

Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme

Entwicklung und Anwendung eines
übertragbaren Modellierungswerkzeugs
zur nachhaltigen Systemgestaltung

Zur Erlangung des akademischen Grades eines

**Doktors der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)**

von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

Dissertation

von

Diplom-Wirtschaftsingenieur Kai Mainzer

Tag der mündlichen Prüfung:	31. Oktober 2018
Referent:	Prof. Dr. Wolf Fichtner
Korreferent:	Prof. Dr. Christof Weinhardt

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Ich danke meinem Doktorvater Prof. Dr. Wolf Fichtner, der bereits im Studium mein Interesse für die Energiewirtschaft geweckt und mir anschließend die Promotion am Lehrstuhl ermöglicht hat. Seine fachliche und persönliche Unterstützung sowie das entgegengebrachte Vertrauen und die gewährten Freiheiten bei der Gestaltung der Arbeit schätzte ich dabei sehr. Mein besonderer Dank gilt zudem Prof. Dr. Russell McKenna für zahlreiche Anregungen und die vielen Diskussionen, die wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.

Ein herzlicher Dank geht auch an alle derzeitigen und ehemaligen Kollegen am IIP für die stets konstruktive Zusammenarbeit und das überaus angenehme Arbeitsklima in den vergangenen Jahren. Hierzu möchte ich auch und insbesondere die Co-Autoren zählen, mit denen ich viele spannende Fragestellungen untersuchen durfte und die mich bei den Höhen und Tiefen der wissenschaftlichen Arbeit begleitet haben. Stellvertretend möchte ich hierfür insbesondere Sven Killinger, Karoline Fath, Julian Stengel, Valentin Bertsch und David Schlund nennen. Weiterhin gilt mein Dank den zahlreichen Studenten, die mich in Form von Seminar- und Abschlussarbeiten oder durch ihre Tätigkeit als wissenschaftliche Hilfskraft bei meiner Arbeit unterstützt haben.

Viel Kraft und Unterstützung habe ich außerdem aus meinem privaten Umfeld erhalten. Hier gilt mein besonderer Dank meinen Freunden und meiner Familie, allen voran meinen Eltern Anke und Klaus, denen ich alles zu verdanken habe, was ich erreicht habe und jemals erreichen werde. Auch die zahlreichen Gespräche und Diskussionen im privaten Umfeld, insbesondere mit meinem Onkel Michael Hirth, haben mir wertvolle Einsichten und neue Blickrichtungen auf das Thema meiner Arbeit ermöglicht.

Der größte Dank gebührt jedoch meiner Frau Carolin, die aufgrund meiner Arbeit oft zurückstecken musste und dennoch stets Verständnis für meine Begeisterung aufbringen konnte.

Kai Mainzer
Karlsruhe, im März 2019

Kurzfassung

Viele Städte und Gemeinden sind sich ihrer Bedeutung für das Gelingen der Energiewende bewusst und verfolgen eigene Nachhaltigkeitsziele. Insbesondere in kleineren Gemeinden fehlt es jedoch häufig am nötigen Fachwissen, um bspw. die lokalen Emissionsminderungspotenziale quantifizieren und geeignete Maßnahmenkombinationen zur Erreichung dieser Ziele identifizieren zu können.

Daher wurde im Rahmen dieser Arbeit das **RE³ASON (Renewable Energies and Energy Efficiency Analysis and System OptimizatioN)** Modell entwickelt, mit dem für diese Gemeinden automatisierte Analysen, z. B. zur Bestimmung der Energienachfrage und der Potenziale für erneuerbare Energien, durchgeführt werden können. Bei der anschließenden Optimierung des jeweiligen Energiesystems können verschiedene Ziele verfolgt werden – bspw. die Minimierung der diskontierten Systemausgaben unter der Vorgabe zusätzlicher Emissionsminderungsziele. Die Optimierung umfasst dabei sowohl die Investitions- als auch die Einsatzplanung für Energieumwandlungstechnologien auf der Angebots- und Nachfrageseite.

Bei der Implementierung dieses Modells kommen verschiedene Methoden, u. a. aus den Bereichen der Geoinformatik, der Strahlungssimulation, der Betriebswirtschaftslehre, des maschinellen Lernens und der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung zum Einsatz. Ein inhaltlicher Schwerpunkt der Arbeit bildet die Bestimmung der Kosten und Potenziale für die Erzeugung von Strom und Wärme durch Photovoltaik-, Windkraft- und Biomasseanlagen. Besonderer Wert wurde auf die Übertragbarkeit der entwickelten Methoden gelegt, damit diese von möglichst vielen Städten und Gemeinden genutzt werden können. Hierfür wurden diverse öffentlich verfügbare und frei zugängliche Datenquellen genutzt und miteinander kombiniert, um die benötigten Eingangsdaten für die Analyse des städtischen Energiesystems zu generieren.

Die Anwendung des Modells im Rahmen mehrerer deutscher und internationaler Fallstudien zeigt unter anderem, dass insb. in kleineren Gemeinden bedeutende Potenziale zur Deckung des Energiebedarfs auf Basis erneuerbarer Energien bestehen. Weiterhin zeigt sich, dass die Umgestaltung des städtischen Energiesystems auf die Nutzung lokaler und nachhaltiger Energieressourcen auch aus Sicht der Gemeindevertreter die zu bevorzugende Alternative darstellen kann. Aus diesen Ergebnissen lassen sich schließlich Handlungsempfehlungen für städtische Entscheidungsträger ableiten. Kritisch anzumerken ist, dass die Modellergebnisse aufgrund der gewählten Systemgrenze keine nationalen energiewirtschaftlichen Schlussfolgerungen zulassen.

Abstract

Many cities and municipalities are aware of their importance for the success of the energy transition and pursue their own sustainability goals. However, especially in smaller communities, there is a lack of the required know-how to quantify local potentials and identify a suitable combination of measures to achieve these goals.

Therefore, the **RE³ASON (Renewable Energies and Energy Efficiency Analysis and System Optimization)** model has been developed as part of this work, which allows these communities to perform automated analysis, e.g. to determine the energy demand and the potential for renewable energies. In the subsequent optimization of the respective energy system, various objectives can be pursued – e.g. the minimization of discounted system expenditures while taking into account additional emission reduction targets. The optimization includes both investment and operational planning for energy conversion technologies on the supply and demand side.

The implementation of this model employs various methods, including methods from the fields of geoinformatics, radiation simulation, economics, machine learning and mixed-integer linear optimization. One of the main focuses of the work is determining the costs and potential for the generation of electricity and heat from photovoltaic, wind power and biomass plants. Particular emphasis was placed on the transferability of the developed methods which enables them to be used by as many cities and communities as possible. For this purpose, various publicly available open-data sources were used and combined with each other to generate the necessary input data for the analysis of the urban energy system.

The application of the model in the context of several German and international case studies shows, among other things, that especially in smaller communities there is significant potential for supplying the energy demand on the basis of renewable energies. It could also be demonstrated, that the transformation of the urban energy system to use local and sustainable energy resources can be the preferred alternative from the point of view of the community representatives. From these results, recommendations for action can be derived for urban decision-makers. A point of criticism is, that due to the chosen system boundary, the model results do not allow conclusions on the scale of national energy economics.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	iii
Kurzfassung	v
Abstract	vi
Inhaltsverzeichnis	vii
Abbildungsverzeichnis	xi
Tabellenverzeichnis	xvii
Abkürzungsverzeichnis	xxi
1 Einleitung	1
1.1 Ausgangslage und Problemstellung	1
1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise	2
2 Grundlagen der Energiesystemanalyse im urbanen Kontext	7
2.1 Energiepolitische Rahmenbedingungen	7
2.2 Kommunale Klimaschutzinitiativen	15
2.3 Modellierung urbaner Energiesysteme	21
2.4 Herausforderungen bei der Modellierungspraxis	29
2.5 Methodische Grundlagen.....	32
2.5.1 Geoinformatik	32
2.5.2 Mathematische Optimierung	35
2.5.3 Wirtschaftlichkeitsbewertung von Investitionsgütern	36
2.5.4 Stromgestehungskosten und Kostenpotenzialkurven	38
3 Übertragbare Methoden zur Bestimmung von Nachfrage, Technologiebestand und Infrastruktur eines urbanen Energiesystems	41
3.1 Definition und Regionalisierung des Untersuchungsgebietes	41
3.2 Modellierung des Gebäude- und Technologiebestands	45
3.3 Energiebedarf im Wohngebäudesektor	54
3.3.1 Wärmebedarf.....	54
3.3.2 Strombedarf.....	60
3.4 Energiebedarf im Nichtwohngebäudesektor.....	62
3.5 Modellierung der Energieinfrastruktur	65
3.5.1 Abbildung als vermaschtes Netz	66
3.5.2 Nachbildung der Netztopologie basierend auf frei zugänglichen Geodaten	67

3.5.3	Individuelle Anpassung.....	69
4	Übertragbare Methoden zur Bestimmung der lokalen Potenziale für erneuerbare Energien.....	73
4.1	Photovoltaik	74
4.1.1	Stand der Forschung.....	75
4.1.2	Automatisierte PV-Dachpotenzialermittlung mittels öffentlich zugänglicher Geodaten und Bilderkennungstechniken	79
4.2	Windkraft	97
4.2.1	Stand der Forschung.....	97
4.2.2	Automatisierte Wind-Potenzialermittlung mittels Flächenbestimmung, Windgeschwindigkeitsanalyse und Anlagenplatzierung.....	98
4.3	Biomasse	116
5	Entwicklung eines techno-ökonomischen Optimierungsmodells	129
5.1	Perspektive	129
5.2	Optimierungsziel und Entscheidungsgrößen	131
5.3	Zeitliche und räumliche Modellstruktur	132
5.4	Abbildung von Technologien	135
5.5	Formale Beschreibung des Optimierungsmodells	138
5.5.1	Definitionen und Nomenklatur	138
5.5.2	Zielfunktion.....	142
5.5.3	Bilanzierung der Kosten.....	144
5.5.4	Bilanzierung der Emissionen	148
5.5.5	Bilanzierung des Anlagenbestands	149
5.5.6	Bilanzierung der Stoff- und Energieflüsse	152
5.5.7	Bilanzierung der Speicherstände	156
5.5.8	Berücksichtigung technologischer Einschränkungen.....	157
5.5.9	Berücksichtigung von energie- und klimapolitischen Zielvorgaben	158
5.5.10	Weitere Gleichungen zur Abbildung modellinterner Zusammenhänge	159
5.6	Reduktion der Rechenzeit durch Fix-and-Relax Technik	162
5.7	Implementierung des RE ³ ASON-Modells.....	168
6	Anwendung des RE³ASON-Modells und Auswertung der Ergebnisse.....	175
6.1	Analyse von Energieangebot und -nachfrage für eine heterogene Gemeindeauswahl	175
6.1.1	Beschreibung der Gemeindeauswahl	176
6.1.2	Anwendung des RE ³ ASON-Modells zur Analyse der Energiesysteme der Gemeinden	179
6.1.3	Auswertung der Nachfragestruktur und der Potenziale für erneuerbare Energien	180
6.2	Fallstudie zur Optimierung des Energiesystems der Gemeinde Ebhausen.....	191

6.2.1	Beschreibung der Fallstudie	191
6.2.2	Ableitung von Alternativen für die Gestaltung des Energiesystems	193
6.2.3	Bewertung der Alternativen im Rahmen einer multikriteriellen Entscheidungsanalyse	200
6.2.4	Detaillierte Beschreibung der gewählten Alternative.....	201
6.3	Validierung von Teilergebnissen.....	207
6.3.1	Wärmebedarfsberechnung im Wohngebäudesektor	207
6.3.2	Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien	208
6.3.3	PV-Potenzialanalyse für Berlin	210
6.3.4	Azimutwinkel von Teildachflächen in Freiburg.....	212
6.3.5	Erkennung von PV-Bestandsanlagen	214
6.3.6	Einsatzplanung des Optimierungsmodells	215
6.4	Sensitivitätsanalysen	218
7	Diskussion und kritische Würdigung	225
7.1	Schlussfolgerungen aus den Modellergebnissen	225
7.2	Bewertung der Übertragbarkeit	227
7.3	Interessenskonflikte und Umsetzung in der Praxis.....	228
7.4	Kritische Würdigung und Ausblick	229
7.4.1	Umfang und Perspektive des entwickelten Modellsystems	230
7.4.2	Inhaltliche Aspekte.....	231
7.4.3	Methodische Aspekte	233
8	Zusammenfassung.....	235
9	Literaturverzeichnis.....	237
Anhang.....	259
	Techno-ökonomische Technologieparameter.....	259
	Preise und Primärenergiefaktoren der Energieträger.....	262
	Publikationsliste	263

