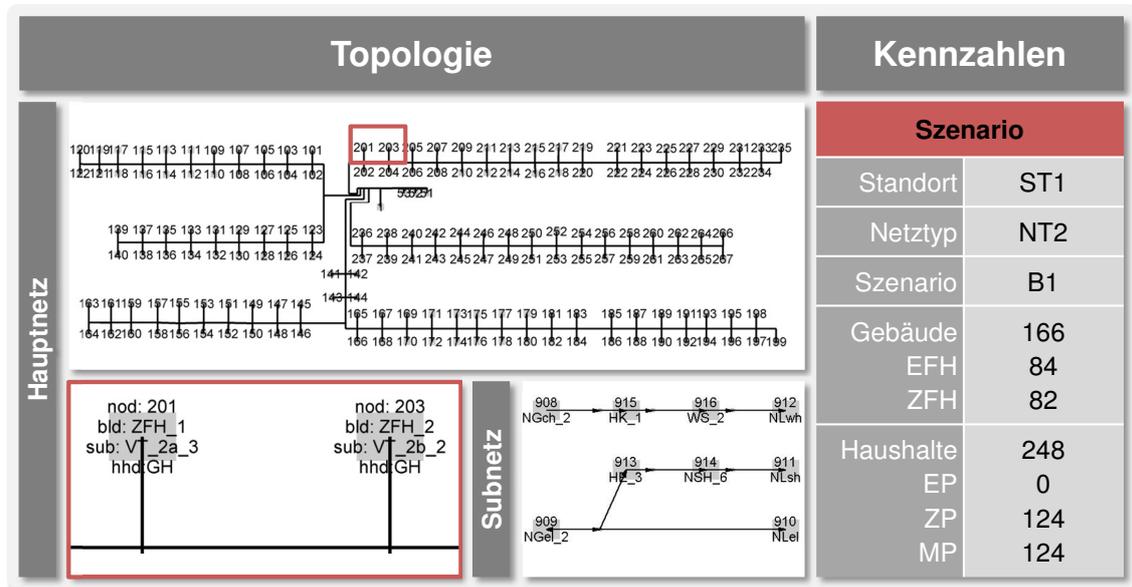


Abbildung 4.3: Topologie und Kenngrößen des Basisszenarios B

Lastsituation

Um die Lastsituation zu beschreiben, wird zunächst der *Energiebedarf* auf Basis der Jahressimulation näher untersucht. Für das Basisszenario wurde ein elektrischer Energiebedarf von 604 MWh errechnet. Dies entspricht 2436 kWh je Haushalt. Der thermische Energiebedarf beträgt insgesamt 3755 MWh – davon entfallen 3407 MWh auf RW und 348 MWh auf TWW. Auf die Haushalte umgerechnet bedeutet dies einen Bedarf an 13 737 kWh (RW) und 1404 kWh (TWW). Neben dem Gesamtverbrauch sind Fluktuationen in der *Leistungsanforderung* der Haushalte von Bedeutung⁵.

Um die Leistungsanforderung auf der *Gebäudeebene* zu untersuchen, wird exemplarisch der Netzknoten mit der ID 119 ausgewählt. Dort steht ein EFH der Wärmeschutzklasse „Neubau“ mit einem Verbrauch von 2490 kWh Strom, 1617 kWh TWW und 18 221 kWh RW. Die *elektrische Spitzenlast* beträgt an diesem Netzknoten 4,8 kW⁶. Zu 90 % der Zeit hingegen liegt die Last unterhalb 0,7 kW. Die Spitzenlast übersteigt die mittlere Last um den Faktor 15. Diese Fluktuationen fallen bei der

⁴ Das Subnetz **VT2a_2** setzt sich somit zusammen aus der Basistopologie für die konventionelle, vollelektrische Wärmeversorgung ohne PVA (**VT2a**) mit Heizelementen aus dem Leistungssegment 2.

⁵ Erwartungsgemäß zeigen sich saisonale Schwankungen vor allem im Energiebedarf zur Deckung der Raumwärme. Schwankungen im Tagesbereich sind in allen Anwendungsbereichen zu beobachten.

⁶ Da in dieser Bilanzierung nur der Verbrauch bilanziert wird, werden RW und TWW, auch wenn sie elektrisch versorgt werden, gesondert betrachtet. Erst in der Betrachtung des Anlagenbetriebes ergibt sich die *netzwirksame* Last.

Bilanzierung des gesamten Versorgungsgebietes deutlich geringer aus. Aufsummiert über alle Netzknoten ergibt sich eine mittlere Leistungsanforderung von 69,0 kW. Die Spitzenlast liegt mit 147,2 kW nur noch um den Faktor 2,1 darüber. Durch die Überlagerung der Haushaltsprofile zeigt sich auch ein signifikanter Grundlastanteil: Nur in 50 % der Zeit liegt die elektrische Last unterhalb von 71 kW.

Besonders ausgeprägt sind die Fluktuationen des *TWW-Verbrauches*. Die Spitzenlast am Netzknoten beträgt mit 21,5 kW mehr als das 100-fache des Mittelwertes von 0,2 kW. Dies wurde bereits durch die hohe, sporadische Lastanforderung der TWW-Zapfung erklärt. Auch hier ist bei der Summation aller Netzknoten eine deutliche Glättung zu erkennen, wenn auch nicht so ausgeprägt wie im elektrischen Anwendungsbereich. Die TWW-Last auf Gebietsebene liegt maximal um den Faktor 6,8 (272,0 kW) über dem Mittelwert von 39,8 kW.

Bezogen auf den *Raumwärmebedarf* liegt die Spitzenlast im Gebiet bei 1928,8 kW, die mittlere Last bei 388,9 kW (Faktor 5,0). Mit der Methode der SLP wurde jedoch ein Verfahren umgesetzt, bei dem auch für Einzelgebäude ein geglätteter Lastverlauf zugrunde gelegt wird. Somit ist das Verhältnis vom Maximal- zum Mittelwert auf Gebäude- wie auf Gebietsebene identisch. Wichtiger ist hier zudem die Abhängigkeit von den Wetterbedingungen, die zu Schwankungen im saisonalen Bereich führt. So beträgt der berechnete Heizbedarf für das ausgewählte EFH in der Sommerwoche (1.-7.8.) 0 kWh, in der Übergangswche (17.-23.10.) 539,2 kWh und in der Winterwoche (24.-30.1.) 972,4 kWh.

Abbildung 4.1 zeigt die Lastverläufe und die wichtigsten Kenngrößen der drei Energieanwendungsbereiche exemplarisch für die Übergangswche. Zudem werden die geordneten Jahresdauerlinien des gesamten Jahres gezeigt. Die Lastprofile der Einzelgebäude sind zusammen mit denen des gesamten Gebietes dargestellt. Um beide in einem Diagramm zu zeigen, wurden sie mit der jeweiligen Jahreshöchstlast ins Verhältnis gesetzt – sie sind somit auf den Wertebereich $[0 \dots 1]$ normiert.

Obwohl jede der drei Verbrauchsarten in der Aggregation einen charakteristischen Verlauf aufweist, untermauert die Abbildung die teils deutlichen Unterschiede in der Streuung der Lastspitzen bei der Überlagerung der einzelnen Gebäudeprofile. Dies kann gut anhand des elektrischen Lastverlaufes nachvollzogen werden. Dort sind die Bereiche der Spitzenlast auf Gebäudeebene besonders stark ausgeprägt. Auf der Gebietsebene hingegen treten auch die mittleren Lastbereiche deutlich hervor. Nach der Aggregation weist der elektrische Energieverbrauch zudem eine deutliche Grundlast auf.

Anlagenbetrieb

Im Anschluss an die Ermittlung der Verbrauchsanforderung werden durch das Optimierungsverfahren Fahrpläne für jede Anlage im Versorgungssystem ermittelt. Durch den *Anlagenbetrieb* werden die Ein- und Ausspeisungen an allen Bilanzierungsknoten und auf allen Bilanzierungsebenen des Versorgungssystems zum Ausgleich gebracht⁷. Auf der Gebietsebene ist zunächst der Anlagenbetrieb an den zentralen und dezentralen Subnetzen zu untersuchen, durch die das gesamte System versorgt wird.

⁷ Die Knotenpunkte der Topologien können durch Abbildung 4.3 nachvollzogen werden.

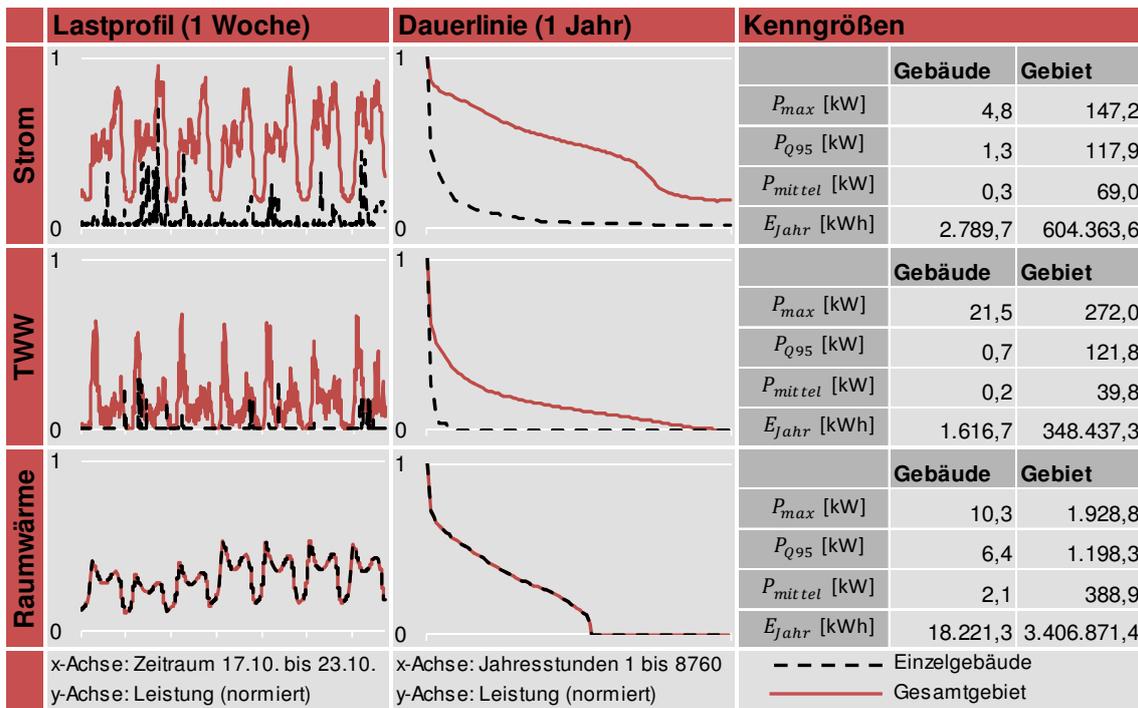


Tabelle 4.1: Lastsituation im Basisszenario: Anwendungsbereiche Strom, RW und TWW; für Einzelgebäude und aggregiert.

Die Anbindung an die *zentrale Versorgung* mit Strom und Gas erfolgt durch die Bilanzkonnektoren am Netzkoppelpunkt mit der ID 1. In der Winterwoche werden 7,9 MWh Gas und 230,5 MWh Strom importiert, in der Sommerwoche 8,0 MWh Gas und 11,5 MWh Strom. Der saisonal gleichbleibende Gasverbrauch ergibt sich aus der alleinigen Nutzung für die TWW-Versorgung. Die Bedeutung der Stromversorgung basiert auf der durchgehend allelektrischen Gebäudeversorgung mittels NSH. Zum Vergleich: Der Energieverbrauch elektrischer Endgeräte beträgt in der Winterwoche mit 11,9 MWh nur rund 5% des gesamten importierten Stroms, während für die Beheizung 181,8 MWh benötigt werden. Das Lastprofil an der Koppelstelle des Systems unterstreicht diesen Aspekt: Mit einer Spitzenlast von 1955,3 kW übersteigt der Import deutlich den Betriebsbereich der heute eingesetzten ONT. Diese liegen im Bereich bis 630 kVA. Die Versorgungsart ist somit von großer Bedeutung für die Dimensionierung und Betriebsführung von Niederspannungsnetzen. Für den hier untersuchten fiktiven Versorgungsfall ist dies hingegen unerheblich, da die Dimensionierung der Netzbetriebsmittel nicht im Fokus der Untersuchung liegt.

Auf Jahressicht liegt das *Einspeisepotenzial der PVA* bei 37 864 kWh. Davon werden in der Winterwoche 287 kWh, in der Sommerwoche 1138 kWh eingespeist. Die aggregierte Einspeisung der PVA liegt im Winter bei maximal 24,5 kW und führt zu keinem Zeitpunkt zu einem Stromexport. In der Sommerwoche fällt der Strombezug durch den Wegfall des Heizbedarfs deutlich geringer aus. Dabei zeigt sich durch das hohe Strahlungsaufkommen ein deutlicher Einschlag der PVA-Einspeisung auf den elektrischen Versorgungslastgang am zentralen Bilanzkonnektor. Dennoch kommt es auch hier zu keinem Stromexport.

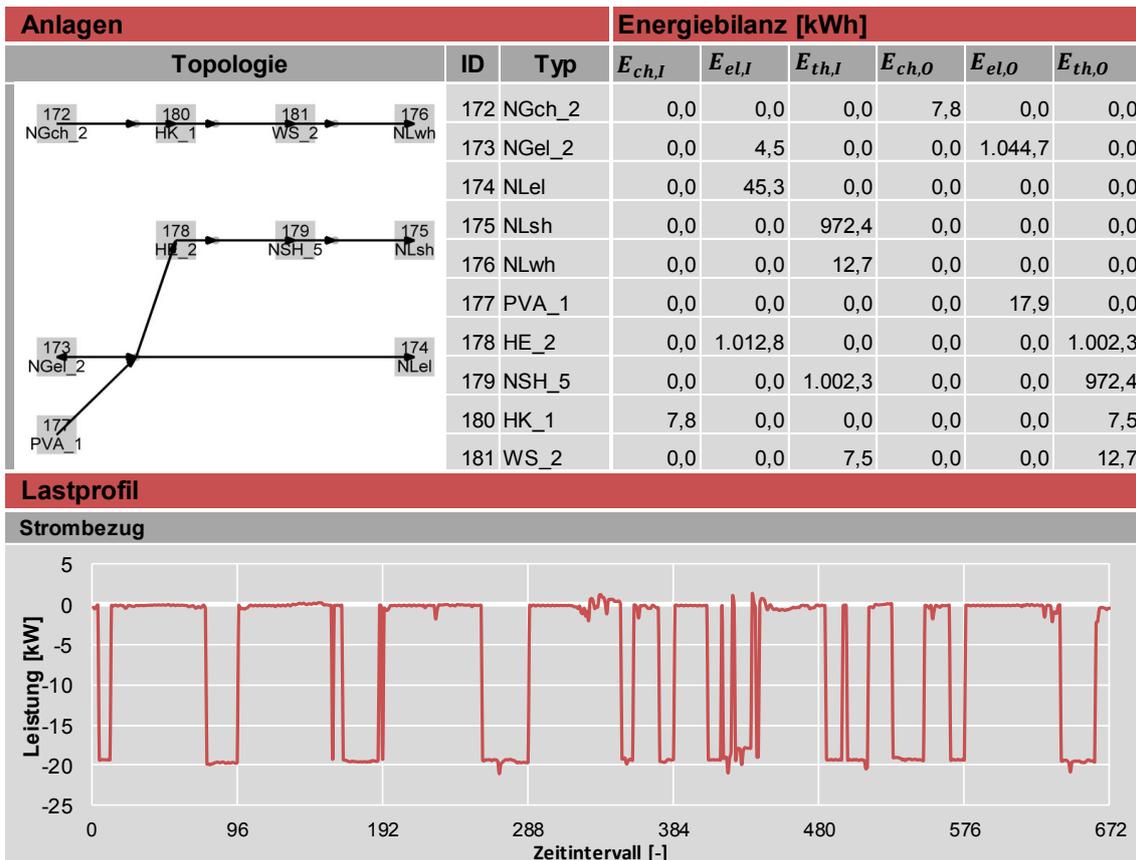


Tabelle 4.2: Kennzahlen des Anlagenbetriebes am Netzkoppelpunkt 119: Energiebilanzen der Anlagen und Lastprofil des elektrischen Netzkonnektors **NGel** für die Winterwoche (24.-30.1.)

Für die Untersuchung der *lokalen Versorgung* wird zunächst, wie bei der Besprechung der Verbrauchssituation, der Netzknoten mit der ID 119 betrachtet. Dieser ist gekennzeichnet durch den Gebäudetyp **EFH_2**, den Haushaltstyp **ZP_2** sowie den Subnetztyp **VT_2b_2**. Die TWW-Bereitung erfolgt durch einen Gasboiler. Dieser bezieht in der Winterwoche 7,8 kWh aus dem Gasnetz und speist 7,5 kWh in den integrierten Wärmespeicher. Dieser deckt den TWW-Lastgang bei einem Gesamtverbrauch von 12,7 kWh⁸. Die Anwendungsbereiche Strom und RW werden über den elektrischen Netzzugang gedeckt. Bedingt durch die saisonale Schwankung des Wärmebedarfes variiert auch die Entnahme aus dem Stromnetz enorm: 22,6 kWh in der Sommer-, 599,4 kWh in der Übergangs- und 1044,7 kWh in der Winterwoche. Gleichzeitig wird der elektrische Bedarf im Sommer von der PV-Einspeisung (71,1 kWh) überkompensiert, so dass eine signifikante Rückspeisung in das Versorgungsnetz stattfindet. Auf Gebietsebene tritt dieser Effekt durch den geringen Anteil von PVA nicht auf. Tabelle 4.2 zeigt die Energiebilanzen für Anlagen am Netzkoppelpunkt 119 in der Winterwoche sowie das elektrische Lastprofil am Netzkonnektor.

Daran wird ersichtlich, dass der Stromverbrauch gänzlich durch den *Betrieb der NSH* geprägt ist. Die NSH wird repräsentiert durch das elektrische Heizelement **HE_2** und den Speicherkern **NSH_5**. Das Heizelement als Energiewandler wird elektrisch ge-

⁸ Durch den Startfüllstand von 8,7 kWh kann auf Wochensicht mehr Energie aus- als eingespeichert werden.

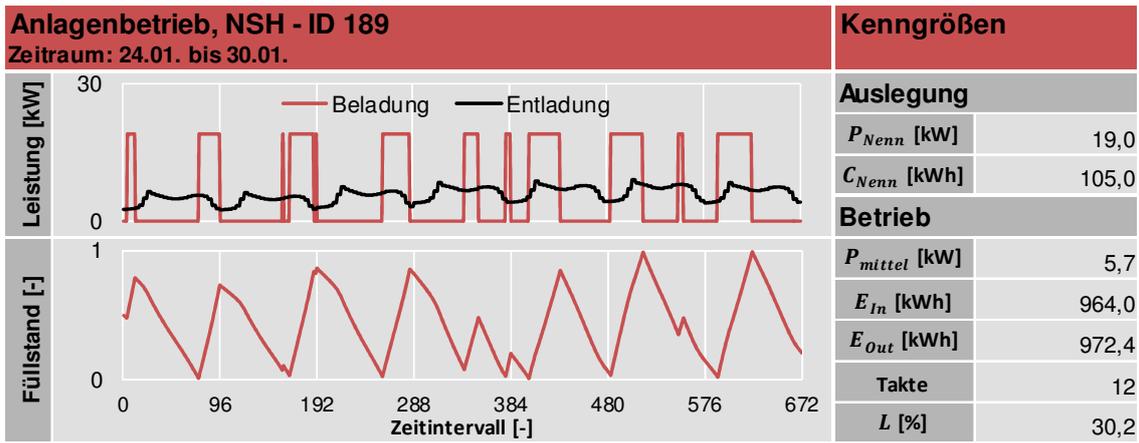


Tabelle 4.3: Lastprofil auf Anlagenebene: Last- und Füllstandsverlauf der NSH 189 in der Winterwoche (24.-30.1.)

speist und gibt die Wärme an den Speicherkern ab. Dieser deckt den RW-Lastgang. Für die Bereitstellung von Systemflexibilität ist der Betrieb der NSH im Basisszenario von großer Bedeutung, da diese in Verbindung mit der flexiblen Kernbeladung im Winter eine bedeutende Senke darstellen. Tabelle 4.3 zeigt den Betrieb und den Füllstandsverlauf des NSH-Speichers.

Das Lastprofil zeigt den getakteten Ladebetrieb und die kontinuierliche Entladung zur Deckung des RW-Bedarfes. Im Ergebnis der Optimierung wird der Kern am Stück beladen, so dass die Anzahl der Takte reduziert wird. Die Ladezeiten orientieren sich an den Randbedingungen des Betriebes – vornehmlich der festgelegten Wärmeentnahme und der Selbstentladung der NSH. Freiheitsgrade für den Flexibilitätsabruf liegen in der zeitlichen Verschiebung der Ladetakte. So kann die NSH Flexibilität bereit stellen, indem der laufende Betrieb unterbrochen wird (positive Flexibilität durch Lastsenkung) oder die NSH aus der Ruhephase zugeschaltet wird (negative Flexibilität durch Lasterhöhung). Dieses Abrufpotenzial wird auf der Anlagenebene durch das Speichervermögen mit 105 kWh und die Nennleistung des Heizelements mit 19 kW begrenzt.

Flexibilitätsbewertung

Nachdem die Versorgungssituation für das Modellgebiet berechnet wurde, können *Leistungsabrufe* aus dem Gesamtsystem simuliert werden. Dazu wurden für jeden der drei Parameter Abrufzeitpunkt t_{Flex} , Abruffleistung P_{Flex} und Abrufdauer d_{Flex} die diskreten Wertebereiche **T**, **P** und **D** wie folgt vorgegeben.

$$\begin{aligned}
 \mathbf{T} &= + \{0; 3; 6; 9; 12; 15; 18; 21\} \text{ Uhr} \\
 \mathbf{P} &= \pm \{10; 20; 30; 40; 60; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 1000; 1500; 2000; 3000; \\
 &\quad 4000; 6000; 8000; 12000; 20000; 30000; 40000\} \text{ MW} \\
 \mathbf{D} &= + \{0, 5; 1; 2; 4; 6; 8; 10; 12\} \text{ h}
 \end{aligned}$$

Aus den Kombinationen der Wertebereiche mit jeweils $n_t = 8$, $n_p = 44$ und $n_d = 8$ Elementen ergibt sich für jede untersuchte Woche ein *Testraaster* mit insgesamt 19712 Testpunkten. Für jeden Testpunkt wurde mittels des linearen Optimierungsansatzes eine Betriebsanpassung der Flexibilitätsoptionen durchge-

führt. Abbildung 4.4 zeigt das Testraster mit den jeweiligen Ergebnissen für die Winter-, Übergangs- und Sommerwoche. Dabei ist zu jeder $(t_{\text{Flex}}; P_{\text{Flex}})$ -Variation die maximal erreichbare Abrufdauer d_{Flex} in Stunden aufgetragen.

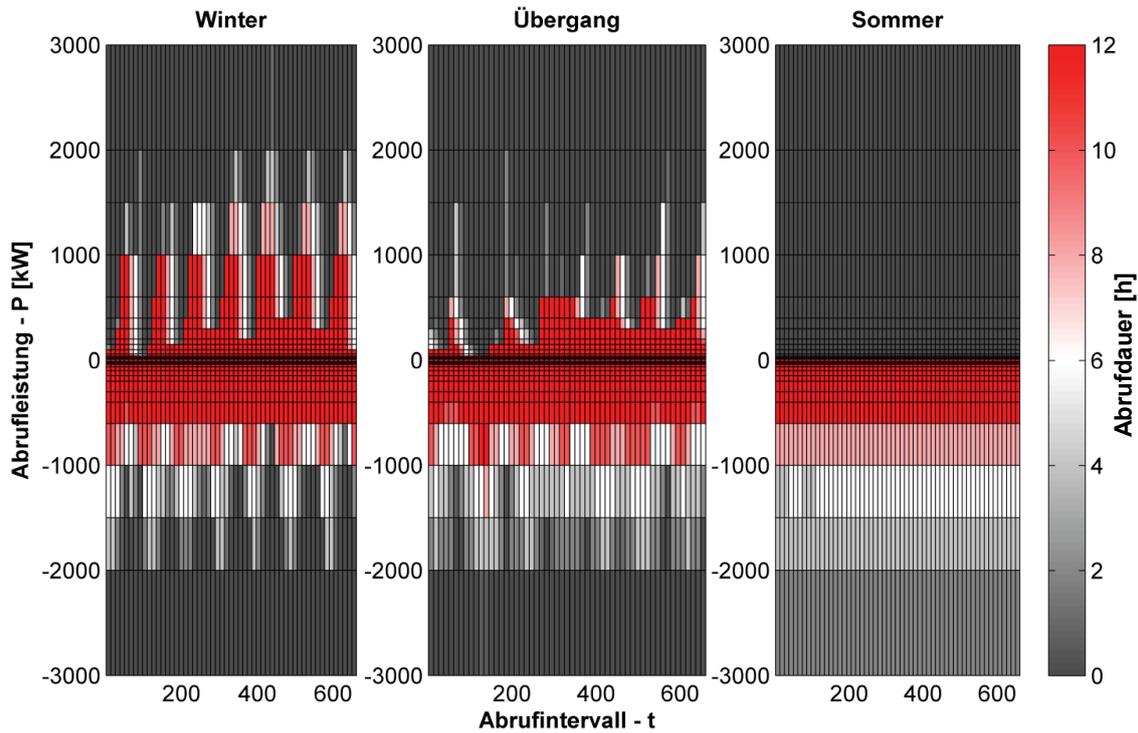


Abbildung 4.4: Flexibilitäts-Testraster für das Basisszenario: Darstellung der maximal erreichbaren Abrufdauer d_{Flex} (Farbskala in Stunden) zu jeder $(t_{\text{Flex}}; P_{\text{Flex}})$ -Variation

Es ist zu erkennen, dass in der Winter- und Übergangswoche durch das System positive und negative Flexibilität bereitgestellt werden kann. Die Dauer des Abrufes sinkt wie zu erwarten mit der Abrufleistung. Zudem ist eine tageszeitliche Schwankung erkennbar. Tagsüber kann eher positive Leistung bereitgestellt werden. Dies lässt sich durch den Umstand erklären, dass die NSH in diesem Szenario vornehmlich tagsüber beladen werden. Die Ladelast der aktiven NSH kann dann temporär reduziert werden, was einem positiven Abruf entspricht. Ein Energieexport ist hingegen nicht möglich, da keine elektrischen Einspeiser installiert sind, die bei Bedarf zugeschaltet werden können. Die PVA speisen bereits unreguliert ein, so dass sie lediglich ein negatives Abrufpotenzial bereitstellen.