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Schematischer Aufbau der Arbeit.	5
Abb. 2: Veränderung der globalen Temperaturen (grau, relativ zum Zeitraum 1961-1990) und des CO ₂ -Gehalts in der Atmosphäre (gepunktet, Sekundärachse).....	8
Abb. 3: Bisher erzielte CO ₂ -Emissionsminderungen von 1990 bis 2014, sowie Ziele der Bundesrepublik Deutschland für 2030 und 2050.	10
Abb. 4: Entwicklung der installierten Leistung (Flächen) und der Stromerzeugung (Linien) aus erneuerbaren Energien in Deutschland.	11
Abb. 5: Historische Entwicklung der Strompreise in Deutschland sowie Bandbreite der Vergütungssätze für erneuerbare Energien.....	12
Abb. 6: Historische Entwicklung des Primärenergiebedarfs für die Beheizung von Doppelhaushälften (kWh/m ² a) in Deutschland, wobei die obere gestufte Linie die gesetzlichen Mindestanforderungen und die untere Linie Pilotprojekte in der Forschung darstellt.	14
Abb. 7: Altersverteilung des deutschen Wohngebäudebestands.	15
Abb. 8: Räumliche Verteilung der Gemeinden, die den Konvent der Bürgermeister unterzeichnet haben.	17
Abb. 9: Ausgewählte Energieautarkieinitiativen im deutschsprachigen Raum.....	19
Abb. 10: Globale Dichteverteilung der in OpenStreetMap kartografierten Einzelpunkte.	34
Abb. 11: Regionalisierung der kreisfreien Stadt Karlsruhe unter Verwendung der administrativen Grenzen der Stadtteile (links), sowie Voronoi-Zerlegung anhand der Punktmarkierungen der Stadtteile (rechts).....	44
Abb. 12: Regionalisierung der kreisfreien Stadt Karlsruhe unter Verwendung einer quadratischen (links) und hexagonalen (rechts) Rasterstruktur.....	44
Abb. 13: Schematische Vorgehensweise bei der Erstellung der angepassten Gebäudetypologie und Klassifizierung der Gebäude.	46
Abb. 14: Auswertung der Daten zum Wohngebäudebestand aus der Zensusbefragung am Beispiel der Karlsruher Oststadt.....	48
Abb. 15: Klassifizierung des OSM-Gebäudebestands in Wohn- (farblich schattiert) und Nichtwohngebäude (grau).	50
Abb. 16: Beispiele für die Anpassung von Parametern der nationalen Gebäudetypologie an die lokalen Gegebenheiten der Karlsruher Oststadt. Rot markierte Zellen stehen für modifizierte Parameter.	51

Abb. 17: Übersicht über die verwendete Methodik zur Bestimmung des Wärmebedarfs von Wohngebäuden.....	55
Abb. 18: Berechneter spezifischer Wärmebedarf [kWh/(m ² *a)] unterschiedlicher Gebäudetypen in der Karlsruher Oststadt. Berechnet anhand der nationalen Gebäudetypologie mit Referenzklima Deutschland (schwarz), mit lokalem Klima (grün), sowie anhand der lokal angepassten Typologie und mit lokalem Klima (blau).	58
Abb. 19: Simulierter Verlauf des täglichen Wärmebedarfs [MWh] je Gebäudetyp in der Karlsruher Oststadt im Jahr 2015.....	59
Abb. 20: Räumliche Verteilung des Wärmebedarfs der Wohngebäude in Karlsruhe. Die resultierende Wärmedichte ist farblich markiert (blau: <10 GWh/km ² , gelb: <30 GWh/km ² , orange: <50 GWh/km ² , rot: >= 50 GWh/km ²).	60
Abb. 21: Mittlerer simulierter Strombedarf für einen, 10, 100 und 1.000 Haushalte (jeweils normalisiert auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh) an einem Werktag in der Übergangszeit im Vergleich zum Standardlastprofil H0.	62
Abb. 22: Endenergiebedarf in Deutschland im Jahr 2015 nach Sektoren und Energieträgern	64
Abb. 23: Automatisiert erstelltes Stromverteilnetz für das Stadtgebiet Karlsruhe auf Basis von benachbarten Stadtteilen (rote Linien signalisieren Verbindungen zwischen Stadtteilen, dunkelrote Linien Verbindungen zum übergelagerten Übertragungsnetz).	66
Abb. 24: Aus OpenStreetMap importierte Pfade im Stadtgebiet Karlsruhe für die Energieträger Strom (rot, stärkere Linien symbolisieren höhere Spannungsebenen), Fernwärme (orange) und Gas (gelb).	68
Abb. 25: Automatisiert erstelltes Stromnetz für das Stadtgebiet Karlsruhe auf Basis von Netzdaten aus OpenStreetMap.	69
Abb. 26: Individuelle Anpassung der Übertragungskapazitäten des Stromverteilnetzes.	70
Abb. 27: Automatisiert erstelltes und individuell angepasstes Stromnetz für Karlsruhe.	71
Abb. 28: Übersicht über die räumliche Auflösung und Abdeckung verschiedener PV-Potenzialstudien.	76
Abb. 29: Vorgehensweise bei der Ermittlung der Potenziale für Photovoltaik.....	80
Abb. 30: Grafische Benutzeroberfläche des RE ³ ASON-Modells bei der Ermittlung der PV-Potenziale.....	81
Abb. 31: Erkennung des Dachfirstes zur Extraktion von Teildachflächen: (a) bilaterale Filterung, (b) Farbfilterung, (c) Histogrammäqualisation, (d) Canny-Kantenerkennung, (e) Hough-Transformation, (f) Logische Filterung, (g) Berechnung des Azimuts.....	84

Abb. 32: Histogramm der Dachneigungen von 3.002.943 Gebäuden in Baden-Württemberg (graue Säulen), sowie die angenommene Normalverteilungsfunktion zur Abschätzung der Dachneigungen ($N(37; 15)$, schwarze Linie). Das Bestimmtheitsmaß (R^2) liegt bei 87,44%. Flachdächer (schraffiert) sind dabei nicht berücksichtigt.	85
Abb. 33: Beispiele für die Erkennung von Dachaufbauten. Erkannte Strukturen sind rot markiert.	86
Abb. 34: Beispiele für die Modulplatzierung unter Berücksichtigung von Größe, Azimut, Neigung und Dachaufbauten der jeweiligen Teildachflächen.	86
Abb. 35: Aufbau des implementierten künstlichen neuronalen Netzes zur Erkennung von bestehenden PV-Anlagen. Die Zahlen stehen für die Größen der jeweiligen Schichten, vgl. Tabelle 13.	94
Abb. 36: Schematischer Ablauf der Methodik zur Ermittlung der Stromerzeugungspotenziale aus Windkraft.	99
Abb. 37: Analyse der Landnutzung als Basis für die Bestimmung nutzbarer Flächen für die Platzierung von Windkraftanlagen in Freiburg. Grundsätzlich geeignet sind Wald-, Acker- und Wiesenflächen.	100
Abb. 38: Verbotflächen auf Basis regionalplanerischer Ausschlusskriterien im Stadtgebiet von Freiburg (schwarze Linien).	102
Abb. 39: Analyse der topographischen Höhendaten im Stadtgebiet von Freiburg. Flächen mit einer Hangneigung von über 20° sind lila hervorgehoben.	103
Abb. 40: Nutzbare Fläche (cyan) für Windkraftanlagen. Zu sehen ist zudem die individuelle Markierung einer Ausschlussfläche (rot) auf Basis von Vogelschutzgebieten (schraffierte Fläche).	105
Abb. 41: Histogramm zur Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Freiburg in 10m Höhe im Jahr 2016 (Klassenbreite: 0,1 m/s).	107
Abb. 42: Relative Häufigkeiten der Windrichtungen im Jahresverlauf in Freiburg. Die vorherrschende Windrichtung ist in diesem Fall 239° (West-südwest).	108
Abb. 43: Schematische Darstellung der Vorgehensweise zur Berechnung der Windgeschwindigkeiten [m/s] in Nabenhöhe an potenziellen WKA-Standorten, in Abhängigkeit von den lokalen Rauheitslängen [m].	111
Abb. 44: Beispielhaftes Ergebnis für die Platzierung von Windkraftanlagen (dunkelblaue Symbole mit halbtransparenten Abstandsellipsen) innerhalb der nutzbaren Fläche (cyan).	114
Abb. 45: Vorgehensweise bei der Ermittlung der Potenziale aus Biomasse.	118
Abb. 46: Verfügbare Flächen in Karlsruhe, eingefärbt nach Landnutzungskategorien.	120

Abb. 47: Bestimmung von Ausschlussflächen für die Standortplanung von Biogasanlagen in Karlsruhe.....	122
Abb. 48: Ergebnis der Standortplanung für drei Biogasanlagen in Karlsruhe.	124
Abb. 49: Grafische Oberfläche des RE ³ ASON-Modells bei der Ermittlung der Biomasse-Potenziale im Landkreis Ortenaukreis.	128
Abb. 50: Überblick über die zeitliche Differenzierung im RE ³ ASON-Modell in den Standardeinstellungen.	133
Abb. 51: Räumliche Struktur des Optimierungsmodells.....	134
Abb. 52: Veranschaulichung der iterativen Vorgehensweise bei Anwendung der Fix-and-Relax Technik.	166
Abb. 53: Rechenzeit (blau) und gefundene Kostenminima (rot) in drei verschiedenen Szenarien unter Anwendung von perfekter Voraussicht, sowie der Fix & Relax Methode.	167
Abb. 54: Schematische Übersicht der entwickelten Software-Komponenten sowie der Datenflüsse innerhalb des RE ³ ASON-Modells.	169
Abb. 55: Geographische Lage der betrachteten Gemeinden. Die Größe der Kreismarkierungen entspricht den jeweiligen Gemeindeflächen, die Farbe visualisiert die Bevölkerungszahlen.	178
Abb. 56: Endenergienachfrage nach Sektoren und Energieträgern. Aufgrund der großen absoluten Unterschiede zwischen den Gemeinden werden zwei unterschiedliche Skalen für die y-Achse verwendet.	182
Abb. 57: Wärmenachfrage der Wohngebäude nach Gebäudetyp und Baualtersklasse...	183
Abb. 58: Kosten-Potenzialkurven für die Stromerzeugung aus PV.	184
Abb. 59: Lage der Freiburger Stadtteile Mooswald (links) und Herdern (rechts).	185
Abb. 60: Kostenpotenzialkurven für die Stromerzeugung aus PV in den Freiburger Stadtteilen Mooswald und Herdern.	186
Abb. 61: Kosten-Potenzialkurven für die Stromerzeugung aus Windkraft.	187
Abb. 62: Potenziale und Kosten für die Strom-, Wärme-, und Biomethanerzeugung aus Biomasse.	188
Abb. 63: Geographische Lage der untersuchten internationalen Gemeinden. Die Größe der Kreismarkierungen ist zu Darstellungszwecken um den Faktor 10 gegenüber den Gemeindeflächen vergrößert, die Farbe visualisiert die Bevölkerungszahlen.	190
Abb. 64: Potenziale der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, sowie die Bandbreite der damit verbundenen Stromgestehungskosten für eine Auswahl internationaler Gemeinden.	190

Abb. 65: Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der durchschnittlichen Preise für den Bezug von Energieträgern in Ebhausen.	193
Abb. 66: Potenziale für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, sowie Strom- und Endenergienachfrage des Haushaltssektors in Ebhausen.	194
Abb. 67: Ermittelte Standorte für die mögliche Platzierung von Wind- und PV-Anlagen in Ebhausen.	195
Abb. 68: Vergleich der Zielkriterien in den acht untersuchten Alternativen.	197
Abb. 69: Anteil der in 2030 installierten Heiztechnologien für die acht verschiedenen Alternativen.	199
Abb. 70: Vergleich der Nutzwerte aller Alternativen auf Basis der Gewichtung der Zielkriterien.	201
Abb. 71: Entwicklung der Jahressummen von Energieimport und Stromexport für Alternative A-2c.	202
Abb. 72: Entwicklung des Bestands an Heiztechnologien, Haushaltsgeräten, Beleuchtungstechnologien und der Gebäudedämmung in Alternative A-2c.	203
Abb. 73: Entwicklung der Gebäudedämmung in Alternative A-2c, gruppiert nach Baualtersklassen.	204
Abb. 74: Entwicklung der installierten Kapazität an PV und Wind in Alternative A-2c.	205
Abb. 75: Bilanz von Stromerzeugung und -verbrauch im zeitlichen Verlauf (in 2015, aggregiert über alle Stadtteile) für die Alternativen A-1 (oben) und A-2c (unten).	206
Abb. 76: Vergleich des berechneten Wärme-Endenergiebedarfs im Haushaltssektor für vier Städte mit Angaben aus den Energieberichten dieser Städte.	208
Abb. 77: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2018.	209
Abb. 78: Vergleich der Ergebnisse der PV-Potenzialanalyse des RE ³ ASON-Modells mit den Ergebnissen des Solaratlas für die 12 Berliner Bezirke.	211
Abb. 79: Vergleich der ermittelten Azimut- und Neigungswinkel des RE ³ ASON-Modells mit denen aus dem Solaratlas.	212
Abb. 80: Vergleich der Azimutwinkel von Teildachflächen aus dem 3D-Modell mit den durch das RE ³ ASON-Modell bestimmten Azimutwinkeln.	213
Abb. 81: Automatisierte Erkennung von PV-Bestandsanlagen in Freiburg. Dächer, auf denen bestehende PV-Anlagen durch das neuronale Netz erkannt wurden, sind rot hervorgehoben.	215
Abb. 82: Ergebnisse der optimalen Einsatzplanung für ein Blockheizkraftwerk in einem Mehrfamilienhaus. Gezeigt werden die Stromerzeugung des BHKW, der	

Stromimport und -export sowie die Summe des Stromverbrauchs. Weiterhin sind die normierten Profile der regionalen PV-Erzeugung und des Strompreises auf der Sekundärachse angegeben.....	216
Abb. 83: Ergebnisse der optimalen Einsatzplanung der Haushaltsgeräte in einem Mehrfamilienhaus.	217
Abb. 84: Kostenpotenzialkurven für die Stromerzeugung aus PV in Freiburg unter Berücksichtigung abweichender Annahmen im Vergleich zu den Standardannahmen des Modells.	219
Abb. 85: Kostenpotenzialkurven für die Stromerzeugung aus Windkraft in Freiburg unter Berücksichtigung abweichender Annahmen im Vergleich zu den Standardannahmen im Modell.	220
Abb. 86: Kostenpotenzialkurven für die Stromerzeugung aus Biomasse in Karlsruhe unter Berücksichtigung abweichender Annahmen im Vergleich zu den Standardannahmen im Modell.	222

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich ausgewählter Modelle zur Analyse urbaner Energiesysteme.	24
Tabelle 2: Vergleich verschiedener Hierarchie-Ebenen in Deutschland mit der NUTS-Klassifizierung und verwendete Kennzeichnungen in OpenStreetMap.	42
Tabelle 3: Überblick über die im RE ³ ASON-Modell verfügbaren Methoden zur Regionalisierung des Untersuchungsgebietes.	43
Tabelle 4: Zuordnung der Gebäudegrößenklassen der Zensus 2011 Erhebung zu den Gebäudetypklassen der TABULA Gebäudetypologie.....	49
Tabelle 5: Annahmen zur Häufigkeitsverteilung von Energieträgern zu Heizzwecken in Abhängigkeit des Gebäude-Baualters.	53
Tabelle 6: Annahmen zur Häufigkeit im Bestand von Haushaltsgeräten nach Effizienzklassen.	53
Tabelle 7: Annahmen zur Häufigkeit im Bestand der Beleuchtungstechnologien.	53
Tabelle 8: Gewichtsmatrix w_s, i , die jedem Indikator i ein Gewicht zur Berechnung der Größe des Sektors s zuordnet.....	63
Tabelle 9: Verwendete Tags zur Suche nach Netztopologieelementen in OpenStreetMap-Pfaden.	67
Tabelle 10: Techno-ökonomische Annahmen zur Methodik (links) sowie zu den Charakteristika neuer PV-Anlagen (rechts).....	81
Tabelle 11: Koeffizienten zur Bestimmung von $F1$ und $F2$ in Abhängigkeit von ϵ	89
Tabelle 12: Koeffizienten zur Modellierung der Moduleffizienz.	91
Tabelle 13: Strukturelle Parameter des implementierten neuronalen Netzes zur Erkennung von bestehenden PV-Anlagen.....	95
Tabelle 14: Mindestabstandsregeln für die Errichtung von Windkraftanlagen (Standardeinstellungen im RE ³ ASON-Modell).....	101
Tabelle 15: Zuordnung von Rauigkeitslängen zu Flächentypen.	109
Tabelle 16: Im RE ³ ASON-Modell abgebildete Bioenergie-Technologien, Substrate und erzeugte Energieformen.	117
Tabelle 17: Zugelassene Tags zur Bestimmung des Straßennetzes für den Transport von Biomassesubstraten. Ausgeschlossen sind z. B. verkehrsberuhigte Bereiche und Fußgängerwege.	123
Tabelle 18: Verwendete Annahmen der Massen-, Biogas- und Energieerträge bei der energetischen Umwandlung verschiedener Substrate in Bioenergieanlagen...	126

Tabelle 19: Techno-ökonomische Annahmen bei der Standortplanung und Berechnung der Anlagenauslegung von Müllverbrennungsanlagen.	126
Tabelle 20: Techno-ökonomische Annahmen bei der Standortplanung und Berechnung der Anlagenauslegung von Holzfeuerungsanlagen.	126
Tabelle 21: Techno-ökonomische Annahmen bei der Standortplanung und Berechnung der Anlagenauslegung von Biogasanlagen.....	127
Tabelle 22: Im Modell abgebildete Technologieklassen sowie deren Möglichkeiten der Energieumwandlung.	136
Tabelle 23: Beschreibung der Mengen und verwendete Indizes zur Referenzierung der Elemente aus diesen Mengen.	139
Tabelle 24: Beschreibung und verwendete Einheiten der Parameter des Optimierungsmodells.	140
Tabelle 25: Beschreibung, Einheiten (Einh.) und Wertebereiche (WB) der Variablen des Optimierungsmodells.	141
Tabelle 26: Kennzahlen zur Implementierung des RE ³ ASON-Modells in Java.	170
Tabelle 27: Übersicht über verwendete Programmbibliotheken bei der Implementierung des RE ³ ASON-Modells.	170
Tabelle 28: Vergleich der analysierten Gemeinden.	177
Tabelle 29: Rechenzeiten und Arbeitsspeicherbedarf für die einzelnen Schritte der Analyse der städtischen Energiesysteme und Vorbereitung der Daten für das Optimierungsmodell.....	179
Tabelle 30: Übersicht der wesentlichen Ergebnisse aus der Analyse des Endenergiebedarfs und der Potenziale für erneuerbare Energien (alle Angaben in [GWh/a]).	181
Tabelle 31: Definition der Zielkriterien und Nebenbedingungen für die betrachteten Alternativen zur Optimierung des Energiesystems von Ebhausen.	196
Tabelle 32: Vergleich der Zielkriterien in den acht verschiedenen Alternativen.	196
Tabelle 33: Zusammenfassung der vorrangig verwendeten Technologien im Jahr 2030 für die betrachteten acht Alternativen zur Optimierung des Energiesystems von Ebhausen.	198
Tabelle 34: Relative Änderungen des Stromerzeugungspotenzials und der erzielbaren Stromgestehungskosten bei Variation verschiedener Parameter der PV-Potenzialermittlung für Freiburg.	219
Tabelle 35: Relative Änderungen des Stromerzeugungspotenzials und der erzielbaren Stromgestehungskosten bei Variation verschiedener Parameter der Wind-Potenzialermittlung für Freiburg.	221

Tabelle 36: Relative Änderungen des Stromerzeugungspotenzials und der erzielbaren Stromgestehungskosten bei Variation verschiedener Parameter der Bioenergie-Potenzialermittlung für Karlsruhe.	223
Tabelle 37: Input- und Outputraten [kWh/VLH] pro Einheit für alle Energieträger der im Modell abgebildeten Technologien.	260
Tabelle 38: Techno-ökonomische Parameter der im Modell abgebildeten Technologien.	261
Tabelle 39: Angenommene Preise für Import/Export, Übertragung und Verteilung sowie Primärenergiefaktoren der Energieträger.	262
Tabelle 40: Angenommene zeitliche Entwicklung der durchschnittlichen Energieträgerpreise [€/MWh] und des Primärenergiefaktors für Strombezug aus dem Übertragungsnetz.	262

Abkürzungsverzeichnis

€	Euro
°C	Grad Celsius
BHKW	Blockheizkraftwerk
BM	Biomasse
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GAMS	General Algebraic Modeling System
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GIS	Geografische Informationssysteme
GW	Gigawatt
HH	Haushalte
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LAU	Local Administrative Unit
LiDAR	Light detection and ranging
LP	Lineares Programm
MILP	Gemischt-ganzzahliges lineares Programm
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
OSM	OpenStreetMap
PV	Photovoltaik
RE ³ ASON	Renewable Energies and Energy Efficiency Analysis and System Optimization
RMSE	Root Mean Square Error
VLH	Volllaststunde
WKA	Windkraftanlage
WMS	Web Map Service

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Die Bekämpfung der globalen Erwärmung ist eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts und erfordert in den nächsten Jahrzehnten eine deutliche Reduktion der menschlichen Treibhausgasemissionen. Die Energiewirtschaft gilt als größter Verursacher von Treibhausgas-, insbesondere von CO₂-Emissionen, in die Atmosphäre (BMW_i 2017). Um die fortschreitende anthropogene Störung des Klimasystems aufzuhalten, wird daher eine Umgestaltung der Energiewirtschaft mittels eines Übergangs von der Nutzung fossiler Energieträger zu einer nachhaltigen Energieversorgung durch Verbesserungen der Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energien (EE) benötigt. Diese Umgestaltung wird im Allgemeinen als Energiewende bezeichnet¹.

Zahlreiche Möglichkeiten zur Umsetzung dieser Energiewende bieten sich in Städten und Gemeinden². Einerseits entsteht dort ein Großteil der Energienachfrage bei den so genannten Letztverbrauchern, z. B. in Form von Strom und Wärme. Andererseits bestehen dort auch große Potenziale sowohl zur Steigerung der Energieeffizienz, z. B. durch die verbesserte Wärmedämmung von Wohngebäuden, als auch zur Nutzung lokal vorhandener erneuerbarer Energieressourcen, z. B. durch die Stromerzeugung mittels Photovoltaik (PV). Da Wärme als Energieträger nicht effizient über weite Strecken transportiert werden kann und daher meist lokal erzeugt wird, besteht dort zudem ein Synergiepotenzial durch die Verknüpfung des Strom- und Wärmesektors, z. B. durch die gekoppelte Erzeugung und lokale Nutzung von Strom und Wärme.

Viele Städte und Gemeinden haben ihre Bedeutung für die Erreichung der Klimaschutzziele erkannt und sich selbst mittel- bis langfristige Ziele zur Umgestaltung ihrer Energiesysteme gesetzt. Diese umfassen u. a. Emissionsminderungsziele, die vollständige Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien oder Bestrebungen zur energetischen Autarkie („Bürgerenergie“, Beispiele hierfür s. Kapitel 2.2). Aufgrund von unterschiedlichen historischen Entwicklungen, regionalen Klimabedingungen und landschaftlichen Gegebenheiten unterscheiden sich Gemeinden jedoch häufig stark in Bezug auf die Struktur

¹ Im Rahmen dieser Arbeit wird aus Gründen der Lesbarkeit üblicherweise der Begriff „Energie“ verwendet, obwohl in vielen Fällen die Bezeichnung „Exergie“, als Teil der Gesamtenergie eines Systems, der Arbeit verrichten kann, zutreffender wäre.

² Im Rahmen dieser Arbeit werden die Begriffe „Stadt“ und „Gemeinde“ mangels einer klaren Definition und zur Unterstützung des Leseflusses meist synonym zur Bezeichnung urbaner oder kommunaler Gebietskörperschaften verwendet, mit einer Tendenz zum Begriff „Stadt“ für Gebiete höherer Bevölkerungsdichte.

ihrer Energienachfrage und die lokalen Ressourcen, die ihnen für diese Umgestaltung zur Verfügung stehen. Aus diesem Grund kann die beste Strategie zur Erreichung dieser Ziele für jede Gemeinde unterschiedlich gestaltet sein und erfolgreiche Konzepte lassen sich nicht zwingendermaßen übertragen. Insbesondere kleinere Städte und Gemeinden, die sich für Klimaschutz und Nachhaltigkeit einsetzen möchten, haben jedoch meist nicht die Mittel und die Expertise, um schlüssige und realistische Energiekonzepte unter Berücksichtigung ihrer spezifischen lokalen Gegebenheiten zu erarbeiten.

Die langfristige Planung der Investitions- und Betriebsstrategien in Energiesystemen erfordert techno-ökonomische Sachkenntnisse und die Berücksichtigung komplexer Zusammenhänge. Hierzu gehören sowohl räumliche als auch zeitliche Zusammenhänge, Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Technologien und Sektoren sowie Zielkonflikte, z. B. zwischen Wirtschaftlichkeit und ökologischer Nachhaltigkeit. Die Nutzung von computergestützten Modellierungswerkzeugen kann städtische Entscheidungsträger bei diesen Fragestellungen unterstützen. Solche Modelle können genutzt werden, um das bestehende Energiesystem einer Gemeinde zu analysieren, mögliche lokale und nachhaltige Energieressourcen zu identifizieren und schließlich einen Transformationspfad für die Umgestaltung des Energiesystems zu bestimmen, der die Präferenzen und Ziele der lokalen Entscheidungsträger berücksichtigt. Einige Beispiele für solche Werkzeuge sind bereits in der Literatur und Praxis bekannt (vgl. Kapitel 2.3), jedoch können diese häufig nur Teile der Anforderungen erfüllen, sind auf einen spezifischen Anwendungsfall zugeschnitten, oder benötigen eine Vielzahl an Inputdaten, die meist nicht zur Verfügung stehen. Gemeinden, die Energiekonzepte formulieren möchten, steht daher aktuell kein übertragbares Werkzeug zur Verfügung, das sie bei diesem Vorhaben in geeigneter Weise unterstützen kann.