Das Potenzial für negative Abrufe ist auf einem vergleichsweise hohen Niveau, wobei das größte Abrufpotenzial in den Nacht- und Morgenstunden des jeweiligen Tages besteht. Dies lässt sich anschaulich am Beispiel der NSH am Netzkoppelpunkt 119 erklären: Zwar wird diese NSH primär in den Abend- und Nachtstunden geladen, doch nehmen die Ladezeiten nur eine relativ kurze Zeitdauer in Anspruch, so dass die Anlage in der übrigen Zeit als zuschaltbare Last zur Verfügung steht. Das Potenzial wird dabei durch den aktuellen Füllstand begrenzt. In der Sommerwoche ist ein nahezu konstantes negatives Abrufpotenzial erkennbar. Da die Heizungen dann nicht genutzt werden, ist ein positiver Abruf durch Reduzierung der Ladelast nicht möglich. Eine zusätzliche Aufnahme hingegen ist technisch möglich, jedoch ener-

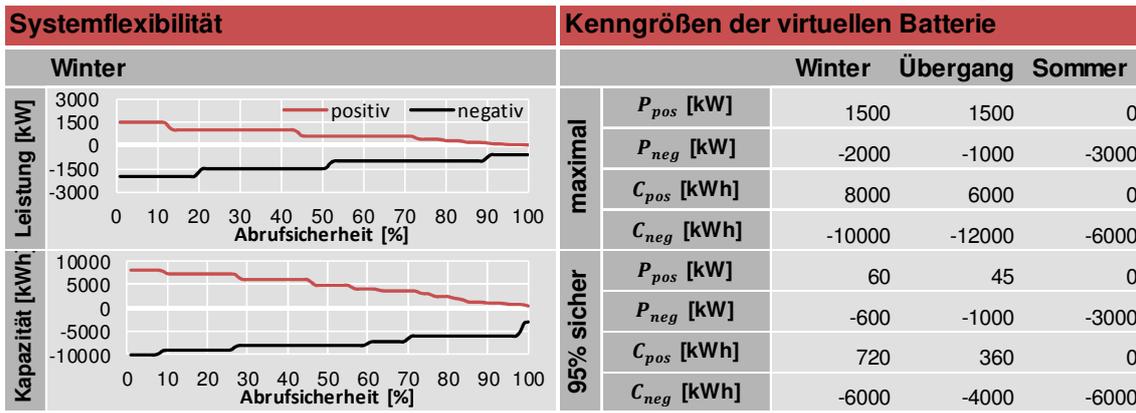


Tabelle 4.4: Charakterisierung der virtuellen Batterie: Systemflexibilität im Basisszenario

getisch als ineffizient zu beurteilen, da kein Heizbedarf besteht. Somit würde die Energie nicht genutzt, sondern vielmehr unerwünscht als Abwärme an die Raumluft abgegeben werden.

Die Darstellung des Testrasters zeigt bereits, dass eine pauschale Charakterisierung des Modellgebietes als virtuelle Batterie nicht ohne weiteres möglich ist – zu groß ist der Einfluss von Abrufzeit und -leistung. Daher wurden die Testergebnisse entsprechend der in Abschnitt 3.6.3 beschriebenen Vorgehensweise verdichtet. Im Ergebnis lassen sich die Kennwerte der virtuellen Batterie angeben: Die positive und negative Abrufleistung P_{virt} und -kapazität C_{virt} in Abhängigkeit von der Abrufsicherheit p . Tabelle 4.4 zeigt die Verteilung der Abrufparameter in der Winterwoche. Exemplarisch wird der maximal mögliche Abruf für die drei untersuchten Wochen dem Abrufpotenzial für $p = 0,95$ gegenüber gestellt. Dabei wird zwischen positiver und negativer Abrufleistung unterschieden.

In der Winterwoche kann das Gesamtsystem im Mittel 419 kW an positiver und –1542 kW an negativer Leistung bereitstellen. Das Abrufpotenzial ist stets mit Unsicherheiten verbunden. So kann nur in 20 % der Zeit eine negative Leistung von –2000 kW bereitgestellt werden. Allerdings können mit 95 %-iger Sicherheit –600 kW abgerufen werden. Die bereitgestellte Kapazität der virtuellen Batterie beläuft sich im selben Zeitraum auf durchschnittlich 2657 kWh positiv und –7250 kWh negativ. So wie die Leistung schwankt auch die Kapazität im Untersuchungszeitraum, wobei zu 95 % mehr als 720 kWh positiv und –6000 kWh negativ bereitgestellt werden können.

Fazit

Insgesamt besitzt das Basisszenario aufgrund der starken Verflechtung zwischen Strom- und Wärmeseite ein großes Potenzial für die Bereitstellung von Flexibilität. Dennoch handelt es sich um einen Grenzfall, der sich in dieser Ausprägung so in Deutschland nicht findet. So würde die flächendeckende Ausstattung mit NSH-Technologie zu einer enormen Belastung für das Stromnetz führen, die außerhalb der Grenzwerte gängiger ONT liegt. Ausgehend von diesem Szenario eignen sich mehrere Variationen für weiterführende Untersuchungen.

- Variation der Konversionspfade durch Übergang zur allelektrischen Versorgung
- Einsatz von Wärmepumpen zur Erhöhung der Effizienz der Strom-Wärme-Konversion
- Variation der Bedarfsituation durch Merkmale der Bebauung, des Standortes und der Haushalte
- Variation der Ladesteuerung der NSH

4.3 Zusammenfassung

In diesem Abschnitt erfolgte die *Anwendung* der zuvor entwickelten Methoden auf den Beispielfall eines virtuellen Versorgungssystems. Das Ziel war die Charakterisierung der Flexibilität dieses Systems. Dazu wurde ein Basisszenario mit einer konventionellen, vollelektrischen Wärmeversorgung mittels Nachtspeicherheizungen und Gasboiler definiert. Es wurden folgende Berechnungsschritte jeweils für drei ausgewählte Wochen⁹ des Standortjahres durchgeführt:

- Verbraucherlastgang für Strom, TWW und RW
- Einspeisepotenzial der regenerativen Erzeuger
- Betrieb der Versorgungsanlagen
- Flexibilitätstest

Die Ergebnisse der Berechnungsschritte wurden einzeln ausgewertet und besprochen. Besonders deutlich zeigt sich der Einfluss der *Konversionspfade* auf die Lastsituation und das Ergebnis der Flexibilitätsbewertung. Durch die vollelektrische Anbindung der Haushalte steigt zunächst der Gesamtverbrauch elektrischer Energie, da auch der Bedarf an RW durch Strom gedeckt wird. Somit werden die thermischen Speicher als Flexibilitäten nutzbar, was in einem erhöhten Abrufpotenzial positiver sowie negativer Flexibilität resultiert. Dabei macht sich eine große saisonale Abhängigkeit bemerkbar, durch die die Abrufpotenziale im Sommer drastisch zurück gehen. Durch die Bausteine der Szenariendefinition bestehen noch vielfältige Untersuchungsmöglichkeiten, die Ergebnisse zeigen lediglich eine beispielhafte Anwendung der entwickelten Methoden.

⁹ Sommer-, Winter- und Übergangswoche.

5 Zusammenfassung und Ausblick

5.1 Zusammenfassung der Arbeit

Die Aufgabe dieser Untersuchung bestand darin, die Flexibilität von dezentralen Versorgungssystemen bewertbar und vergleichbar zu machen. Als Bewertungsebene wurde die *Systemflexibilität* definiert. Sie beschreibt die Fähigkeit eines Versorgungsgebietes, im Bedarfsfall als virtuelle elektrische Speicherbatterie für positive oder negative Leistungsabrufe zur Verfügung zu stehen. Das System soll dabei allein auf Basis der endogenen Parameter bewertet werden – ähnlich wie eine Batterie, deren Potenzial durch die physikalischen Kenngrößen „Leistung“ und „Kapazität“ hinreichend beschrieben werden kann. Bislang erfolgte eine solche Bewertung stets unter Berücksichtigung der exogenen Parameter, bspw. den ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen einer Marktteilnahme.

Ein Versorgungsgebiet ist – anders als ein virtuelles Kraftwerk – kein reiner Zusammenschluss von mehr oder weniger gleichartigen Anlagen. Es besitzt eine räumliche Abgrenzung und eine klar definierte Versorgungsaufgabe. Im Fokus dieser Untersuchung lagen Wohngebiete mit bis zu 200 Gebäuden. Daher wurden alle Komponenten abgebildet, die in die Versorgung der Haushalte mit Strom, Raumwärme und Warmwasser eingebunden sind. Andere Arbeiten in diesem Forschungsfeld beschreiben meist einzelne, klar definierte Referenzsysteme. Der Fokus liegt entweder auf der elektrischen oder auf der thermischen Seite der Energieversorgung. In dieser Arbeit wurde ein anderer Ansatz verfolgt: Es sollte ein virtuelles Versorgungssystem modelliert werden, das mittels *generischer* Modellbausteine nach dem *Bottom-Up-Prinzip* aufgebaut werden kann. Damit soll es möglich sein, heutige oder zukünftige Versorgungsgebiete flexibel zu konfigurieren. Die Gebiete sollen dabei *ganzheitlich* – unter Berücksichtigung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch aller relevanten Energiearten – beschrieben werden.

Bausteine

Dazu wurden in Kapitel 2 zunächst die Komponenten identifiziert und untersucht, durch die das virtuelle Versorgungssystem vollständig beschrieben und bewertet werden kann. Zu jeder identifizierten Komponente wurde eine Analyse durchgeführt, um die Erscheinungsformen und die Relevanz in dezentralen Versorgungsgebieten in Deutschland zu beurteilen. Anschließend wurde jeweils eine „morphologische Analyse“ durchgeführt, um die wesentlichen Merkmale der Komponente abzugrenzen und jeweils die relevanten Ausprägungen dieser Merkmale zu ermitteln. Auf diese Weise wurden Typologien entwickelt, die als Vorlage für die Definition konkreter Modellbausteine dienen. Die Komponenten wurden einzeln untersucht.

Zunächst wurden die klimatischen Bedingungen des *Standortes* analysiert (2.2). Dazu wurden Temperatur-, Wind- und Strahlungszeitreihen, u.a. vom DWD, genutzt. Es wurden 5 relevante Standortjahre für die Simulation definiert. Bei der Untersuchung der *Topologie* (2.3) wurde zwischen der Meso- und Mikroebene abgegrenzt. Auf der Mesoebene wurden 4 Netztopologien definiert, durch die ein Versorgungsgebiet räumlich und strukturell umschrieben wird. Die einzelnen Koppelpunkte der Netztopologien bilden die Schnittstelle zur Mikroebene. Hier wurden Anlagentopologien definiert, durch welche die Hauptfunktionen der Versorgungsaufgabe – zentrale Anbindung des Gebietes, dezentrale Versorgung und lokale Gebäudeversorgung – erfüllt werden können. Bei der Analyse der *Anlagen* (2.4) wurde ein Ordnungsschema entwickelt, um Energiewandler, Speicher, regenerative Erzeuger und Konnektoren jeweils zu beschreiben und im Modell abzubilden. Um die *Gebäude* (2.5) im Modell abzubilden, wurde ein vorhandenes Typenschema des IWU modifiziert und 12 Referenzgebäude definiert, die sich hinsichtlich des Wärmeschutzes und der Anzahl der Wohneinheiten unterscheiden. Während der Wärmebedarf vor allem durch die Gebäudemerkmale bestimmt wird, ist der Strombedarf stärker mit den *Haushalten* (2.6) verknüpft. Als wichtigste Merkmale wurden die Haushaltgröße und die Geräteausrüstung identifiziert. Die *Endgeräte* (2.7), mit denen Haushalte ausgestattet sind, haben für den hier gewählten Bottom-Up-Ansatz eine besondere Bedeutung, denn sie werden als Senke des virtuellen Versorgungssystems betrachtet, an denen Endenergie in Nutzenergie umgewandelt wird. Die Endgeräte werden nach Gerätegruppe, Geräteart, Ausstattungsniveau und Prozess abgegrenzt. Zu jedem relevanten Geräteprozess wurde das Lastverhalten bestimmt, indem Strommessungen an Endgeräten durchgeführt wurden.