1.2 Zielsetzung und Vorgehensweise

Die vorliegende Arbeit soll einen Beitrag zur Unterstützung von Städten und Gemeinden bei der Verfolgung von Nachhaltigkeitszielen liefern. Durch die Entwicklung eines übertragbaren Modells zur Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme soll ein Werkzeug geschaffen werden, das diese bei der Formulierung von Energiekonzepten nutzen können.

Im Fokus der Betrachtungen stehen insbesondere kleinere Gemeinden, die üblicherweise über keine Expertise im Bereich der Energiesystemmodellierung verfügen. Für solche Gemeinden bietet das Modell den größten Mehrwert, da sie sich mit dessen Hilfe innerhalb kürzester Zeit einen Überblick über die aktuelle Struktur ihres Energiesystems, die verfügbaren Optionen und die am besten geeigneten Maßnahmenbündel zur Erreichung ihrer Ziele verschaffen können.

Die Zielgruppe des Modells sind Planer, die Energiekonzepte für Städte und Kommunen entwickeln. Dies können u. a. kommunale Energiemanager, Stadtwerke oder von der Kommune beauftragte Planungsbüros sein. Das Werkzeug soll einerseits intuitiv zu bedienen sein, andererseits sollte es aber auch nur von Experten mit Kenntnissen in der Bilanzierung und Modellierung von Energiesystemen genutzt werden, da sowohl die Durchführung der Analysen als auch die Interpretation der Modellergebnisse entsprechende Fachkenntnisse voraussetzt. Kenntnisse über die lokalen Gegebenheiten und ggfs. über die Einstellung und Motivation der Bürger vor Ort können ebenfalls hilfreich sein.

Bei den Untersuchungen soll stets das gesamte administrative Stadtgebiet, d. h. sowohl die besiedelte Fläche als auch das Umland, welches häufig durch Wald-, Wiesen-, oder Ackerflächen geprägt ist, betrachtet werden. Daher werden auch Technologien wie Windkraft, die üblicherweise nicht mit dem Begriff „Stadt“ in Verbindung gebracht werden, in den Analysen berücksichtigt.

Im Vergleich zu bestehenden Ansätzen steht bei der vorliegenden Arbeit die Übertragbarkeit der Methodik im Vordergrund. Um diese zu gewährleisten muss das Modell verschiedene Methoden zur Bestimmung sämtlicher relevanter Daten, die das bestehende und zukünftige Energiesystem einer Gemeinde charakterisieren, zur Verfügung stellen. Dies gelingt durch die Verwendung frei verfügbarer Daten („Open Data“) sowie durch die Implementierung neuer Methoden, die auf Basis dieser Daten Erkenntnisse ermöglichen, die zuvor nicht oder nur unter erheblichem finanziellen oder zeitlichen Aufwand verfügbar waren.

Die Schwerpunkte der Arbeit liegen daher auf der Entwicklung von Methoden zur Charakterisierung der Energienachfragestruktur und der Bestimmung der lokalen Potenziale und zugehörigen Kosten für erneuerbare Energien in einer Gemeinde, sowie Methoden zur Bestimmung der optimalen Investitionen in Energieumwandlungstechnologien im Bereich der privaten Haushalte und Wohngebäude. Die Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), sowie Verkehr, werden ebenso wie Strom-, Gas- und Fernwärmenetze, v. a. aufgrund des Mangels verfügbarer Daten nur rudimentär abgebildet. Bei der Implementierung des Modells kommen im Wesentlichen die Programmiersprachen Java und GAMS, sowie verschiedene Methoden, u. a. aus den Bereichen der Geoinformatik, der Strahlungssimulation, der Betriebswirtschaftslehre, des maschinellen Lernens, sowie der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung zum Einsatz.

Abb. 1 veranschaulicht den schematischen Aufbau der vorliegenden Arbeit. Im Anschluss an diese Einleitung werden in Kapitel 2 zunächst die energiepolitischen Rahmenbedingungen, der Stand der Forschung, sowie einige methodische Grundlagen dargestellt. Auf dieser Basis werden die Anforderungen skizziert, die ein Modell zur Analyse und Optimierung

urbaner Energiesysteme erfüllen sollte. Um diese Anforderungen adäquat erfüllen zu können, wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit das **RE³ASON (Renewable Energy and Energy Efficiency Analysis and System OptimizatioN)** Modell entwickelt. Das Modell besteht aus zwei Teilen: der erste Modellteil stellt übertragbare Methoden zur Analyse urbaner Energiesysteme bereit. Diese lassen sich unterteilen in Methoden zur Charakterisierung der Nachfragestruktur, welche in Kapitel 3 vorgestellt werden, und Methoden zur Bestimmung der Kosten und Potenziale für erneuerbare Energien (Kapitel 4). Der zweite Modellteil nutzt diese Methoden und die damit ermittelten Daten zur techno-ökonomischen Optimierung des städtischen Energiesystems, welche in Kapitel 5 beschrieben wird. Beispielhafte Ergebnisse aus der Anwendung beider Modellteile werden in Kapitel 6 vorgestellt. In Kapitel 7 werden schließlich die Ergebnisse analysiert, die verwendeten Methoden kritisch hinterfragt, sowie weiterer Forschungsbedarf identifiziert, bevor Kapitel 8 die Arbeit in verkürzter Form zusammenfasst.

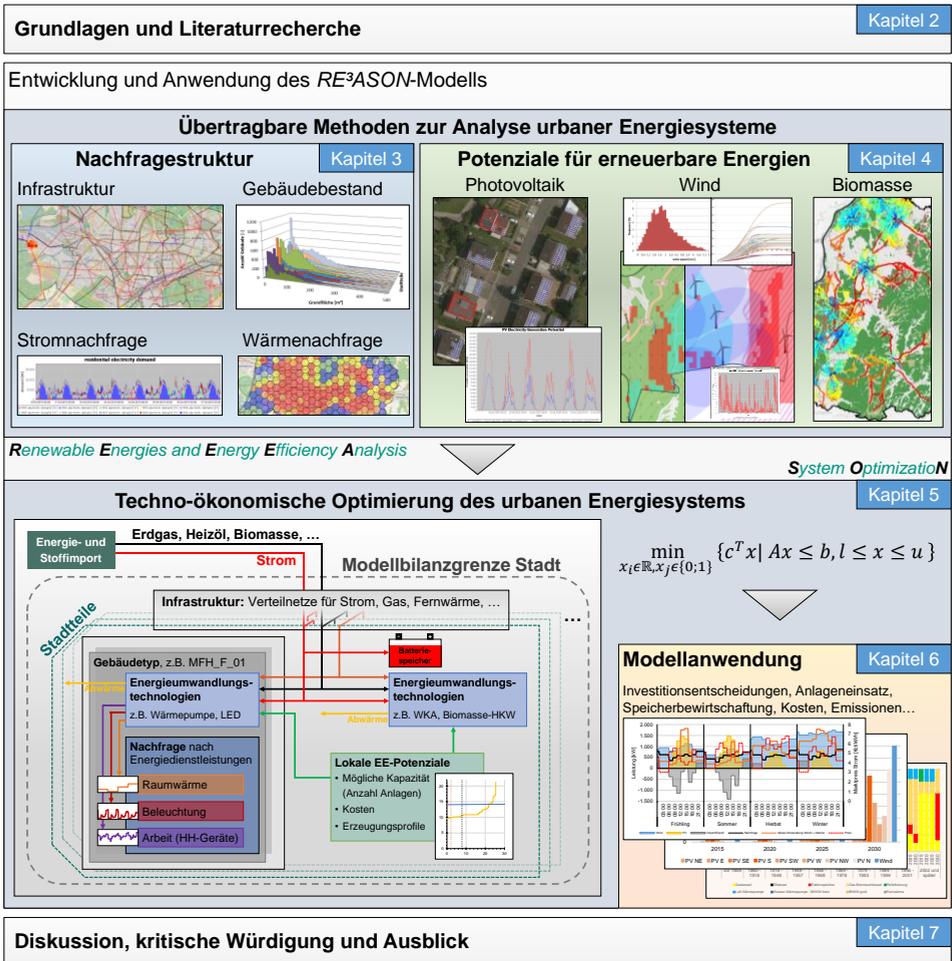


Abb. 1: Schematischer Aufbau der Arbeit.

2 Grundlagen der Energiesystemanalyse im urbanen Kontext

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Grundlagen und Ziele der Energiesystemanalyse, mit einem speziellen Fokus auf dem urbanen Kontext. Dabei wird zunächst auf die energiepolitischen Rahmenbedingungen (Abschnitt 2.1) sowie auf kommunale Klimaschutzinitiativen (2.2) eingegangen. Anschließend wird der aktuelle Stand der Forschung bei der Modellierung urbaner Energiesysteme vorgestellt (2.3) und daraufhin die Lücken identifiziert, die in der bisherigen Forschung noch nicht abgedeckt wurden (2.4). Zuletzt werden einige methodische Grundlagen behandelt, auf die im Laufe der weiteren Arbeit Bezug genommen wird (2.5).

2.1 Energiepolitische Rahmenbedingungen

Mit Beginn der Industrialisierung konnte im vergangenen Jahrhundert ein Anstieg der Durchschnittstemperaturen der erdnahen Atmosphäre und der Meere beobachtet werden, der wesentlich schneller verläuft als alle bisher bekannten Erwärmungsphasen der Erdgeschichte. Als wichtigster Faktor für diese Erwärmung gilt das gesteigerte Rückhaltevermögen der Troposphäre für infrarote Wärmestrahlung in Folge eines durch menschliche Aktivitäten verursachten Anstiegs der Konzentration von Treibhausgasen, insb. Kohlenstoffdioxid (CO₂), in der Erdatmosphäre (IPCC 2015). Abb. 2 stellt diese Entwicklung grafisch dar.

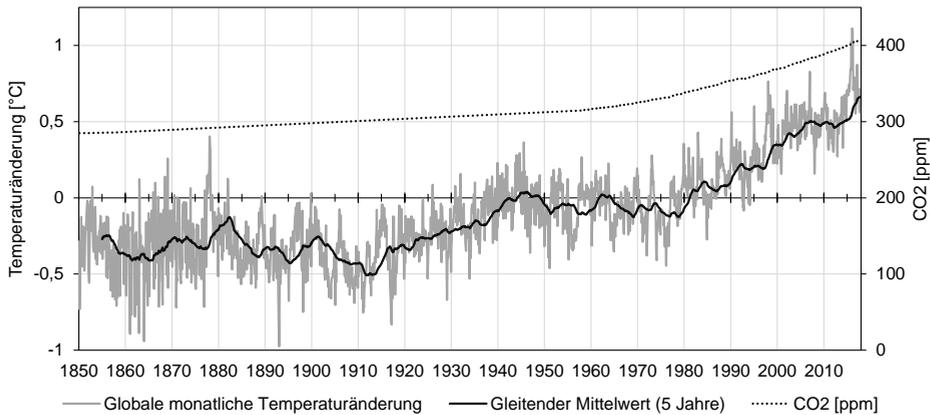


Abb. 2: Veränderung der globalen Temperaturen (grau, relativ zum Zeitraum 1961-1990) und des CO₂-Gehalts in der Atmosphäre (gepunktet, Sekundärachse). Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Met Office (2017), NOAA/ESRL (2017), und NOAA/NGDC (2001).

Zu den Folgen dieser globalen Erwärmung, häufig als „Klimawandel“ bezeichnet, gehören Gletscherschmelzen, ein Anstieg der Meeresspiegel sowie häufigere Wetterextreme wie Dürren, Überschwemmungen und Stürme. Vor diesem Hintergrund werden vielfältige und weitreichende ökologische, politische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Auswirkungen erwartet und teilweise bereits beobachtet (IPCC 2015). Ein wesentliches Ziel der internationalen Bemühungen zum Klimaschutz ist es daher, die Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre auf einem Niveau zu stabilisieren, auf dem eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert wird (UNFCCC 1992, Artikel 2). So hat sich die Weltgemeinschaft mit dem Übereinkommen von Paris (UNFCCC 2015) völkerrechtlich verbindlich zu dem Ziel bekannt, die globale Erwärmung auf deutlich unter 2°C gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen. Darüber hinaus sollen Anstrengungen unternommen werden, den Temperaturanstieg auf 1,5°C zu begrenzen (derzeit ca. 0,7°C, vgl. Abb. 2).