Die Modellbausteine, die zu jeder Komponente definiert wurden, bilden einen *Szenarienbaukasten* (Vgl. Abschnitt 2.8). Dieser Szenarienbaukasten stellt das erste wesentliche Zwischenergebnis dar, denn durch ihn können virtuelle Versorgungssysteme flexibel konfiguriert werden.

Methoden

In Kapitel 3 wurden die *Methoden* entwickelt, mit denen die Energieversorgung eines virtuellen Versorgungssystems, das zuvor mit dem Szenarienbaukasten definiert wurde, zeitlich aufgelöst beschrieben werden kann. Die Methoden wurden ebenfalls generisch konzipiert. Sie sind damit auf jedes Szenario anwendbar, welches zuvor mit dem Szenarienbaukasten erstellt wurde. Durch den ganzheitlichen Ansatz muss die Verbraucher- und Erzeugerseite gleichermaßen beschrieben werden, bevor die Systemflexibilität bewertet werden kann.

In Abschnitt 3.2 wurde ein neuartiges, *aktivitätsbasiertes Lastmodell* entwickelt, mit dem die hochvolatilen Verbraucherlasten der Anwendungsbereiche Strom und Warmwasser simuliert werden können. Für das Verfahren wurde ein Datensatz der „Zeitbudgeterhebung“ genutzt, der die zeitaufgelösten Aktivitäten von 12 600 Personen enthält. Durch die Verknüpfung dieses Datensatzes mit den durch Strommessungen ermittelten Gerätelastprofilen können für alle Systemvariationen aus Standort, Gebäude, Haushalt und Endgerät realistische Lastprofile generiert werden. Dabei werden auf Basis der verbrauchsrelevanten Personenaktivitäten die Einschaltzeiten eines jeden Endgerätes simuliert. Anders als mit den oft verwendeten Standardlastprofilen, können durch das aktivitätsbasierte Lastmodell einzelne Haushalte und

auch ganze Versorgungsgebiete adäquat abgebildet werden. Der Ansatz für die Simulation des Raumwärmebedarfes (3.3) basiert auf einem empirischen Prognosemodell für den Heizgasverbrauch. Auf diese Weise werden Heizlastprofile simuliert, welche die Merkmale des Standortes und der Gebäude berücksichtigen.

Um die Erzeugerseite abzubilden, musste zunächst das *Einspeisepotenzial der regenerativen Erzeugungsanlagen* (3.4) ermittelt werden. Dabei werden die Wetterdaten des Standortes sowie die Anlagenparameter berücksichtigt, um für jeden Zeitpunkt die mögliche Netzeinspeisung der jeweiligen Wind- und PV-Anlagen zu ermitteln. Um die Versorgungssituation vollständig zu beschreiben, musste zudem der *Anlagenbetrieb* (3.5) simuliert werden. Bei der Ermittlung der Betriebsprofile für die einzelnen Anlagen bilden die zuvor errechneten Verbraucherlasten und das regenerative Erzeugungspotenzial die Randbedingungen. Auch hier bestand die Herausforderung in dem generischen Modellansatz, der eine flexible Vernetzung der Erzeuger, Speicher und Lasten in den drei Bilanzierungsebenen Gas, Strom und Wärme erlaubt. Daher wurde ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell entwickelt, bei dem das Gleichungstableau automatisch aus den Szenariodaten erzeugt wird. Aufgrund der Komplexität des Entscheidungsproblem¹ wurde der Ansatz variiert, so dass der Anlagenbetrieb zunächst einzeln auf Ebene der Gebäude, anschließend auf der Netzebene berechnet wird.

Zuletzt wurde ein Bewertungsverfahren für die *Systemflexibilität* (3.6) entwickelt und in das Modell integriert. Bei diesem Testverfahren werden variierende Leistungsabrufe simuliert, die jeweils dem elektrischen Versorgungslastgang des Gebietes aufgeprägt werden. Die Abrufe werden mittels einer linearen Optimierung auf die einzelnen Versorgungsanlagen im Gebiet verteilt. Durch die Variation der Parameter Abrufzeitpunkt, Abrufleistung und Abrufdauer wird ein Raster aus $10^3 \dots 10^5$ Testpunkten aufgespannt, die einzeln optimiert werden. Bei der Auswertung der Testsequenz werden aus diesen Ergebnissen die Kennwerte der virtuellen Batterie ermittelt: die Leistung P_{virt} und die Kapazität C_{virt} .

Anwendung

In der *Modellanwendung* (Kapitel 4) wurden die Methoden beispielhaft auf ein Basiszenario angewendet. Dafür wurde das Szenario definiert, die Versorgungssituation simuliert und anschließend der Flexibilitätstest durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen das Potenzial, aber auch die Herausforderungen bei der Erschließung der thermischen Lasten für die Stromversorgung. Bedingt durch die thermischen Speicherkapazitäten verfügt die virtuelle Batterie über eine hohe abrufbare Lade- und Entladeleistung, die im Tagesverlauf schwankt. Durch den saisonalen Einfluss sind jedoch nur dann Abrufe möglich oder sinnvoll, wenn ein entsprechender Wärmebedarf vorhanden ist. Die Ergebnisse liefern jedoch nur erste Hinweise auf die Anwendung der Methode. Eine noch ausstehende Aufgabe besteht darin, konsistente und relevante Szenarien zu definieren, die einen umfassenden und systematischen Quervergleich von Versorgungssystemen ermöglichen.

¹ Die Anzahl der Entscheidungsvariablen liegt bei der simultanen Optimierung des Versorgungsgebietes in Bereichen über 10^5 , so dass die Ermittlung ganzzahliger Lösungen einen enormen Rechen- und Speicheraufwand bedeutet.

Kritische Würdigung

Bei dem entwickelten Ansatz zur Bewertung der Systemflexibilität muss der Komplexität der Systeme und der teils stochastischen Eigenschaften der Versorgungssituation Rechnung getragen werden. Zwar wird die Hauptaufgabe der Untersuchung erfüllt, indem die Systeme ähnlich zu physikalischen Energiespeichern als virtuelle elektrische Batterie durch eine Kapazität und Leistung bewertet werden. Jedoch wird für das umgesetzte Testverfahren unterstellt, dass in einer Periode stets genau ein Abruf gedeckt werden muss. Für reale Anwendungsfälle ist indes nicht auszuschließen, dass die virtuelle Batterie auch mehrfach hintereinander in Anspruch genommen wird. Somit ergeben sich Einschränkungen für die praktische Anwendung dieser Kennwerte. Während sich der Füllstand eines „echten“ Energiespeichers auf Basis der bekannten Lade- und Entladevorgänge fortschreiben lässt (Vgl. Gleichung 3.18), kann auf die virtuelle Batterie kein solcher Determinismus angewendet werden, denn das virtuelle Speichervermögen basiert auf den Betriebsprofilen einer Vielzahl von Einzelanlagen. Auf der anderen Seite konnte gezeigt werden, dass genau diese Verteilung des Anlagenbetriebes in der Aggregation zu einer planbaren Flexibilität führt, die sich mit einer Abrufsicherheit bewerten lässt.

Die Einordnung der Ergebnisse muss auch vor dem Hintergrund der *Modellannahmen* geschehen. Wie bereits in der Einführung beschrieben, setzt die Systemflexibilität voraus, dass ein Eingriff in die Betriebsführung der Einzelanlagen jederzeit möglich ist. Die so getroffene Aussage ermöglicht die Abschätzung des Potenzials eines Systems. Für den tatsächlichen Abruf spielen eine Reihe von technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen eine Rolle, die als exogene Modellparameter hier keine Berücksichtigung fanden. Dies wurde durch die Abgrenzung zwischen Systemflexibilität und real abrufbarer Flexibilität verdeutlicht (Abbildung 1.2).

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass auch die Steuerung des normalen *Anlagenbetriebes*, welcher der Flexibilitätsbewertung vorausgeht, das Potenzial für erweiterte Abrufe beeinflusst. Hier wurde dieser Betrieb mit einer ökonomischen Zielfunktion optimiert (Vgl. Gleichung 3.10). Es scheint auch sinnvoll, weitere Betriebsarten zu untersuchen, um die Auswirkungen auf die Systemflexibilität zu ermitteln.

Eine weitere Herausforderung stellte die schlechte *Datenverfügbarkeit* dar. Zwar konnte die Untersuchung mit einer Vielzahl an Daten zur Wohnsituation der Haushalte, technischen Gebäudemerkmalen sowie Standortdaten unterfüttert werden. Hinsichtlich der zeitaufgelösten Versorgungssituation mussten hingegen Modelle entwickelt oder adaptiert werden, um realistische elektrische und thermische Lastverläufe zu erzeugen. Das hat auch zur Folge, dass die Berechnungsergebnisse des Modells selbst zwar an verschiedenen Stellen auf Plausibilität geprüft wurden, nicht aber zuverlässig validiert werden können.

Es war das Ziel der Untersuchung, die Flexibilität von komplexen Systemen bewertbar zu machen. Jedoch kann auf Basis dieses Bewertungsansatzes keine Empfehlung für oder gegen eine bestimmte Systemkonfiguration ausgesprochen werden. Dazu müssen stets die *Rahmenbedingungen* einbezogen werden. Dies gilt umso mehr für den Konversionspfad „Strom-Wärme“, der im Spannungsfeld von Energie- und Exergieeffizienz auf der einen, und dem Systemnutzen auf der anderen Seite steht. So ist es wichtig in einer solchen Gesamtbewertung die Komponenten einzubeziehen, die

hier durch die Wahl der Bilanzgrenzen konsequent ausgeblendet wurden – bspw. die Struktur der zentralen Stromerzeugungskapazitäten.

5.2 Ausblick

Die „Virtuelle Batterie“

In dieser Arbeit wurde ein Ansatz entwickelt, um räumlich und technisch klar definierte Versorgungsgebiete wie einen physikalischen Speicher zu beschreiben. Für eine erste Anwendung dieser Methode wurde ein einfaches Basisszenario definiert, an dem sämtliche Berechnungsschritte nachvollzogen werden können. Der nächste Schritt besteht in der Anwendung dieser Methode für einen umfassenden *Quervergleich verschiedener Systemkonfigurationen*. Durch den Szenarienbaukasten wurde ein Werkzeug geschaffen, um Versorgungssysteme flexibel zu definieren. Durch die zahllosen möglichen Kombinationen der Modellbausteine in den sechs Kategorien ist jedoch nicht sichergestellt, dass diese Szenarien konsistent oder relevant sind. Daher besteht eine wesentliche, noch offene Aufgabe darin, die Verknüpfungen der Bausteine hinsichtlich ihrer Konsistenz zu untersuchen. Dadurch ist es möglich, einen umfassenden und systematischen Vergleich von Versorgungssystemen durchzuführen.

Durch die Bewertung der Systemflexibilität wurde ein Ansatz verfolgt, um Versorgungssysteme losgelöst von einer konkreten Anwendung oder externen Rahmenbedingungen zu kennzeichnen. Obwohl die virtuelle Speicherkapazität nur begrenzt anwendbar ist, erlaubt sie eine erste Quantifizierung der Flexibilität kleinräumiger Versorgungsgebiete. So wie die einzelnen Erzeuger, Speicher und Lasten hier als Bausteine der virtuellen Batterie dienen, kann die virtuelle Batterie selbst als Baustein für ein virtuelles Energiesystem auf regionaler, nationaler oder sogar transnationaler Ebene dienen. Damit besteht die Möglichkeit der *Hochskalierung*, indem die hier ermittelte virtuelle Speicherkapazität auf einer aggregierten Modellebene genutzt wird.

Abbildung von Verbraucherlasten

Bei der Sichtung vergleichbarer Arbeiten fällt auf, dass keine einheitlichen Standards bezüglich der simulativen Abbildung der Verbraucherlasten existieren. So wird im Strombereich oft auf die verfügbare und leicht adaptierbare Standardlastprofilmethode zurückgegriffen, was für die kleinräumige Betrachtung kritisch zu beurteilen ist. Es finden sich auch andere Ansätze, deren Vor- und Nachteile im Abschnitt 3.2 genannt wurden. Hier konnte nachgewiesen werden, dass Lastsituationen mittels eines neu entwickelten *aktivitätsbasierten Lastmodells* realistisch abgebildet werden können. Bisher sind diese und andere Methoden jedoch nur Hilfsmittel, die keine breite Anwendungsbasis haben. Daher wird angeregt, anerkannte Standards für die simulative Abbildung von Verbraucherlasten aller Anwendungsbereiche zu etablieren.

Dafür könnten *Zeitbudgeterhebungen*, die auch hier genutzt wurden, einen wertvollen Beitrag leisten. Sie bilden die Ursache des Energieverbrauches ab: die zeitabhängig-

gen Aktivitäten von Personen. Es erscheint dabei sinnvoll, den Fokus dieser Erhebungen auszuweiten und verbrauchsrelevante Aktivitäten explizit einzubeziehen. So könnten Fragen nach der zeitaufgelösten Endgerätenutzung in Privathaushalten vielfältige Untersuchungsmöglichkeiten schaffen, um die Energieanwendung besser zu verstehen und neue Ansätze für ein akzeptiertes Management der Verbraucherlasten aufzuzeigen. Die Fragen könnten durch vereinzelte Lastprofilmessungen auf Ebene der Endgeräte flankiert werden, um auch Defizite in der Befragungstechnik zu erkennen.

Einen weiteren Anknüpfungspunkt liefert die Modellierung des *Heizwärmebedarfes*. Das hier entwickelte aktivitätsbasierte Lastmodell bildet die Verbräuche von Strom und Warmwasser sehr detailliert auf Basis der Personenaktivitäten und der Endgerätenutzung ab. Für den Heizwärmebedarf wurde hingegen ein empirisches Verfahren adaptiert, welches ein geglättetes Lastprofil zugrunde legt. Weitere Verfahren der Heizlastberechnung wurden bereits in Abschnitt 3.3 dargestellt. Besonders geeignet scheinen hingegen Verfahren der instationären Gebäudesimulation, denn durch sie können die Wechselwirkungen zwischen Wetterbedingungen (Standort), bauphysikalischen Merkmalen (Gebäude), Nutzeranforderung (Haushalt) und der Versorgungstechnik (Anlage) abgebildet werden. Insofern stellen sie eine ideale Ergänzung zum hier entwickelten aktivitätsbasierten Lastmodell dar, welches die Nutzerseite durch Aktivitäten und Zustände der Personen bereits detailliert abbildet. So kann ein konsistentes und ganzheitliches Modell für den Lastgang der Privathaushalte entwickelt werden.

Weitere Untersuchungsschwerpunkte

Ein Ergebnis dieser Arbeit ist das Modell eines virtuellen Energieversorgungssystems, mit dem die Last- und Erzeugungssituation kleinräumiger Wohngebiete mit einem hohen Detaillierungsgrad abgebildet werden kann. Durch den generischen Ansatz kann das Modell auf sich ändernde Rahmenbedingungen, technologische Entwicklungen oder Änderungen des Verbraucherverhaltens angepasst werden. Somit bieten sich weitere Untersuchungsmöglichkeiten, die im Folgenden beschrieben werden sollen. Je nach Anwendungsgebiet ist es durchaus geboten, die jeweils fokussierten Bausteine oder Methoden anzupassen oder zu erweitern.

Weitere mögliche Untersuchungsfelder sind die *Netzplanung und -betriebsführung* in verschiedenen Versorgungsszenarien, wobei neben den Stromnetzen auch die Nahwärmeversorgung Anknüpfungspunkte bietet. Hier wurde die leitungsgebundene Versorgung vereinfacht betrachtet, indem z.B. eine quasi-stationäre, verlustfreie Übertragung angenommen wurde – zugunsten einer ausgewogenen Abbildung aller Modellkomponenten. Bei einer vereinfachten Betrachtung der Anlagen ist es denkbar, Strom- und Wärmenetz detaillierter in der Betriebsoptimierung abzubilden, um z.B. optimierte Betriebsstrategien für dezentrale Hybridnetze zu untersuchen. Dafür müssten die entsprechenden Berechnungsmethoden in das Modell integriert werden.

Ein anderer Fokus kann auf innovativen *Versorgungskonzepten* liegen, in denen die Anlagenseite genauer modelliert wird. Gerade die Abgrenzung zwischen zentralen, dezentralen und lokalen Versorgungsarten bietet zahlreiche Anknüpfungsmöglichkeiten. Der generische Modellansatz eignet sich hierfür besonders, da durch die Konfigu-

ration der Topologien prinzipiell alle denkbaren Versorgungsarten simuliert werden können. Dafür müssen insbesondere die thermischen Systeme genauer beschrieben werden. Insbesondere sollte die instationäre Wärmeübertragung durch das Heizungssystem und die Gebäudephysik berücksichtigt werden. Für die Abbildung von Versorgungskonzepten ist es zudem erforderlich, weitere Betriebsführungskonzepte zu untersuchen.

Durch die vorgestellte Bewertung der Systemflexibilität werden äußere Rahmenbedingungen ausgeblendet – zugunsten einer unabhängigen Charakterisierung auf der Basis endogener Merkmale. Mit dem Ansatz zur Betriebsoptimierung können auch *Markt- und Geschäftsmodelle* untersucht werden. Interessant sind Modelle, in denen der lokale oder dezentrale Eigenverbrauch an regenerativen Energien im Strombereich erhöht wird. Dadurch kann untersucht werden, inwieweit ein System elektrisch autark versorgt werden kann. Dieser Ansatz kann in die Markt- und Rahmenbedingungen eingebettet sein, indem zum Beispiel aktuelle oder mögliche Einspeiseregulungen abgebildet werden. Die Kosten des Strombezuges können dabei in die Zielfunktion der Optimierung integriert werden.

Eingriffe in den Verbrauch durch *Lastmanagement* wurden bislang nicht betrachtet. Auch hierfür existieren bereits vielfältige Untersuchungen. Innovativ hingegen ist der Ansatz, Haushaltsgeräte in die Bewertung der Systemflexibilität einzubeziehen. Erzeuger, Speicher und Lasten können dann als Flexibilitätsoptionen im Verbund optimiert werden. Auch hier bieten die Aktivitätsprofile der Haushalte eine wertvolle Grundlage, da durch die Kenntnis der Aufenthaltsorte, Zustände und Aktivitäten der einzelnen Haushaltsmitglieder bereits Aussagen über die Freiheitsgrade für ein mögliches Lastmanagement getroffen werden können.

Darüber hinaus kann auch der *Energieanwendungsbereich* durch die Anpassung der Geräteausstattung und -nutzung genauer untersucht werden. Ein innovatives Beispiel ist die Ausstattung mit Elektrofahrzeugen, deren Speicherbatterien als Flexibilitätsoption genutzt werden können. Auf Basis des aktivitätsbasierten Lastmodells können diese Fahrzeuge bereits wie andere Endgeräte abgebildet und einfache Ladekonzepte untersucht werden². Interessant ist vor allem die Einbindung in das Flexibilitätsportfolio des Versorgungsgebietes. Um die Mobilität genauer abzubilden kann das Mobilitätspanel (Vgl. [Deu08]) als Ergänzung genutzt werden.

Fazit

Um wirksame Lösungen für das Projekt „Energiewende“ zu ermitteln, bedarf es eines steten Abgleichs zwischen theoretischen und praktisch angelegten Untersuchungen. Am sichtbarsten und attraktivsten wirken dabei stets die Feldversuche und Demonstrationsprojekte. Die theoretische Aufarbeitung wird darüber teils übersehen, teils auch in ihrer Bedeutung unterschätzt. Das gilt umso mehr, wenn sie nicht in unmittelbaren Empfehlungen oder Konzepten für die praktische Anwendung mündet.

Gerade das Forschungsfeld der Flexibilisierung der Energieversorgung zeigt jedoch, dass praktisch getriebene Untersuchungen nicht allein geeignet sind, alle offenen Fragen zu lösen. So ist zwar allgemein anerkannt, dass eine Flexibilisierung erforderlich

² Z.B. die nutzergesteuerte Beladung nach der Ankunft zu Hause.

ist, um zukünftig den Zielkonflikt zwischen Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit zu lösen. Auch wurden bereits zahlreiche Konzepte für die „smarte“ Energieversorgung von Morgen untersucht. Auf die Frage jedoch, was „Flexibilität“ ist und wie sie trotz der fluktuierenden Versorgungssituation quantifiziert werden kann, gibt es nach wie vor keine hinreichende Antwort. In dieser Untersuchung wurde ein Versuch unternommen, um der Komplexität dieser Frage durch einen generischen und ganzheitlichen Modellansatz für virtuelle dezentrale Versorgungssysteme zu begegnen. Die Aufgabe besteht jedoch weiter darin, eine Basis an Methoden zu schaffen, mit denen solche vernetzten Systeme abgebildet werden können. So müssen wiederkehrende Aufgaben, wie die simulative Abbildung der Verbraucherlasten, nicht stets neu gelöst werden.

A Ergänzungen

A.1 Leistungs- und Kapazitätssegmente der Anlagen

Tabelle A.1: Leistungssegmente zur Abgrenzung des Anlagentyps

Leistungssegment	Energiewandler [kW]						Energiespeicher [kWh]					
	Gas		Strom		Wärme		Gas		Strom		Wärme	
	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis	von	bis
1	0	10	0	3	0	10	0	10	0	3	0	10
2	10	50	3	10	10	20	10	50	3	10	10	20
3	50	200	10	20	20	40	50	200	10	20	20	40
4	200	1.000	20	40	40	70	200	1.000	20	40	40	70
5	1.000	5.000	40	70	70	130	1.000	5.000	40	70	70	130
6	-	-	70	130	130	200	-	-	70	130	130	200
7	-	-	130	200	200	350	-	-	130	200	200	350
8	-	-	200	350	350	600	-	-	200	350	350	600
9	-	-	350	600	600	1.000	-	-	350	600	600	1.000
10	-	-	600	1.000	1.000	2.000	-	-	600	1.000	1.000	2.000

A.2 Berechnung des PVA Einspeisepotenzials

Sonnenstand

Der Verlauf des Sonnenstands in Bezug auf einen Ort ändert sich im Tages- und Jahresverlauf. Im Jahresverlauf kennzeichnet die Sonnendeklination $\delta(J')$ den Winkel zwischen Sonnenmittelpunkt und Äquatorialebene. Dazu wird zunächst der *Tageswinkel* J' berechnet, also der aktuelle kalenderische Umlaufwinkel der Erde um die Sonne (Gleichung A.1).

$$J' = 360^\circ \frac{d_a}{d_{a,ges}} \quad (\text{A.1})$$

Anschließend kann nach Gleichung A.2 die dem Tageswinkel entsprechende *Sonnendeklination* $\delta(J')$ berechnet werden, die im Laufe des Jahres zwischen $-26,45^\circ \dots 26,45^\circ$ schwankt.

$$\begin{aligned} \delta(J') = \{ & 0,3948 - 23,2559 \cos(J' + 9,1^\circ) \\ & - 0,3915 \cos(2J' + 5,4^\circ) \\ & - 0,1764 \cos(3J' + 26^\circ) \}^\circ \end{aligned} \quad (\text{A.2})$$

Mit der *Zeitgleichung* (Zgl) wird näherungsweise die Zeitdifferenz zwischen der astronomischen Sonnenzeit und der mechanischen Uhrzeit in Minuten berechnet (Gleichung A.3). Letztere wird auch als Mittlere Ortszeit (MOZ) bezeichnet, denn für die Zeitdarstellung wird von einer mittleren Tageslänge von 24 Stunden ausgegangen (Gleichung A.4). Die Wahre Ortszeit (WOZ) hingegen berücksichtigt die unterschiedlichen Tageslängen, die sich im Laufe des Jahres ergeben – bedingt durch die elliptische Umlaufbahn und die Neigung der Erdachse (Gleichung A.5). Aus WOZ kann schließlich der Stundenwinkel ω berechnet werden (Gleichung A.6).

$$\begin{aligned} \text{Zgl}(J') = \{ & 0,0066 + 7,3525 \cos(J' + 85,9^\circ) \\ & + 9,9359 \cos(2J' + 108,9^\circ) \\ & + 0,3387 \cos(3J' + 105,2^\circ) \} \text{min} \end{aligned} \quad (\text{A.3})$$

MOZ ist die mittels der Zeitzone (Z) auf die Weltzeit (UTC) bezogene, auf den genauen Standort (Längengrad λ) umgerechnete Uhrzeit. Bei MEZ ist $Z = 1$ h (Winterzeit) oder 2 h (Sommerzeit).

$$\text{MOZ} = \text{LZ} - Z + 4\lambda \quad (\text{A.4})$$

$$\text{WOZ} = \text{MOZ} + \text{Zgl} \quad (\text{A.5})$$

$$\omega = 15(12 \text{ h} - \text{WOZ}) \quad (\text{A.6})$$

Mit den zuvor berechneten Werten sowie dem Längen- und Breitengrad des Standortes (λ, ϕ) lässt sich die Sonnenposition gegenüber dem ortsfesten Punkt auf der Erde berechnen. Sie wird beschrieben durch den *Azimutwinkel* γ_S und den *Höhenwinkel* α_S , deren Berechnung die Gleichungen A.7 und A.8 zeigen.