Durch die Ziele dieses Übereinkommens ergeben sich Obergrenzen für CO₂-Emissionen, die maximal noch freigesetzt werden dürfen (Schellnhuber et al. 2016). Ein hieraus abgeleiteter Fahrplan (Rockström et al. 2017) impliziert, dass die weltweiten Treibhausgasemissionen spätestens 2020 ihren Höhepunkt mit ca. 40 GtCO₂/a erreichen und anschließend in jedem Jahrzehnt halbiert werden müssen. Da der Energiesektor als wesentlicher Verursacher von Treibhausgasemissionen gilt, wird nach diesem Fahrplan vor allem eine Dekarbonisierung der Energieversorgung gefordert. Der Anteil der CO₂-freien Energiequellen muss demnach alle fünf bis sieben Jahre verdoppelt werden.

Das europäische Rahmenwerk für den Klimaschutz sieht mehrere Zwischenschritte vor, die das Erreichen der Klimaziele sicherstellen sollen. Im Klima- und Energiepaket 2020

(European Commission 2010) hat sich die Europäische Union (EU) zu den so genannten „20-20-20-Zielen“ verpflichtet. Diese besagen, bis zum Jahr 2020 die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um mindestens 20% zu reduzieren, den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergiebedarf der EU auf 20% zu erhöhen sowie durch verstärkte Energieeffizienz 20% des Energieverbrauchs einzusparen. Als Nachfolge dieser Ziele haben die EU-Mitgliedsstaaten den Rahmen für die Energie- und Klimapolitik bis 2030 beschlossen (European Commission 2014). Demnach sollen die Treibhausgasemissionen von 1990 bis 2030 um mindestens 40% gesenkt werden, der Anteil erneuerbarer Energien auf mindestens 27% steigen, sowie der Energieverbrauch um 27% gesenkt werden.

Die wesentlichen Klimaschutzinstrumente der EU zur Erreichung dieser Ziele sind der *EU-Emissionshandel* (*Emissions Trading System*, kurz *EU-ETS*) und die sogenannte *Lastenteilungsentscheidung* (*Effort-Sharing-Decision*, kurz *ESD*) (European Commission 2009). Während der Emissionshandel Anwendung auf große Treibhausgas-Emittenten in den Sektoren Energie, Industrie und im Luftverkehr findet, legt die Lastenteilungsentscheidung Ziele für die nicht im Emissionshandel erfassten Sektoren, wie z. B. Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft, fest. Die geforderten Emissionsminderungen in diesen Sektoren werden dabei auf Basis der pro-Kopf-Wirtschaftsleistung auf die EU-Mitgliedsstaaten aufgeteilt. Von Deutschland wird bspw. eine Minderung um 14% von 2005 bis 2020 und vsl. 38% bis 2030 gefordert (vgl. European Commission 2016). Weitere Instrumente der EU umfassen bspw. die *Erneuerbare-Energien-Richtlinie*, die den Mindestanteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch für alle Mitgliedsstaaten vorgibt. Die *Energieeffizienz-Richtlinie* (*Energy Efficiency Directive*, *EED*) fordert von den Mitgliedsstaaten ein nationales Ziel und einen Aktionsplan für die Steigerung der Energieeffizienz. Nach der *Gebäudeeffizienz-Richtlinie* (*Energy Performance of Buildings Directive*, *EPBD*) müssen zudem alle neuen Gebäude in der EU ab 2021 dem Niedrigenergiegebäudestandard entsprechen (BMUB 2017).

Mit diesen Instrumenten ist Europa ein globaler Vorreiter beim Klimaschutz. In der Praxis ist es dennoch unwahrscheinlich, dass die bestehenden Regularien ausreichend sind, um den Zielen des Pariser Übereinkommens gerecht zu werden, wobei die größte Herausforderung in den nicht durch den Emissionshandel abgedeckten Sektoren, wie z. B. im Gebäudebereich, besteht (Victor et al. 2017). Zur Bewältigung dieser Herausforderung sind daher Maßnahmen auf niedrigeren administrativen Ebenen notwendig.

Deutschland trägt als eines der fortschrittlichsten Industrieländer und wirtschaftlich stärkster Mitgliedsstaat der Europäischen Union eine besondere Verantwortung beim Klimaschutz. Bereits 2010 hat die Bundesregierung in ihrem *Energiekonzept* als Langfristziel die Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80% bis 95% im Vergleich zu 1990 beschlossen (Bundesregierung 2010). Für das Erreichen der nationalen Klimaschutzziele

im Einklang mit dem Pariser Übereinkommen hat das Bundeskabinett 2016 den *Klimaschutzplan 2050* beschlossen. Dieser formuliert als Zwischenziel für 2030 insgesamt eine Emissionsminderung um mindestens 55%. Erstmals wird dieses Zwischenziel zudem auch auf die einzelnen Sektoren Energiewirtschaft (62%), Gebäude (67%), Verkehr (42%), Industrie (51%), Landwirtschaft (34%) und Sonstige (87%) heruntergebrochen (BMUB 2016). In Anbetracht der bisher erzielten Emissionsminderungen und unter Berücksichtigung der Tatsache, dass weitere Effizienzsteigerungen üblicherweise immer größere Anstrengungen erfordern, scheinen diese Ziele sehr ambitioniert zu sein. Abb. 3 veranschaulicht die bisher erzielten Emissionsminderungen von 1990 bis 2014 sowie die Ziele für 2030 und 2050.

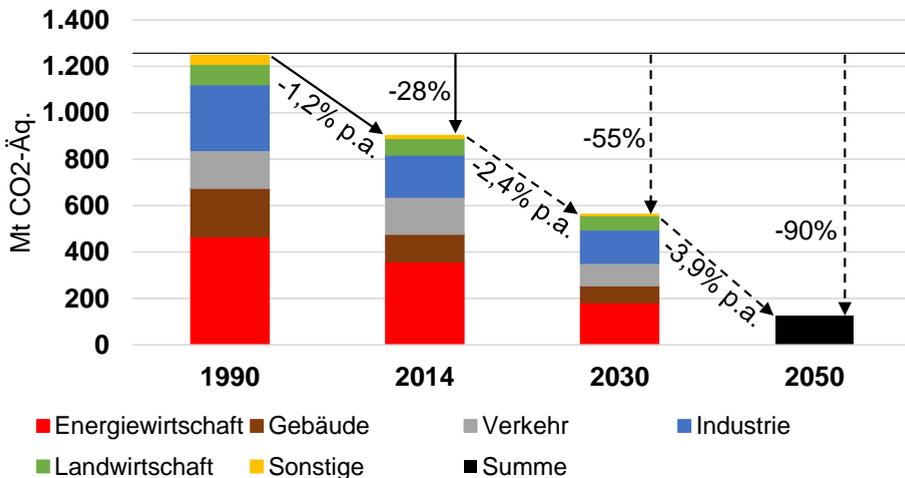


Abb. 3: Bisher erzielte CO₂-Emissionsminderungen von 1990 bis 2014, sowie Ziele der Bundesrepublik Deutschland für 2030 und 2050. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BMUB (2016).

Das Maßnahmenpaket der deutschen Bundesregierung zur Umsetzung dieser Ziele umfasst eine Reihe von Gesetzen und Förderungsmaßnahmen, allen voran das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (kurz Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG). Dieses fördert die Weiterentwicklung von Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EEG 2017). Ursprünglich sah das EEG lediglich die bevorzugte Netzeinspeisung sowie feste Vergütungen vor, die für erneuerbar erzeugten Strom bezahlt werden und die sich je nach Technologie und Größenklasse der Anlage unterscheiden. Die Kosten für diese Zahlungen werden in Form der EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Unter anderem um die Belastung der Stromverbraucher durch die EEG-Umlage zu begrenzen und mehr Marktneue herbeizuführen, wurde das EEG seit seiner Einführung im Jahr 2000

mehrfach novelliert (EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, Photovoltaik-Novelle 2012, EEG 2014, EEG 2017). Die wesentlichen Änderungen dabei betreffen

- stetige Anpassungen der Vergütungssätze,
- die Ermöglichung der Steuerung, insb. zur Abregelung von Anlagen durch die Netzbetreiber zur Vermeidung von Netzengpässen (EEG 2009),
- eine stärkere Marktintegration durch Flexibilitätsprämien (EEG 2012) und optionale (EEG 2012), später für größere Anlagen auch verpflichtende (EEG 2014) Direktvermarktung des erneuerbar erzeugten Stroms,
- die Festlegung von Ausbaukorridoren und damit von Obergrenzen für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2014), während zuvor lediglich Mindestziele vorgegeben wurden,
- die Einführung einer Abgabe auf den Eigenverbrauch (EEG 2014),
- sowie die Projektvergabe und Ermittlung der Förderhöhen durch wettbewerbliche Ausschreibungen für alle Anlagen mit einer Leistung von über 750 kW, bzw. 150 kW bei Biomasse (EEG 2017, vgl. auch Endell und Quentin 2017).

Die durch das EEG gegebenen Investitionsanreize haben es ermöglicht, die räumlich verteilten Potenziale für erneuerbare Energien nutzbar zu machen und zu einem beträchtlichen Ausbau der installierten Leistung von Wind, PV und Biomasse geführt. Damit ist es gelungen, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 6% im Jahr 2000 auf 32% in 2016 zu steigern (vgl. Abb. 4, BMWi 2017).

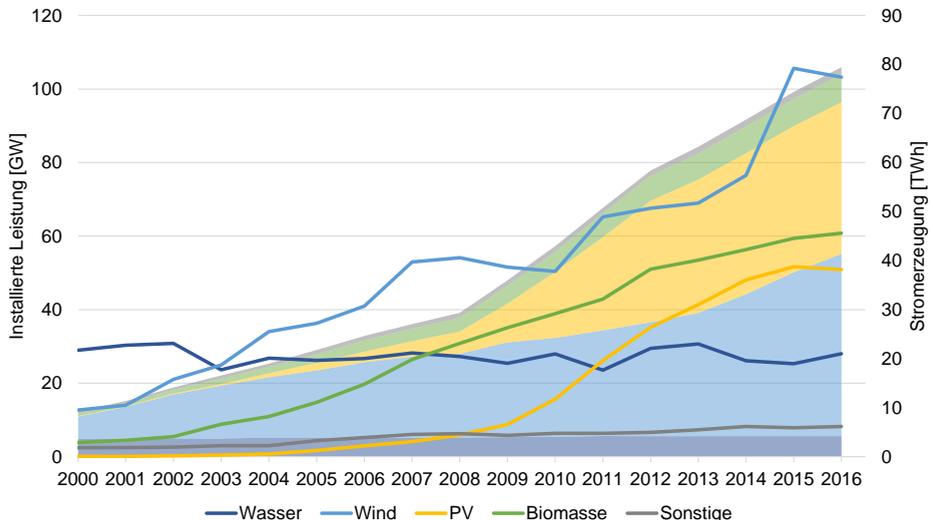


Abb. 4: Entwicklung der installierten Leistung (Flächen) und der Stromerzeugung (Linien) aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BMWi (2017).

Mit dem weltweit gestiegenen Absatz von EE-Anlagen und den damit verbundenen Lern- und Skaleneffekten konnten die Stromgestehungskosten deutlich reduziert werden. Abb. 5 veranschaulicht diese Entwicklung: Während z. B. im Jahr 2005 noch Fördersatz von über 50 €/kWh für die Stromerzeugung aus PV bezahlt wurden, sind seitdem die Fördersätze in den verschiedenen Novellierungen des EEG kontinuierlich gesunken. Die aktuellen Ausschreibungen der Bundesnetzagentur haben mittlere Zuschlagswerte von 4,91 €/kWh für PV und 3,82 €/kWh für Onshore-Windkraftanlagen erzielt (BNetzA 2017c). Damit liegen die Kosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien inzwischen deutlich unterhalb der Strompreise für private Haushalte und Industriekunden und annähernd gleichauf mit den Grenzkosten fossiler Kraftwerke, die sich in den Preisen an der Stromhandelsbörse EEX widerspiegeln (derzeit ca. 3 €/kWh, vgl. Abb. 5).