$$\gamma_S = \arcsin(\cos \omega \cdot \cos \phi \cdot \cos \delta + \sin \phi \cdot \sin \delta) \quad (\text{A.7})$$

$$\alpha_S = \begin{cases} 180^\circ - \arccos \frac{\sin \gamma_S \cdot \sin \phi - \sin \delta}{\cos \gamma_S \cdot \cos \phi} \rightarrow \text{WOZ} \leq 12 \text{ h} \\ 180^\circ + \arccos \frac{\sin \gamma_S \cdot \sin \phi - \sin \delta}{\cos \gamma_S \cdot \cos \phi} \rightarrow \text{WOZ} > 12 \text{ h} \end{cases} \quad (\text{A.8})$$

Die Sonnenposition bezieht sich zunächst auf die horizontale Ebene. Im nächsten Schritt werden Anstellwinkel α_E und Azimutwinkel γ_E der PV-Anlage benötigt, um den *Einstrahlungswinkel* gegenüber der beliebig ausgerichteten Ebene θ_{gen} zu berechnen. Die Abbildung 3.9-b illustriert die Zusammenhänge. θ_{gen} wird nach Gleichung A.9 aus den Flächennormalen \vec{s} und \vec{n} berechnet.

$$\begin{aligned}\theta_{\text{gen}} &= \arccos(\vec{s} \cdot \vec{n}) \\ &= \arccos(-\cos \gamma_S \cdot \sin \gamma_E \cdot \cos(\alpha_S - \alpha_E) + \sin \gamma_S \cdot \cos \gamma_E)\end{aligned}\quad (\text{A.9})$$

Strahlungsmodell

Zunächst wird die gemessene *Globalstrahlung* mit der ortsfesten Einstrahlung außerhalb der Atmosphäre verglichen (Gleichung A.10).

$$k_T = \frac{S_{\text{glob,hor}}}{E_0 \sin \gamma_S} \quad (\text{A.10})$$

Anschließend wird anhand einer empirischen Näherungsgleichung der *Diffusanteil* ermittelt (Gleichung A.11).

$$S_{\text{diff,hor}} = \begin{cases} S_{\text{glob,hor}}(1,020 - 0,254k_T + 0,0123 \sin \gamma_S) & \rightarrow k_T \leq 0,3 \\ S_{\text{glob,hor}}(1,400 - 1,749k_T + 0,1770 \sin \gamma_S) & \rightarrow 0,3 < k_T < 0,78 \\ S_{\text{glob,hor}}(+0,486k_T - 0,1820 \sin \gamma_S) & \rightarrow k_T \geq 0,78 \end{cases} \quad (\text{A.11})$$

Der Anteil der *direkten Einstrahlung* auf die geneigte Ebene lässt sich aus dem zuvor berechneten Einstrahlungswinkel θ_{gen} sowie der Direktstrahlung auf die Horizontale $S_{\text{dir,hor}}$ berechnen.

$$S_{\text{dir,gen}} = S_{\text{dir,hor}} \frac{\cos \theta_{\text{gen}}}{\sin \gamma_S} \quad (\text{A.12})$$

Der *diffuse Strahlungsanteil* kann nicht alleine über die Winkelbeziehung des Sonnenstandes auf die geneigte Fläche umgerechnet werden, da er prinzipiell richtungsunabhängig von Objekten aus der Umgebung reflektiert wird. Es gibt verschiedenste Ansätze, die die Umgebungsbedingungen mehr oder weniger detailliert abbilden. Da der Diffusanteil in Deutschland recht bedeutend ist¹, soll die Richtungsabhängigkeit nicht vernachlässigt werden. Daher wird ein recht einfacher empirischer Zusammenhang genutzt: das Modell von Klucher² (Vgl. [Qua09]). Dabei wird zunächst ein Faktor F berechnet, der das Verhältnis zwischen der diffusen und direkten Strahlungskomponente ausdrückt (Gleichung A.13). Anschließend wird $S_{\text{diff,gen}}$ berechnet (Gleichung A.14). Der Einfluss der Bodenreflexion wird dabei vernachlässigt.

¹ Im langjährigen Mittel beträgt der Anteil diffuser zu direkter Einstrahlung am Standort Berlin 1:0,7 – in Athen dagegen 1:1,6. (Vgl. [Qua09])

² Für weitere Ansätze sei an dieser Stelle auf [NMK08] verwiesen. In der Untersuchung werden 12 Modelle beschrieben und deren Eignung untersucht.

$$F = 1 - \left(\frac{S_{\text{diff,hor}}}{S_{\text{glob,hor}}} \right)^2 \quad (\text{A.13})$$

$$S_{\text{diff,gen}} = S_{\text{diff,hor}} \frac{1}{2} (1 + \cos \gamma_E) \left(1 + F \sin^3 \frac{\gamma_E}{2} \right) \left(1 + F \cos^2 \theta_{\text{gen}} \cos^3 \gamma_S \right) \quad (\text{A.14})$$

Schließlich kann die gesamte Einstrahlung auf die ausgerichtete Fläche der PVA durch Addition ermittelt werden (Gleichung A.15).

$$S_{\text{glob,gen}} = S_{\text{dir,gen}} + S_{\text{diff,gen}} \quad (\text{A.15})$$

A.3 Lineare Optimierung mit Matlab/CPLEX

Bei der Modellierung mit Matlab/CPLEX ist es erforderlich, das *Gleichungssystem* in der Matrizenform aufzustellen, bevor es an den Solver übergeben wird. Abbildung A.1 veranschaulicht den Aufbau der Koeffizientenmatrizen, die dazu erstellt werden müssen.

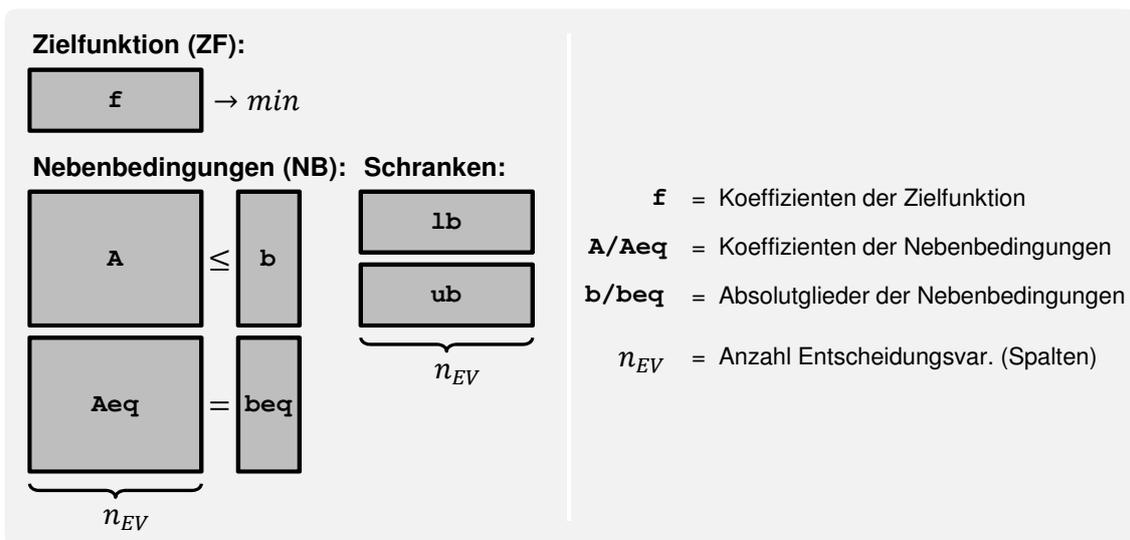


Abbildung A.1: Optimierung mit Matlab/CPLEX: Koeffizientenmatrizen

\mathbf{f} enthält die Koeffizienten der Zielfunktion, die in der mathematischen Notation als Kostenfaktoren c bezeichnet werden. Die Ungleichungen der NB werden durch die Koeffizientenmatrix \mathbf{A} , die Gleichungen durch \mathbf{Aeq} dargestellt. \mathbf{b} und \mathbf{beq} sind die Spaltenvektoren der entsprechenden Schranken. Daneben ist **ctype** von Bedeutung, der zu jeder EV das Format benennt³. \mathbf{lb} und \mathbf{ub} dienen der Festlegung unterer und oberer Schranken der EV. Die Spalten in \mathbf{f} , \mathbf{A}/\mathbf{Aeq} , \mathbf{ub}/\mathbf{lb} beziehen sich jeweils auf

³ **ctype** hat das Datenformat **string**, und enthält für jede EV einen Buchstaben (Datentyp: **char**), der das Zahlenformat kennzeichnet. So steht 'C' für Continuous (Fließzahl), 'I' für Integer (Ganzzahl) und 'B' für Binary (Binärvariable).

dieselbe EV. Die Reihenfolge und Anordnung der einzelnen EV muss daher zwischen allen Koeffizientenmatrizen konsistent sein.

Über eine vordefinierte Matlab-Funktion kann CPLEX aufgerufen werden, wobei die Matrizen übergeben werden. Die Art des Lösungsalgorithmus wird über die Funktion selbst bestimmt. Für eine gemischt-ganzzahlige Optimierung wird der Aufruf nach Quelltext A.1 durchgeführt. Für weiterführende Informationen zur Funktionalität von CPLEX kann auf die Onlinedokumentation des Vertreibers IBM verwiesen werden [IBM].

Quelltext A.1: Aufruf des Solvers CPLEX in Matlab

```
x = cplexmilp(f,A,b,Aeq,beq,[],[],[],lb,ub,ctype)
```

Der Datenumfang der Koeffizientenmatrizen steigt exponentiell mit der Anzahl EV. Dadurch verlangsamt sich im selben Maße der Erstellungsprozess, bei dem die Variablen in den Arbeitsspeicher „geschrieben“ werden. Zudem ist die Kapazität des Arbeitsspeichers limitierend. Hier kann ausgenutzt werden, dass die Matrizen **A** und **Aeq** dünn besetzt sind, also eine im Verhältnis zum Gesamtumfang geringe Zahl von 0 verschiedenen Werten besitzen. Für diesen Sonderfall können in Matlab Sparse-Matrizen definiert werden. Diese enthalten lediglich die Koeffizienten mit $a_{i,j} \neq 0$ mitsamt der zugehörigen Zeilen- und Spaltenindizes im Vektorformat.

Literaturverzeichnis

- [50H] 50Hertz Transmission: *50Hertz - Kennzahlen*. <http://www.50hertz.com/de/Netzkennzahlen.htm>, besucht: 16.07.2013.
- [AAB+12] Rolf Apel, Thomas Aundrup, Bernd Michael Buchholz, Hans Peter Domels, Stephan Funke, Thomas Gesing und Wolfgang Glaunsinger: *Demand Side Integration: Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)*. Frankfurt am Main, 2012.
- [Ada] Mario Adam: *Heizungsanlagen und Heizgeräte*. http://mv.fh-duesseldorf.de/d_pers/Adam_Mario/a_lehre/bm_wahl/energ_spar_bauen/w_energiesp_bauen_s7_Heizungsanlagen.pdf, besucht: 5.02.2013.
- [AGB04] M.C Alonso García und J.L Balenzategui: *Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on Nominal Operation Cell Temperature calculations*. *Renewable Energy*, 29(12):1997–2010, 2004.
- [AGE] *AGEB - Daten*. <http://www.ag-energiebilanzen.de/>.
- [All] All Small Wind Turbines.com: *All small wind turbines: Portal to the world of small wind turbines*. <http://www.allsmallwindturbines.com/>, besucht: 8.12.2013.
- [Amp] Amprion: *Amprion - Netzkennzahlen*. <http://www.amprion.net/netzkennzahlen>, besucht: 16.07.2013.
- [Arba] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme: *AGFW - Der Effizienzverband für Wärme, Kälte, KWK*. <http://www.agfw.de/>.
- [Arbb] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE): *BHKW-Kenndaten 2011: Module, Anbieter, Kosten*. Verlag Energiedruck, Essen. <http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf>, besucht: 08.08.2013.
- [Bar11] Stefan Bargel: *Entwicklung eines exergiebasierten Analysemodells zum umfassenden Technologievergleich von Wärmeversorgungssystemen unter Berücksichtigung des Einflusses einer veränderlichen Außentemperatur, Dissertation*. Ruhr-Universität Bochum, Fakultät für Maschinenbau, 2011.