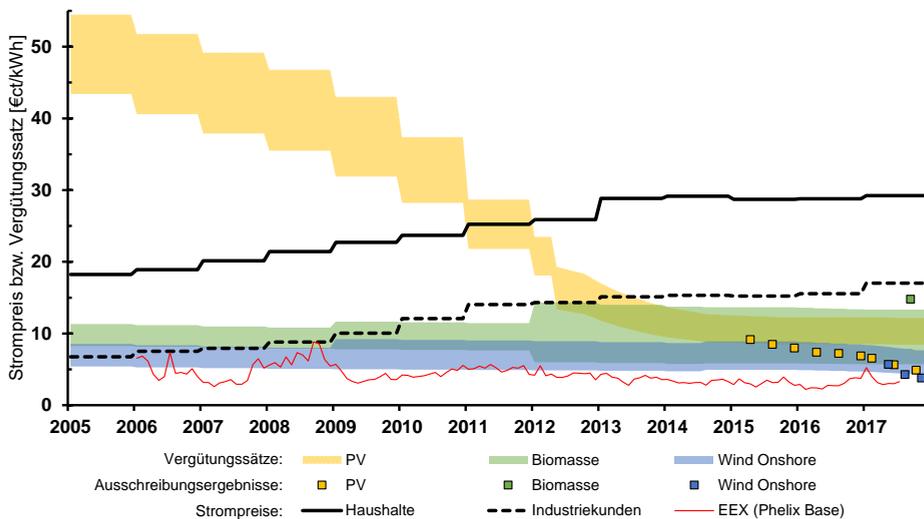


Abb. 5: Historische Entwicklung der Strompreise in Deutschland sowie Bandbreite der Vergütungssätze für erneuerbare Energien. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BNetzA (2017b, 2017c, 2017e), BMWi (2017), BDEW (2017).

Mit der Dekarbonisierung des Energiesystems lässt sich auch eine zunehmende Dezentralisierung beobachten: während zuvor die Stromversorgung fast ausschließlich über fossile Großkraftwerke erfolgte, deren Strom über das Höchstspannungsnetz zu den Verbrauchern transportiert wurde, stammt inzwischen ein bedeutender Anteil des Stromverbrauchs aus einer Vielzahl (inzwischen über 1,6 Mio., vgl. BNetzA 2017d) teils kleiner Energieanlagen, die sich nahe bei den Verbrauchern befinden. Dies bietet einerseits Chancen, z. B. im Bereich der Sektorkopplung, da bspw. Synergieeffekte in den Sektoren Strom und Wärme entstehen können. So kann erneuerbar erzeugter Strom direkt für die Wärmeerzeugung vor Ort genutzt werden, durch die Kraft-Wärme-Kopplung können Strom und Wärme auch

gemeinsam direkt am Ort des Letztverbrauchers erzeugt werden. Andererseits birgt die Dezentralisierung auch Risiken, da die dezentral erzeugte Energie nicht immer vor Ort genutzt werden kann und die daraus resultierenden Fluktuationen der Netzeinspeisung die Versorgungssicherheit gefährden können (vgl. McKenna 2018). Bei der Bewertung von Stromgestehungskosten sollte daher stets auch berücksichtigt werden, dass bei der Integration der erneuerbaren Energien in das Energiesystem weitere Kosten, z. B. für den Netzausbau, den Aufbau von Speicherkapazitäten, oder Maßnahmen zur Nachfragesteuerung entstehen können (Acatech 2016). Eine sorgfältige Planung und die Berücksichtigung des Gesamtsystems ist bei der Entwicklung der zukünftigen Energiesysteme daher unerlässlich.

Zusätzlich zum EEG hat der Gesetzgeber eine Reihe weiterer energiepolitischer Maßnahmen erlassen, die hier nicht in aller Vollständigkeit erläutert werden sollen – für weiterführende Informationen sei z. B. auf die Monitoring-Berichte „Energie der Zukunft“ (BMWi 2016b) oder auf Schlomann et al. (2015) verwiesen. Viele dieser Maßnahmen zielen neben der Förderung erneuerbarer Energien auf die Verbesserung der Energieeffizienz als zweite wesentliche Säule der Energiewende ab. Mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE, vgl. BMWi 2014c) und dem Nationalen Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP, als Umsetzung der EED, vgl. BMWi 2014a) beschreibt und dokumentiert die Bundesregierung ihre Energieeffizienzstrategie. Diese umfasst u. a. folgende Maßnahmen:

- Die Energieeinsparverordnung (EnEV 2015, als Umsetzung der EPBD) löste seit 2002 die Wärmeschutzverordnung (WSVO) ab und schreibt bautechnische Mindestanforderungen zum Energiebedarf von Wohn-, Büro-, und Betriebsgebäuden vor.
- Die Förderprogramme *Energieeffizient Bauen* und *Energieeffizient Sanieren* der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) fördern den Erwerb oder Bau von energieeffizienten Gebäuden, bzw. die energetische Sanierung von Bestandsgebäuden. Die Kreditvergabekriterien der KfW sind inzwischen zudem anerkannte Energiestandards für Gebäude, die über die Mindestanforderungen der EnEV hinausgehen. Ein „KfW-Effizienzhaus 70“ darf beispielsweise höchstens 70% des Primärenergiebedarfs eines Gebäudes mit Referenzwerten der EnEV benötigen (KfW 2017).
- Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG 2009) verpflichtet Eigentümer neu errichteter Gebäude, den Wärmebedarf für diese Gebäude anteilig mit erneuerbaren Energien zu decken.
- Das Marktanzreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (MAP) fördert Privatpersonen, Unternehmen und Kommunen bei der Investition in Heizungen, die erneuerbare Energien wie Sonne, Biomasse oder Erdwärme nutzen (BAFA 2017).

- Das Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG 2017) soll bis zum Jahr 2025 die Nettostromerzeugung aus Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung auf 120 TWh/a erhöhen. Zu diesem Zweck legt das Gesetz Vergütungszahlungen für Strom aus diesen Anlagen, sowie für den Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen sowie -speichern fest.
- Die kommunale Energieberatung und die Bildung von Energieeffizienznetzwerken werden mit der „Richtlinie zur Förderung von Energieeffizienz- und Ressourceneffizienz-Netzwerken von Kommunen“ (BAFA 2016) gefördert.

Mit der WSVO und später der EnEV wurden die Anforderungen an den Wärmedurchgangskoeffizienten der Gebäudehüllen schrittweise verschärft. Zusammen mit den weiteren genannten Effizienzmaßnahmen konnte auf Basis von Erkenntnissen aus der Forschung der Primärenergiebedarf neuer Wohngebäude in Deutschland stetig verbessert werden, so dass die Baupraxis sich im Laufe der Jahre deutlich verbessert hat (Erhorn-Kluttig et al. 2014, vgl. Abb. 6). Vor dem Hintergrund der langen Nutzungsdauern von Heizungsanlagen (15 bis 20 Jahre) und Gebäuden (ca. 50 Jahre, vgl. Richtlinie VDI 2067, Blatt 1) sind diese Verbesserungen besonders wichtig, da schon heute die Weichen für die Gestaltung des Energiesystems im Jahr 2050 und danach gestellt werden.

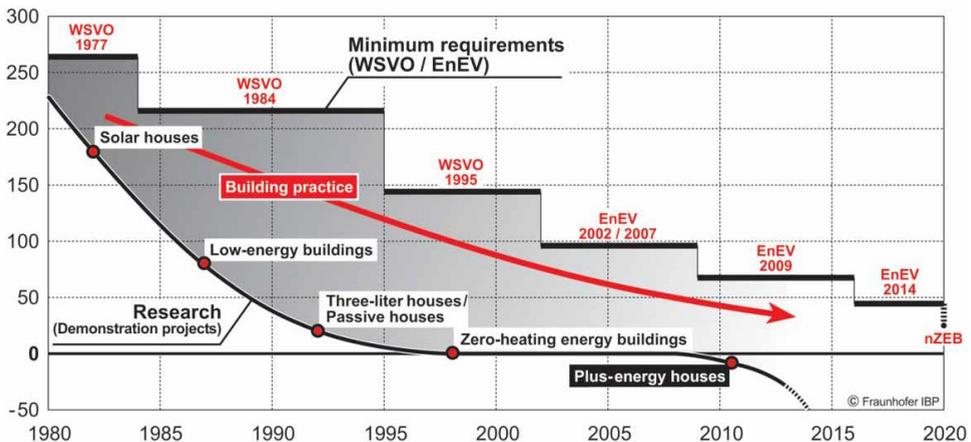


Abb. 6: Historische Entwicklung des Primärenergiebedarfs für die Beheizung von Doppelhaushälften ($\text{kWh/m}^2\text{a}$) in Deutschland, wobei die obere gestufte Linie die gesetzlichen Mindestanforderungen und die untere Linie Pilotprojekte in der Forschung darstellt. Quelle: Erhorn-Kluttig et al. (2014).

Wie die Altersverteilung des deutschen Wohngebäudebestandes (Abb. 7, BMWi 2014b) zeigt, ist ein Großteil der Gebäude heute jedoch älter als 40 Jahre und damit weit von den

Mindestanforderungen der EnEV entfernt. Durch energetische Sanierungsmaßnahmen könnten diese Gebäude dem Stand der aktuellen Baupraxis angepasst werden.

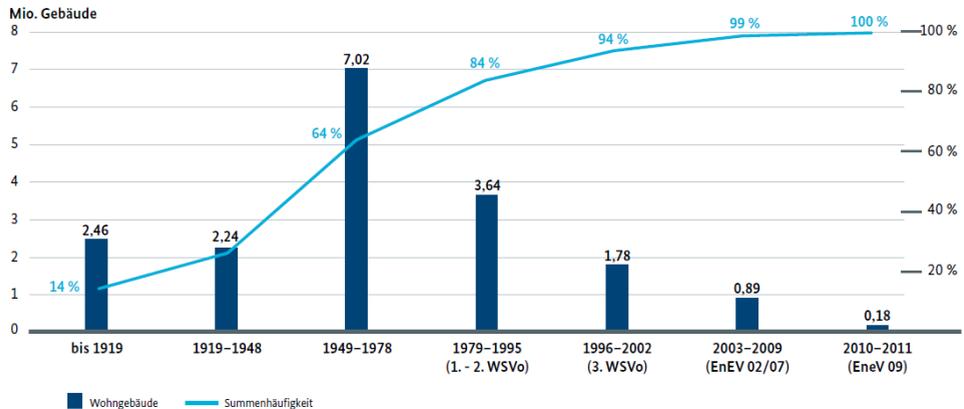


Abb. 7: Altersverteilung des deutschen Wohngebäudebestands. Quelle: BMWi (2014b).

Die aktuelle Sanierungsquote von jährlich weniger als 1% (BBSR 2016) zeigt jedoch, dass die oben beschriebenen Fördermaßnahmen bei den Eigentümern von Bestandsgebäuden bisher kaum Wirkung zeigen und hier großer Nachholbedarf besteht. Um das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes im Jahr 2050 zu erreichen, muss bis dahin eine große Anzahl der heutigen Bestandsgebäude energetisch saniert werden.

Im Rahmen von Forschungsprojekten konnte bereits gezeigt werden, dass die Ansprache privater Gebäudeeigentümer besser auf der lokalen Ebene gelingt (Beutel 2015). Städte und Kommunen haben aufgrund ihres regionalen Bezugs einen besseren Kontakt zur Bevölkerung und können finanzielle Anreize durch Aufklärung, Informationsveranstaltungen und Aktivierung von Multiplikatoren ergänzen und so Einfluss auf private Investitionsentscheidungen nehmen (vgl. Bruns 2015, Alcántara und Wassermann 2015). Wie der folgende Abschnitt zeigt, ist auf der kommunalen Ebene auch eine deutliche Bereitschaft zur Verbesserung der Nachhaltigkeit in der Energieversorgung erkennbar.

2.2 Kommunale Klimaschutzinitiativen

Neben den Bestrebungen auf globaler, europäischer und nationaler Ebene (vgl. Abschnitt 2.1) gibt es auch vielfältige Initiativen, die sich für Klimaschutz und Nachhaltigkeit auf regionaler und kommunaler Ebene einsetzen.

Die Datenbank „Non-State Actor Zone for Climate Action“ (NAZCA) der Vereinten Nationen³ verzeichnet über 2.500 Städte, die sich zu teils ambitionierten Nachhaltigkeitszielen bekennen und verpflichten, darunter auch große Städte wie Berlin (u. a. -40% CO₂ von 1990 bis 2020), London (-60% bis 2025), Paris (30% EE bis 2020), San Francisco (100% EE bis 2030) und Kopenhagen (100% EE bis 2025).

Der Konvent der Bürgermeister für Klima und Energie (engl. Covenant of Mayors for Climate & Energy)⁴ ist ein Zusammenschluss von Städten, die sich freiwillig zu Nachhaltigkeitszielen verpflichten. Durch Steigerung der Energieeffizienz und Nutzung lokaler erneuerbarer Energien wollen diese Städte die europäischen Ziele zur CO₂-Minderung um 20% bis 2020 auf regionaler Ebene erreichen und mit mindestens 40% bis 2030 sogar übertreffen. Durch die Unterzeichnung des Konvents haben sich bereits 7.755 Gemeinden mit über 250 Mio. Bürgern, davon 198 Mio., bzw. 38% der Bevölkerung, in den EU-28 Mitgliedsstaaten (Stand Mai 2018, vgl. Abb. 8) dazu verpflichtet, eine CO₂-Bilanz zu erstellen, einen Aktionsplan für nachhaltige Energie zu erarbeiten, sowie alle zwei Jahre über die Fortschritte bei der Umsetzung zu berichten (vgl. Kona et al. 2017).