- [BK06] Hans Dieter Baehr und Stephan Kabelac: *Thermodynamik: Grundlagen und technische Anwendungen*. Springer, Berlin, 13. Auflage, 2006, ISBN 3-540-32513-1.
- [Ble02] Markus Blesl: *Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs, Dissertation*. Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, 2002.
- [Buna] Bundesinstitut für Bau Stadt- und Raumforschung: *Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse*. http://www.bbsr.bund.de/cln_032/nn_1025072/BBSR/DE/FP/ZB/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2008/Testreferenzjahre/03__ergebnisse.html#doc972488bodyText5, besucht: 20.01.2013.
- [Bunb] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Verordnung zur Kennzeichnung von energieverbrauchsrelevanten Produkten mit Angaben über den Verbrauch an Energie und an anderen wichtigen Ressourcen (Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung – EnVKV): EnVKV*.
- [Bunc] Bundesregierung: *Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung (EnEV): EnEV*.
- [Bund] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): *BDEW - Energiedaten*. http://www.bdew.de/internet.nsf/id/de_energiedaten.
- [Bun03] Bundesministerium für Familie, Senioren, Frauen und Jugend-Statistisches Bundesamt: *Wo bleibt die Zeit? Die Zeitverwendung der Bevölkerung in Deutschland 2001/02*, 2003. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Zeitverwendung/Zeitverwendung.html>, besucht: 20.04.2012.
- [Bun06] Bundesverband der Gas- und Wasserwirtschaft (BGW): *Praxisinformation P 2006/8 - Gastransport/ Betriebswirtschaft: Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden*, 2006. <http://www.stadtwerke-bramsche.com/pdf/Standartlastprofilen.pdf>.
- [Bün09] Ulrich Bünger: *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf ; ETG Task Force Energiespeicher*. VDE, Frankfurt am Main, 2009.
- [Bun11] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Energiekonzept: Für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, Oktober 2011. http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf.

- [Bun13a] Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Innovation durch Forschung: Jahresbericht 2012 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien*, 2013.
- [Bun13b] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): *Energiedaten: Nationale und internationale Entwicklung*, 21.05.2013. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiedaten.html>.
- [Bun13c] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW): *Abwicklung von Standardlastprofilen Gas: BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden*. Berlin, 28.06.2013. http://www.gaspool.de/fileadmin/download/allgemein/LF-Abwicklung-von-Standardlastprofilen-Gas_110630.pdf.
- [BWM⁺12] H. J. Belitz, S. Winter, C. Muller, N. Langhammer, R. Kays, C. Wietfeld und C. Rehtanz: *Technical and economic analysis of future smart grid applications in the E-DeMa project*. In: *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on*, Seiten 1–8, 2012, ISBN 978-1-4673-2595-0. <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6465663>.
- [Cen] Centre for Time Use Research: *Time Use Studies: Countries and Years When Time Diary Studies Conducted*. <http://www-2009.timeuse.org/information/studies/>.
- [CGLP94] A. Capasso, W. Grattieri, R. Lamedica und A. Prudenzi: *A bottom-up approach to residential load modeling*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(2):957–964, 1994. <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=317650>.
- [DCRC10] Nikolaus Diefenbach, Holger Cischinsky, Markus Rodenfels und Klaus Dieter Clausnitzer: *Datenbasis Gebäudebestand: Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand*. Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt, 1. Auflage, 2010, ISBN 978-3-941140-16-5.
- [DD05] Wolfgang Domschke und Andreas Drexl: *Einführung in Operations Research*. Springer-Lehrbuch. Springer, Berlin and Heidelberg, 6. Auflage, 2005, ISBN 9783540234319.
- [der10] *Neue Stromspeichertechnik mit synthetischem Erdgas*. Der Standard, 27.04.2010. <http://derstandard.at/1271375348180>.
- [Deua] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS): *Energymap.info: Die Daten der Energymap zum Download*. <http://www.energymap.info/download.html>.
- [Deub] Deutscher Bundestag: *Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz: EnVKG*.
- [Deuc] Deutscher Bundestag: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG): EEG*.

- http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf.
- [Deud] Deutscher Wetterdienst (DWD). www.dwd.de, besucht: 20.01.2013.
- [Deu85] Deutsches Institut für Normung: *DIN 5034-2: Tageslicht in Innenräumen*, Band DIN 5034-2 der Reihe *Deutsche Norm*. Beuth, Berlin, 1985.
- [Deu05] Deutsches Institut für Normung: *DIN EN 12831: Berechnung der Norm-Heizlast nach DIN EN 12831*. Beuth, Berlin, v. 1.0 Auflage, 2005.
- [Deu08] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) - Clearingstelle Verkehr: *Deutsches Mobilitätspanel 1994-2008, Daten*. Berlin, 2008.
- [Deu10a] Deutsche Energie-Agentur: *Dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025*, November 2010.
- [Deu10b] Deutsche Energie-Agentur: *Dena-Verteilnetzstudie 2012: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Endbericht*, November 2010. http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf.
- [Doe] Christian Doetsch: *Der Hybride Stadtspeicher*. <http://hybrider-stadtspeicher.de/>, besucht: 15.07.2013.
- [Döi11] Simon Döing: *Optimierungsverfahren zur Koordination dezentraler Anlagen am Beispiel von Elektrofahrzeugen*, Bachelorarbeit. Fachhochschule Gelsenkirchen, Fachbereich Maschinenbau, 2011.
- [DTS98] Christian Dötsch, Jan Taschenberger und Ingo Schönberg: *Leitfaden Nahwärme*, Band 6 der Reihe *UMSICHT-Schriftenreihe*. Fraunhofer-IRB-Verlag, Stuttgart, 1998, ISBN 3816751865.
- [Egg08] Hermann Egger: *Strukturmerkmale für die vergleichende Bewertung von Niederspannungsnetzen*, *Dissertation*, Band 119 der Reihe *Aachener Beiträge zur Energieversorgung*. Klinkenberg Verlag, Aachen, 1. Auflage, 2008, ISBN 978-934-318-84-7.
- [Eic12] Ursula Eicker: *Solare Technologien für Gebäude: Grundlagen und Praxisbeispiele*. Studium. Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden, Wiesbaden, 2. Auflage, 2012, ISBN 9783834812810.
- [Enea] Energieagentur NRW: *Besonders sparsame Haushaltsgeräte 2010/2011: Eine Verbraucherinformation*. <https://services.nordrheinwestfalendirekt.de/broschuerenservice/download/70864/pdfi10-079.pdf>.
- [Eneb] Energieagentur NRW: *Erhebung - Wo im Haushalt bleibt der Strom? Anteile, Verbrauchswerte und Kosten von 12 Verbrauchsbereichen in*

- Ein- bis Sechs-Personen-Haushalten*. <http://www.energieagentur.nrw.de/presse/singles-verbrauchen-strom-anders-15327.asp>.
- [E.O] E.ON Mitte AG: *Standardlastprofilverfahren*. <http://www.eon-mitte.com/index.php?parent=8564>.
- [Esp11] Valentin Espert: *Typisierung von Versorgungsgebieten unter Berücksichtigung dezentraler Energietechnologien, Diplomarbeit*. Universität zu Köln, Geographisches Institut, 2011.
- [Eur] European Energy Exchange AG: *Transparency EEX*. <http://www.transparency.eex.com/de/>, besucht: 16.07.2013.
- [EW12] Peter Esslinger und Rolf Witzmann: *Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte*, 2012. http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/TU_Graz/Einrichtungen/Institute/Homepages/i4340/veranstaltungen/eninnov2012/presentationen.
- [Fis12] Manfred Norbert Fisch: *Wärmespeicher: Bine-Informationspaket*. Verl. TÜV Rheinland, Köln, 5. Auflage, 2012.
- [FLLS12] Georg Fuchs, Benedikt Lunz, Matthias Leuthold und Dirk Uwe Sauer: *Technology Overview on Electricity Storage: Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies*, Juni 2012.
- [For09] Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE): *Energiezukunft 2050: Endbericht ; im Auftrag von EnBW, E.ON Energie, RWE Power, Vattenfall Europe*. FfE, München, 2009.
- [Fri03] Rudolf Friedrich: *Integration von Brennstoffzellen-BHKW in elektrische Verteilungsnetze: Auswirkungen auf das elektrische Netz und Vergleich unterschiedlicher Betreibermodelle, Dissertation*. Universität des Saarlandes, Naturwissenschaftlich- Technische Fakultät, 2003.
- [HBG] Björn Hunstock, Björn Bülden und Sofian Bastian Guetari: *Solarthermisches Kraftwerk mit ORC*. In: *Energy 2.0 Kompendium*. <http://www.energy20.net/pi/index.php?StoryID=317&articleID=222410>, besucht: 22.07.2013.
- [Hes] Hessisches Landesamt für Umwelt und Geologie (HLUG). www.hlug.de/popups/luftmessdaten.html, besucht: 20.01.2013.
- [IBM] IBM: *IBM ILOG CPLEX Optimization Studio V12.5*. <http://pic.dhe.ibm.com/infocenter/cosinfoc/v12r5/index.jsp>, besucht: 1.04.2013.
- [Ide] Idealo Internet GmbH: *Idealo: Deutschlands großer Preisvergleich*. <http://www.idealo.de/>, besucht: 29.01.2013.
- [Ins] Institut Wohnen und Umwelt (IWU): *TABULA: Typology Approach for Building Stock Energy Assessment*. <http://www.building-typology.eu/>.

- [Ins11] Institut Wohnen und Umwelt (IWU): *Deutsche Gebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*. IWU, Darmstadt, 2011.
- [Int11] International Energy Agency: *Harnessing variable renewables: A guide to the balancing challenge*. OECD/IEA, Paris, 2011, ISBN 9789264111387.
- [Jos] Joseph Scholz: *Technische Infos zum Elektroherd*. <http://www.herd.josefscholz.de/>, besucht: 29.01.2013.
- [Kam10] Andreas Kamper: *Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz*, Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, 2010, ISBN 978-3-86644-546-8.
- [KB] Kraftfahrt-Bundesamt: *Kraftfahrt-Bundesamt - Statistiken*. <http://www.kba.de>.
- [KBR10] S. Kreutz, H. J. Belitz und C. Rehtanz: *The impact of Demand Side Management on the residual load*. In: *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*, Seiten 1–5, 2010, ISBN 978-1-4244-8508-6. <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5638866>.
- [Klo07] Marian Klobasa: *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten*, Dissertation. ETH Zürich, 2007.
- [KMV04] Detlef Karstädt, Klaus Peter Möllmann und Michael Vollmer: *Mehr Experimente mit der Haushaltsmikrowelle*. Physik in unserer Zeit, 35(2), 2004. http://www.wiley-vch.de/berlin/journals/phiuz/04-02/haushaltsmikrowelle_teil2.pdf, besucht: 29.01.2013.
- [Kon09] Panos Konstantin: *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Springer, Berlin and Heidelberg, 2. Auflage, 2009, ISBN 978-3-540-78591-0.
- [Kro] Dietmar Krohne: *Mikrowellenrezepte und Tipps zur Mikrowelle*. <http://www.mikrowellenkochen.de>, besucht: 29.01.2013.
- [Kue] Kuechen Atlas Portal Betriebs GmbH: *Kuechenatlas: Kuechenplanung - Dunstabzugshauben und Abluft*. <http://www.kuechen-atlas.de/kuechenplanung/grundlagen-kuechenplanung/kuechengeraeete/abluft/#abluft-leistung>, besucht: 29.01.2013.
- [KWTB] Annedore Kanngießer, Daniel Wolf, Myrto Theofilidi und Thomas Bruckner: *Optimierter Einsatz von Druckluftspeicherkraftwerken unter Berücksichtigung von Restriktionen im Verteilnetz*. In: *Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft*, Seiten 251–265.
- [Leh10] Sebastian Lehnhoff: *Dezentrales vernetztes Energiemanagement: Ein Ansatz auf Basis eines verteilten adaptiven Realzeit- Multiagentensys-*