³ <http://climateaction.unfccc.int/cities>

⁴ <http://www.covenantofmayors.eu>

(mindestens 50% Zielerreichung) oder dem European Energy Award Gold (mindestens 75% Zielerreichung) ausgezeichnet werden.

Weitere Initiativen speziell im deutschsprachigen Raum zielen neben dem Klimaschutz zudem auf das Ziel der *regionalen Energieautarkie* (meist jedoch im Sinne der bilanziellen Autarkie, vgl. McKenna et al. 2014b) ab. So gibt es in Deutschland derzeit 142 „Bioenergie-dörfer“⁵, welche mindestens 50% ihres Strom- und Wärmebedarfs aus regional erzeugter Bioenergie decken. Das Projekt „100 % Erneuerbare-Energie-Regionen“⁶ hat zum Ziel, Regionen, Kommunen und Städte zu vernetzen und sie bei ihrem Umstieg auf die vollständige Umstellung ihrer Energieversorgung auf erneuerbare Energien zu begleiten. Derzeit gibt es über 150 Landkreise, Gemeinden, Regionalverbände und Städte in Deutschland, die dieses Ziel verfolgen. Die österreichische Initiative „klima:aktiv“⁷ verfolgt ebenfalls das Ziel der Energieautarkie und unterscheidet beim Monitoring zwischen Gemeinden, die „gut“, bzw. „sehr gut auf dem Weg“ sind und berücksichtigt dabei die bisher umgesetzten Energieeffizienzmaßnahmen sowie die erreichte Autarkie in den Bereichen Raumwärme, Strom und Mobilität. Das Projekt der „Energie-Regionen“⁸ in der Schweiz unterstützt die teilnehmenden Gemeinden bei der Erstellung einer Energiebilanz und bei der Realisierung von Energieeffizienzmaßnahmen und erneuerbaren Energien auf regionaler Ebene. Abb. 9 zeigt die räumliche Verteilung der verschiedenen Gemeinden und Regionen, die in den genannten Initiativen engagiert sind (McKenna et al. 2014b).

⁵ <https://bioenergiesiedorf.fnr.de/>

⁶ <http://www.100-ee.de/>

⁷ <http://www.klimaaktiv.at/>

⁸ www.energie-region.ch

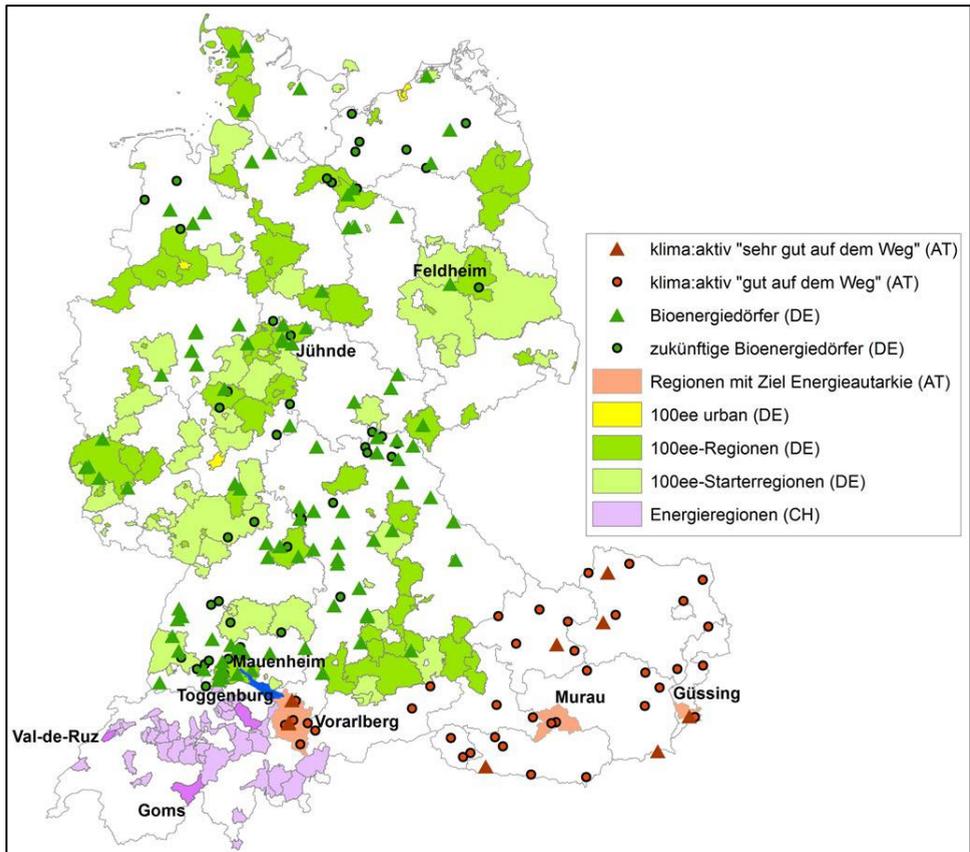


Abb. 9: Ausgewählte Energieautarkieinitiativen im deutschsprachigen Raum. Quelle: McKenna et al. (2014b).

Durch die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Deutschland (vgl. Abschnitt 2.1) wurden Investitionen in erneuerbare Energien besser planbar, weshalb sich zunehmend auch risikoaverse private Investoren am Markt beteiligen konnten. Während kleinere Projekte wie Photovoltaik-Aufdachanlagen meist von einzelnen Investoren finanziert werden, konnte in den letzten Jahren ein Trend zur gemeinschaftlichen Finanzierung größerer Projekte, wie bspw. Windkraftanlagen oder großer PV-Projekte, durch eine Vielzahl privater Investoren beobachtet werden. Diese Zusammenschlüsse, häufig als Bürgerenergiegesellschaften oder Energiegenossenschaften bezeichnet, setzen sich üblicherweise aus regionalen Akteuren zusammen, die neben den finanziellen Interessen häufig auch Motive wie regionale Wertschöpfung, Nachhaltigkeit, oder aktive Gestaltung der Transformation des Energiesystems verfolgen. Zum Stand Ende 2016 gab es 1.747 Bürgerenergiegesellschaften in Deutschland. Ein Großteil davon betreibt eigene Wind- (43,2%) oder PV-Anlagen (42,6%). Die Tätigkeitsfelder beschränken sich jedoch nicht auf den Betrieb von Anlagen zur Energieproduktion, es gibt auch eine Vielzahl von Gesellschaften, die eigene

Strom- und/oder Wärmenetze betreiben oder bspw. im Energiehandel tätig sind (Kahla et al. 2017).

Im Juni 2017 hat die Regierung der USA unter Präsident Donald Trump angekündigt, das Pariser Klimaabkommen zu verlassen. Als Reaktion darauf haben eine Vielzahl einzelner Staaten, Städte und Unternehmen, die zusammengenommen mehr als die Hälfte der amerikanischen Wirtschaft repräsentieren, angekündigt, diese Lücke zu schließen (Tabuchi und Fountain 2017). Die Initiative „We Are Still In“⁹ setzt sich bspw. aus Führern der amerikanischen Wirtschaft, Bildung und Lokalpolitik zusammen und repräsentiert ca. 40% der amerikanischen Bevölkerung. Die „U.S. Climate Alliance“¹⁰ ist ein Zusammenschluss von 14 US-amerikanischen Bundesstaaten, die 36% der Bevölkerung repräsentieren und sich verpflichten, ihren Anteil des Pariser Klimaabkommens zu erfüllen. Die „U.S. Climate Mayors“¹¹ sind 383 US-amerikanische Städte (23% der Bevölkerung), die sich ebenfalls zu diesem Abkommen bekannt haben. Etwa die Hälfte dieser Städte befinden sich dabei nicht in den Staaten der „U.S. Climate Alliance“. Zu den freiwilligen Verpflichtungen dieser nichtstaatlichen Akteure gehören eine Minderung der Treibhausgasemissionen von 2005 bis 2025 um mindestens 26%, sowie verschiedene Ziele bezüglich nachhaltiger Mobilitätskonzepte, Gebäudeeffizienz und erneuerbarer Energien (Bloomberg Philanthropies 2017).

Die aufgeführten Beispiele zeigen, dass viele Städte, Gemeinden und lokale Akteure großes Interesse an Klimaschutz und Nachhaltigkeit haben. Die Einhaltung des Pariser Abkommens erfordert jedoch, dass bis 2020 *alle* Städte in den Industriestaaten Strategien zur Dekarbonisierung erarbeitet haben sollten (Rockström et al. 2017). Diese Forderung bedingt unter Anderem, dass eine große Anzahl an Städten und Gemeinden, die bis heute keine solchen Strategien erarbeitet haben, sich schnellstmöglich mit diesen Fragestellungen auseinandersetzen sollten. Insbesondere in kleineren Gemeinden sind einerseits große Potenziale für erneuerbare Energien vorhanden (vgl. Mainzer et al. 2014), gleichzeitig fehlt es jedoch meist sowohl an den erforderlichen Mitteln, als auch an der benötigten Expertise zur Erarbeitung schlüssiger Energiekonzepte. Diese sind daher auf Unterstützung angewiesen, die geeignete Energiesystemmodelle, wie im folgenden Abschnitt gezeigt, bereitstellen könnten.

⁹ www.wearestillin.com

¹⁰ www.usclimatealliance.org

¹¹ www.climatemayors.org

2.3 Modellierung urbaner Energiesysteme¹²

Keirstead (2013) definiert urbane Energiesysteme als „the combined processes of acquiring and using energy to satisfy the energy service demands of a given urban area“. Aus dieser Definition gehen drei wesentliche zu berücksichtigende Aspekte hervor:

- Bei der Energieversorgung kommen meist diverse Kombinationen von Prozessen bzw. Technologien zum Einsatz. Dies betrifft insbesondere die Nutzung dezentraler Technologien und die Kopplung der Strom- und Wärmesektoren. Dabei ergeben sich Möglichkeiten für Synergieeffekte, z. B. bei der Nutzung des dezentral erzeugten Stroms aus PV-Anlagen durch Wärmepumpen. Ebenso können jedoch auch Konkurrenzeffekte entstehen, bspw. wenn nach einer energetischen Gebäudesanierung die Erneuerung des Heizsystems nicht mehr wirtschaftlich darstellbar ist. Aus diesem Grund ist eine sorgfältige Planung der Investitionen erforderlich, die technische und ökonomische sowie räumliche und zeitliche Wechselwirkungen zwischen Technologien berücksichtigt. Zur Beherrschung der Komplexität dieser Fragestellungen sind Computermodelle der menschlichen Intuition überlegen.
- In Energiesystemen muss die Energiebilanz stets ausgeglichen sein, d. h. sowohl der Energiebedarf (welcher indirekt aus der Nachfrage nach Nutzenergie wie Licht oder Raumwärme entsteht) als auch die Versorgungsseite (in Städten historisch v. a. Import, inzwischen aber zunehmend auch dezentrale lokale Erzeugung, z. B. durch erneuerbare Energien) müssen berücksichtigt werden. Im Vergleich zu (inter-)nationalen Energiesystemmodellen nehmen bei der Modellierung urbaner Energiesysteme dezentrale angebots-, insbesondere aber auch nachfrageseitige Technologien eine größere Bedeutung ein und müssen entsprechend abgebildet werden.
- Für die Unterscheidung zwischen Import/Export und lokaler Erzeugung/lokalem Verbrauch ist es wichtig, die Systemgrenze zu definieren. Im Vergleich zu nationalen und internationalen Energiesystemmodellen ist der räumliche Umfang bei der Betrachtung urbaner Energiesystemmodelle deutlich kleiner. Aus diesem Grund kann die betrachtete Region bei vergleichbarem Komplexitätsgrad der Modelle mit einer deutlich höheren räumlichen Auflösung untersucht werden. Dies ist insbesondere zur korrekten Abbildung von Energieformen mit starkem räumlichen Bezug, wie z. B. Wärme, wichtig.

¹² Teile dieses Kapitels entstammen dem Schlussbericht des KIT zum Verbundprojekt „Wettbewerb Energieeffiziente Stadt“ (Rexroth et al. 2017).

Dieser Abschnitt diskutiert den Stand der Forschung bei der Modellierung urbaner Energiesysteme. Für eine detaillierte Darstellung der historischen Entwicklung im Feld der Energiesystemmodellierung auf (inter-)nationaler Ebene sei hier auf Bhattacharyya und Timilsina (2010) verwiesen. Aber auch das Feld der Modellierung urbaner Energiesysteme ist breit und umfangreiche Übersichten liefern z. B. Mendes et al. (2011), Manfren et al. (2011), Keirstead et al. (2012a), Mirakyan und Guio (2013) und Allegrini et al. (2015). Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt auf Betrachtungen zur optimalen Systemgestaltung, Möglichkeiten zur Steigerung der Energieeffizienz und Nutzung lokaler Potenziale für erneuerbare Energien, daher werden hier hauptsächlich Arbeiten aus diesen Bereichen diskutiert. Zudem haben die betrachteten Modelle gemeinsam, dass sie sowohl den Strom- als auch den Wärme- (und in einigen Fällen auch Kälte-) sektor betrachten und somit auch als Multi-Energie-Systeme bezeichnet werden können. Eine Übersicht der im folgenden diskutierten Arbeiten liefert Tabelle 1 (Seite 24). Die Arbeiten werden dabei anhand mehrerer Kriterien charakterisiert:

Zweck beschreibt den Grund für die Nutzung des Modells und unterscheidet zwischen Modellen zur Bestimmung der Energienachfrage und CO₂-Emissionen (N), der lokalen Potenziale für erneuerbare Energien (P), sowie zur Investitions- (I) und Einsatzplanung (E) von Technologien zur Energiewandlung.