- tems, Dissertation.* Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 1. Auflage, 2010, ISBN 3834812706.
- [Lem11] André Lemke: *Ansätze zur Typisierung und Modellsimulation realer Niederspannungsnetze in Wohngebieten zur Anwendung variabler Lastszenarien, Bachelorarbeit.* Hochschule Bochum, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, 2011.
- [LHT] Norman Lübke, Axel Holst und Rolando Tolzmann: *Entwicklung eines synthetischen Jahreslastprofils für Hausabnahme aus EHV-Versorgungsnetzen.* Rostock. http://www.e-technik.uni-rostock.de/ee/publikationen_eev.htm, besucht: 4.04.2012.
- [MAS02] Helmuth Mühlbacher, Ulrich Arndt und Manfred Schwärzer: *Wärmeerzeuger für die Raumheizung und Warmwasserbereitung: Verbundprojekt ISOTEG, Innovative Systeme und optimierte Techniken zur energetischen Gebäudesanierung.* Energie & Management Verlagsgesellschaft, Herrsching, 2002.
- [Mat07] Jens Matics: *Betriebliche Modellierung, Auslegung und Management von dezentralen Energiesystemen, Dissertation.* Universität Duisburg-Essen, Fakultät für Ingenieurwissenschaften, 2007.
- [McC] Bruce A. McCarl: *GAMS User Guide.* http://www.gams.de/dd/docs/bigdocs/gams2002/mccarlgamsuserguide_web.pdf, besucht: 22.11.2013.
- [MD] Michael Metz und Christian Doetsch: *Electric vehicles as flexible loads: A simulation approach using empirical mobility data.* In: Energy (48), Elsevier, 2012, doi:10.1016/j.energy.2012.04.014.
- [Met] Meteotest: *Meteonorm Software, Wetterdaten.* <http://meteonorm.com/>, besucht: 20.01.2013.
- [Müh02] Helmuth Mühlbacher: *Warmwasserbereitung: Vergleich zentraler und dezentraler Warmwasserversorgung.* Energie & Management Verlagsgesellschaft, Herrsching, 2002, ISBN 9783933283283.
- [NA10] Wolfgang Nowak und Jochen Arthkamp: *BHKW-Grundlagen.* Verlag Rationeller Energieeinsatz, Hamburg, 2010. <http://asue.de/themen/blockheizkraftwerke/index.html>, besucht: 22.07.2012.
- [Nes08] David Nestle: *Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung: Konzept, Algorithmen, Kommunikation und Simulation, Dissertation.* Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik und Informatik, 2008, ISBN 978-3-89958-390-8.
- [NMK08] M. Noorian, I. Moradi und G. Kamali: *Evaluation of 12 models to estimate hourly diffuse irradiation on inclined surfaces.* Renewable Energy, (33):1406–1412, 2008.
- [NPN12] Joachim Nitsch, Thomas Pregger und Tobias Naegler: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der*

- Entwicklung in Europa und global ; Schlussbericht*, 2012. http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf.
- [ÖI] Öko-Institut: *EcoTopTen: new ecology products*. <http://www.ecotopten.de/>.
- [Qua09] Volker Quaschnig: *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation ; mit 113 Tabellen und einer DVD*. Hanser, München, 6. Auflage, 2009, ISBN 9783446421516.
- [RGH10a] Serafin von Roon, Thomas Gobmaier und Malte Huck: *Demand Side Management in Haushalten: Potenziale und Hemmnisse für kurzfristige Leistungsbereitstellung*. BWK, (6):69–74, 2010.
- [RGH10b] Serafin von Roon, Thomas Gobmaier und Malte Huck: *Demand Side Management in Haushalten: Methoden zur Potenzialanalyse und Kostenabschätzung*, April 2010. http://www.ffe.de/download/wissen/20100406_Methodik_DSM.pdf.
- [Rhe11] Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung: *Erstellung der Anwendungsbilanz 2009 und 2010 für den Sektor Private Haushalte*, November 2011. <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=255>.
- [Rot80] *Wechselwirkungen zwischen der Siedlungsstruktur und Wärmeversorgungssystemen: Forschungsprojekt BMBau RS II 4 - 704102 - 77.10(1980)*, Band 044 der Reihe 06, *Raumordnung*. Bundesmin. für Raumordnung Bauwesen u. Städtebau, Bad Godesberg, 1980.
- [RS07] Hermann Recknagel und Ernst Rudolf Schramek: *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*. Oldenbourg-Industrieverlag, München, 73. Auflage, 2007, ISBN 3835631047.
- [Rud08] Manfred Rudolph: *Energieanwendungstechnik: Wege und Techniken zur effizienteren Energienutzung*. Springer, Berlin and Heidelberg, 2008, ISBN 9783540790228.
- [SCF+05] Barbara Schlomann, Clemens Cremer, Michael Friedewald, Peter Georgieff und Edelgard Gruber: *Technische und rechtliche Anwendungsmöglichkeiten einer verpflichtenden Kennzeichnung des Leerlaufverbrauchs strombetriebener Haushalts- und Bürogeräte*. Karlsruhe, 25.04.2005.
- [Sch] Markus Schöpf: *Auslegung von Membran Ausdehnungsgefäßen gemäß EN 12828*. http://www.bosy-online.de/hydraulischer_Abgleich/AuslegungvonAusdehnungsgef%E4%DFennachEN12828.pdf, besucht: 5.2.2013.
- [Sch02] Jörg Scheffler: *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*. 2002.

- [SK06] Johannes Josef Schneider und Scott Kirkpatrick: *Stochastic optimization*. Scientific computation. Springer, Berlin, 2006, ISBN 3-540-34559-0.
- [Spi] Gundula Spint: *Fachwissen: Zubereitungsarten von Speisen*. <http://www.kellnerknigge.de/fachwissen-zubereitungsarten-von-speisen-t36.html>, besucht: 29.01.2013.
- [Spr11] *Elektrohaushaltsgeräte: Marktanalyse*, Juli 2011. http://www.axelspringer-mediapilot.de/branchenberichte/Haushalt-Einrichtung-Haushalt-Einrichtung_703997.html?beitrag_id=120458.
- [Staa] Statistisches Bundesamt: *DESTATIS - Zahlen und Fakten*. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/ZahlenFakten.html>.
- [Stab] Statistisches Bundesamt: *Wirtschaftsrechnungen: Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern*. <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/EinkommenKonsumLebensbedingungen/LfdWirtschaftsrechnungen/AusstattungprivateHaushalte.html>.
- [Stac] Statistisches Bundesamt: *Wirtschaftsrechnungen, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe: Haus- und Grundbesitz sowie Wohnverhältnisse privater Haushalte*. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Wohnen/Wohnen.html>.
- [Sta02] Statistisches Bundesamt: *Zeitbudgeterhebung 2001/2002: Scientific-Use-File*. Bonn, 2002.
- [Sta06] Ingo Stadler: *Demand Response: Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Habilitation*. Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik, 2006, ISBN 3-86624-092-9.
- [Sta10] Statistisches Bundesamt: *Wirtschaftsrechnungen: Aufwendungen privater Haushalte für den privaten Konsum*, Dezember 2010. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/Konsumausgaben/Konsumausgaben.html>.
- [Stö12] Martin Stötzer: *Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen: Potenzialanalyse und Bewertung, Dissertation*, Band 45 der Reihe *Res electricae Magdeburgenses*. Magdeburg, 1. Auflage, 2012, ISBN 3940961787.
- [Ten] TenneT TSO: *TenneT - Netzkennzahlen*. <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen>, besucht: 16.07.2013.

- [Tho07] Malte Christian Thoma: *Optimierte Betriebsführung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung*, Dissertation. Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 2007.
- [Tra] TransnetBW: *TransnetBW - Kennzahlen*. <http://www.transnetbw.de/kennzahlen/>, besucht: 16.07.2013.
- [VDIa] VDI: *VDI 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Nutzenergiebedarf für die Trinkwassererwärmung*.
- [VDIb] VDI: *VDI 4655: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*.
- [VDI01] VDI-Fachbereich Technische Gebäudeausrüstung: *VDI 6020: Anforderungen an Rechenverfahren zur Gebäude- und Anlagensimulation*. Beuth, Berlin, 2001.
- [VDI12] VDI-Fachbereich Technische Gebäudeausrüstung: *VDI 6007: Berechnung des instationären thermischen Verhaltens von Räumen und Gebäuden*. Beuth, Berlin, 2012.
- [VuM12] VuMA Arbeitsgemeinschaft: *Verbrauchs- und Medienanalyse VuMA 2012*, 2012. www.vuma.de.
- [WADH10] Martin Wietschel, Marlene Arens, Christian Dötsch und Sebastian Herkel: *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologienbericht*. Fraunhofer Verlag, Stuttgart, 2010, ISBN 9783839601020.
- [WHLSW12] Bernhard Wille-Haussmann, Jochen Link, Andreea Sabo und Christoph Wittwer: *Photovoltaik Eigenstromnutzung - Fluktuation von Strahlung und Last*. In: *27. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Seiten 606–611. Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), 2012, ISBN 978-3-941785-82-3.
- [WLV⁺09] Joakim Widén, Magdalena Lundh, Iana Vassileva, Erik Dahlquist, Kajsa Ellegård und Ewa Wäckelgård: *Constructing load profiles for household electricity and hot water from time-use data—Modelling approach and validation*. *Energy and Buildings*, 41(7):753–768, 2009. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778809000413>.
- [Wor12] World Wind Energy Association: *Small Wind World Report 2012*, 13.03.2012.
- [Yoo09] Yoo Young-Hoo: *Großes Potenzial für LED*. *Energy 2.0 Kompendium*, Seiten 260–261, 2009.
- [Zah09] Richard Zahoransky: *Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung*. Vieweg + Teubner, Wiesbaden, 4. Auflage, 2009, ISBN 978-3-8348-0488-4.
- [ZEI13] ZEIT ONLINE: *Bundestag hebt Verbot für Nachtspeicherheizungen auf*, 17.05.2013. <http://www.zeit.de/wirtschaft/2013-05/Nachtspeicherofen-Strom-RWE-Bundestag>, besucht: 22.07.2013.

Wissenschaftlicher Werdegang

Kurzlebenslauf

Angaben zur Person

Name: Michael Metz
Geburtsdatum/-ort: 25. November 1981 in Rostock

Bildungsweg

12/2010 - heute Promotion als externer Doktorand bei Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund
10/2004 - 09/2009 Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen an der Universität Rostock, Vertiefung „Energie- und Umwelttechnik“
Abschluss: Diplom-Wirtschaftsingenieur
02/2002 - 01/2004 Ausbildung bei der Hypo Vereinsbank AG, Hamburg
Abschluss: Bankkaufmann
09/1992 - 07/2000 Gymnasium Reutershagen, Rostock
Abschluss: Allgemeine Hochschulreife

Berufsweg

01/2010 - heute Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen
Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Gruppe Energiesystemoptimierung
09/2008 - 01/2009 KPMG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Hamburg
Praktikant im Audit Corporate Clients
06/2007 - 06/2008 Studentische Hilfskraft am Lehrstuhl für Technische Thermodynamik, Universität Rostock
09/2000 - 01/2002 Grundwehrdienst und freiwilliger Zusatzdienst
Führungsunterstützungsregiment, Kiel
Civil-Military Cooperation, Sarajevo (Bosnien-Hzg.)

Vorträge und Veröffentlichungen

- Metz, Michael: *Flexible Energieversorgung*, In: Jahresbericht 2012 des Instituts für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, 2012
- Metz, Michael; Doetsch, Christian: *Electric vehicles as flexible loads – A simulation approach using empirical mobility data*, In: Energy (2012), doi:10.1016/j.energy.2012.04.014
- Metz, Michael; Doetsch, Christian: *Contribution of E-mobility to a sustainable energy system*, Paper und Vortrag, 6th Dubrovnik conference on sustainable development of energy, water and environmental systems (SDEWES), Dubrovnik, 2011
- Metz, Michael; Doetsch, Christian: *Flexible scheduling of electric vehicle charging loads*, Posterveröffentlichung, 6th International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Berlin, 2011
- Metz, Michael; Doetsch, Christian: *Integration von Elektrofahrzeugen ins Stromnetz*, In: Energy 2.0 Kompendium, München, 2011
- Metz, Michael; Doetsch, Christian: *Smart integration of electric vehicles into European power grids*, Paper und Poster, 5th International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Berlin, 2010
- Metz, Michael; Doetsch, Christian; Warweg, Oliver; Schaller, Falk; Mattes, Katharina; Dallinger, David; Kley, Fabian: *Smart integration of electric vehicles into European power grids*, Paper und Vortrag, 2nd European conference on Smart grids and E-mobility (SGEM), Brüssel, 2010

Betreute studentische Arbeiten

- Roettgen, Stephan: *Optimierung von Energieausgleichsprozessen unter Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten zwischen Modellregionen in Deutschland*, Bachelorarbeit, Fakultät für Ingenieurwissenschaften, Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze, Universität Duisburg-Essen, 2013
- Döing, Simon: *Optimierungsverfahren zur Koordination von dezentralen Anlagen am Beispiel von Elektrofahrzeugen*, Bachelorarbeit, Fachbereich Maschinenbau, Fachhochschule Gelsenkirchen, 2011
- Espert, Valentin: *Typisierung von Versorgungsgebieten unter Berücksichtigung dezentraler Energietechnologien*, Diplomarbeit, Geographisches Institut, Universität Köln, 2011
- Lemke, André: *Ansätze zur Typisierung und Modellsimulation realer Niederspannungsnetze in Wohngebieten zur Anwendung variabler Lastszenarien*, Bachelorarbeit, Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik, Hochschule Bochum, 2011
- Döing, Simon: 13-wöchiges Grund- und Fachpraktikum im Studiengang „Wirtschaftsingenieurwesen“ (05 bis 07/2011)
- Hennig, Tobias: 8-wöchiges Grundpraktikum, 7-wöchiges Fachpraktikum im Studiengang „Elektrotechnik und Informationstechnik“ (01 bis 04/2011)