Umfang beschreibt einerseits den Gegenstand, d. h. das räumliche Gebiet, in dem das jeweilige Modell angewendet wird. Dabei wird unterschieden zwischen Region (R), Stadt (S), Stadtteil (T) und Gebäude (G). Zudem wird der zeitliche Horizont der Modellierung in Tage (T), ein Jahr (J) und Jahrzehnte (Z) differenziert.

Methodik: Bilanzierungsmodelle (B) sind statische Berechnungsmethoden, die bspw. unter der Verwendung vielfältiger Eingabedaten Kennwerte berechnen, die entweder direkt zur Entscheidungsunterstützung oder als Indikatoren für weitere Berechnungen dienen können. Je nach Detaillierungsgrad, Bilanzierungsgegenstand und Zweck können diese Modelle relativ einfach (z. B. Berechnung eines Kennwertes) aber auch hochkomplex (z. B. komplette Lebenszyklusanalyse einer Technologie) sein. Simulationsmodelle verfügen über eine deskriptive, quantitative Beschreibung der Zusammenhänge innerhalb eines Systems. Simulationsmodelle können weiter unterschieden werden in agentenbasierte (ABS) und System Dynamics (SD) Modelle. Agentenbasierte Simulationsmodelle können als Bottom-Up Modelle auf mikroökonomischer Ebene Entscheidungsprozesse abbilden, die nicht notwendigerweise optimal oder rational sein müssen. Dabei wird versucht, das Verhalten der Akteure eines Systems möglichst detailgetreu abzubilden. Es wird kein Ziel vorgegeben, die Systementwicklung ergibt sich emergent aus der Interaktion der Akteure innerhalb des Systems. Üblicherweise werden dabei verschiedene Szenarien untersucht, die sich insbesondere in der Wahl der exogen vorgegebenen Rahmenbedingungen unterscheiden. Die Entscheidungsregeln für das Akteursverhalten stammen meist aus Beobachtungen

oder theoretischen Überlegungen. Bei System Dynamics Modellen stehen die Veränderung von Flüssen und Beständen sowie die Identifizierung von positiven oder negativen Rückkopplungseffekten und möglichen Gleichgewichtszuständen im Zentrum der Betrachtungen. Optimierungsmodelle (O) sind präskriptiv: unter Vorgabe einer Zielfunktion und mehrerer Nebenbedingungen wird ein Systemzustand vorgegeben, den es zu erreichen gilt. Anschließend wird mittels mathematischer Algorithmen unter allen möglichen Kombinationen der Entscheidungsvariablen derjenige Systemzustand, bzw. Entwicklungspfad ermittelt, der den bestmöglichen Zielfunktionswert ergibt und dabei gleichzeitig alle Nebenbedingungen erfüllt. Es wird dabei kein explizites Akteursverhalten modelliert, d. h. die Optimierung erfolgt je nach Wahl der Zielfunktion z. B. aus einer betriebs- oder volkswirtschaftlichen Gesamtsystemperspektive. Zu den Nebenbedingungen zählen üblicherweise modelltechnisch bedingte Zusammenhänge wie die Balance von Stromangebot und -nachfrage zu jedem Zeitpunkt, technische Restriktionen wie die Effizienz von Technologien, sowie nutzerseitig definierbare Vorgaben wie Obergrenzen für CO₂-Emissionen. In den meisten Fällen besteht die Zielfunktion bei optimierenden Energiesystemmodellen in der Minimierung aller auf das Basisjahr diskontierten, entscheidungsrelevanten Systemausgaben. Je nach Komplexität der mathematischen Gleichungen werden Optimierungsmodelle weiter unterschieden, u. a. in lineare (LP) und gemischt-ganzzahlig lineare (MILP) Probleme (vgl. Kapitel 2.5.2).

Technologien: Im Rahmen dieser Betrachtung werden Technologien zur dezentralen Strom- und Wärmeversorgung (D, z. B. Wärmepumpen), nachfrageseitige Technologien (T, z. B. Wärmedämmung oder Haushaltsgeräte), erneuerbare Energien (E, z. B. PV), sowie Strom-, Gas- und Wärmenetze (N) berücksichtigt.

Auflösung: Bei der räumlichen Auflösung wird zwischen Stadt (S), Stadtteil (T), Gebäude (G) und Gebäudezone (Z) unterschieden. Die zeitliche Auflösung differenziert zwischen Stunden (H), Jahreszeiten (JZ) und Zeitscheiben (ZS).

Tabelle 1: Vergleich ausgewählter Modelle zur Analyse urbaner Energiesysteme.

Bezeichnung	Zweck ¹				Umfang ²		Methodik ³	Technologien ⁴				Auflösung ⁵		Quelle
	N	P	I	E	R	Z		D	T	E	N	R	Z	
ECOSPEED Region	x				S	J	B	x		x		S	J	ECOSPEED AG 2018
Shimoda	x				S	J	ABS		x			G	ZS	Shimoda et al. 2004
UEFSDM	x				S	Z	SD					S	J	Fang et al. 2017
CitySim	x				S	J	B	x	x	x		Z	H	Walter und Kämpf 2015
SimStadt	x	x			S	J	B	x	x	x		G	ZS	Nouvel et al. 2015
SIREN				x	R	J	B			x		R	H	SEN 2016
IDEAS	x			x	T	T	B	x		x	x	G	H	Baetens et al. 2012
Energy Hub	x		x	x	S	J	O (MILP)			x		G	ZS	Mavromatidis et al. 2015
HIT			x	x	S	Z	O (MILP)	x			x	T	ZS	Jalil-Vega und Hawkes 2018
deeco				x	S	J	O (LP)	x				Z	H	Bruckner 1996
xeona			x		S	Z	ABS	x	x			Z	J	Wittmann 2008
FREM	x	x			S	J	B			x	x	G	J	Steinert 2015
KomMod			x	x	S	J	O (LP)	x	x	x	(x)	T/G	H	Eggers 2015
SynCity-AMMUA	x				S	J	ABS	x	x			T	ZS	Sivakumar 2013
SynCity-TURN			x	x	S	Z	O (MILP)	x	x			T	ZS	Keirstead et al. 2012b
iPlan	x		x	x	S	Z	O (MILP)	x	x			S	ZS	Winkelmüller 2006
EnyCity			x	x	T	Z	O (MILP)	x	x		x	T	ZS	Gerbracht et al. 2009
URBS	x		x	x	S	Z	O (LP)	x		(x)		T	ZS	Richter 2004
rivus			x	x	S	J	O (MILP)				x	T	ZS	Dorfner 2016
RE ³ ASON	x	x	x	x	S	Z	O (MILP)	x	x	x	(x)	T/G	ZS	(vorliegende Arbeit)

¹ Zweck: N = Nachfrageberechnung, P = Potenzialberechnung, I = Investitionsplanung, E = Einsatzplanung
² Räumlicher | zeitlicher Umfang bzw. Horizont: R = Region, S = Stadt, T = Stadtteil | T = Tage, J = ein Jahr, Z = Jahrzehnte
³ Methodik: B = Bilanzierung, ABS = agentenbasierte Simulation, SD = System Dynamics, O = Optimierung (LP/MILP)
⁴ Technologien: D = dezentrale Strom-/Wärmeversorgung, T = nachfrageseitige Technologien, E = erneuerbare Energien, N = Netze
⁵ Räumliche | zeitliche Auflösung: S = Stadt, T = Stadtteil, G = Gebäude, Z = Gebäudezone | H = Stunde, ZS = Zeitscheiben, J = Jahr

ECOSPEED Region ist ein kommerzielles Bilanzierungswerkzeug für den Energiebedarf und die CO₂-Emissionen von Städten (ECOSPEED AG 2018). Es nutzt verschiedene Datenquellen von statistischen Ämtern, um automatisch eine erste Abschätzung zu generieren. Die Daten können bei Bedarf durch genauere lokale Daten ersetzt werden, falls diese verfügbar sind. Es wird in der Praxis vielfach für die kommunale CO₂-Bilanzierung eingesetzt, z. B. im Rahmen des European Energy Award und der Covenant of Mayors Initiative (vgl. Abschnitt 2.2). Unter Verwendung eines Szenario-Moduls kann das Programm die Auswirkung verschiedener Effizienzmaßnahmen abbilden, da es sich um ein kommerzielles Programm handelt, ist die Vorgehensweise dabei jedoch nicht transparent dokumentiert.

Shimoda et al. (2004; 2010) stellen ein Modell zur Berechnung des Strom- und Wärmebedarfs im Haushaltssektor einer Stadt vor. Dabei wird aus statistischen Daten der Bestand an Technologien abgeleitet, ein Simulationsmodell bestimmt die Aktivität der Einwohner für 23 Haushalts- und 20 Gebäudetypen und berechnet daraus die Nachfrage nach Strom, Wärme und Warmwasser. Das Modell wird verwendet, um den Energiebedarf von Osaka zu bestimmen. Dabei zeigt sich, dass die aktivitätsbasierte Modellierung der Gerätenutzung prinzipiell geeignet ist, um den Energiebedarf abzubilden. Die verbleibende Abweichung der Simulationsergebnisse im Vergleich zu statistischen Daten in Höhe von ca. 18% wird durch begrenzt rationales Verhalten erklärt.

Das Urban Energy-flow System Dynamics Model (*UEFSM*) sei hier als ein Vertreter aus der Klasse der System Dynamics Modelle genannt. Fang et al. (2017) nutzen das Modell zur Vorhersage der zukünftigen Energienachfrage in der chinesischen Hauptstadt Peking. Die Ergebnisse besagen, dass der Energiebedarf bis zum Jahr 2030 je nach Annahmen um 100% bis 300% zunehmen wird. Um dieses Wachstum nachhaltig zu gestalten, sei eine Verlangsamung des Wirtschaftswachstums in Kombination mit höheren Investitionen in den Naturschutz erforderlich. Das Modell zeigt, dass System Dynamics Modelle in Verbindung mit Annahmen über die Entwicklungen sozio-ökonomischer Indikatoren zur Ableitung langfristiger Trends des Energiebedarfs verwendet werden können.

CitySim ist ein Bottom-Up Simulationsmodell zur Berechnung des Wärme- und Kältebedarfs von Gebäuden und Stadtquartieren (Robinson et al. 2009, Walter und Kämpf 2015). Gebäude werden dabei unter Verwendung thermaler Zonen modelliert und die Temperatur in den Zonen anhand von Klima und Gebäudeparametern berechnet.

Das *SimStadt* Modell (Nouvel et al. 2015) ermöglicht die Berechnung des Heizwärmebedarfs, sowie der Potenziale für Photovoltaik einer Stadt. Für die Wärmebedarfsberechnung werden 3D-Modelldaten der Stadt sowie Klimadaten benötigt, die Berechnung erfolgt auf monatlicher Basis anhand der Norm DIN EN ISO 13790. Für die Berechnung der PV-

Potenziale wird auf die Software INSEL¹³ zurückgegriffen. Unter Annahme verschiedener (exogen vorgegebener) Sanierungsszenarien wurde mit diesem Modell ein Klimaschutzkonzept für den Landkreis Ludwigsburg erstellt.

Das frei verfügbare SEN Integrated Renewable Energy Network (*SIREN*) Modelling Toolkit (SEN 2016) erlaubt die Modellierung von regionalen Stromnetzen auf Basis erneuerbarer Energien. Es bestimmt im Rahmen einer Einsatzplanung, wie eine vorgegebene Stromnachfrage durch die Nutzung erneuerbarer Energien gedeckt werden kann. Für die Bestimmung der potenziellen Stromerzeugung werden exogen zur Verfügung gestellte Wind- und Globalstrahlungsdaten sowie Geodaten verwendet. Der Wärmesektor wird dabei jedoch nicht berücksichtigt.

Baetens et al. (2012; 2015) betrachten mit dem *IDEAS* Modell die möglichen Auswirkungen eines zukünftigen klimaneutralen Gebäudebestands auf die Niederspannungsnetze. Dabei wird insbesondere die Kombination von PV und Wärmepumpen untersucht. Der Strombedarf wird dabei durch eine Simulation der Anwesenheit und Aktivitäten der Bewohner bestimmt. Das Modell ist in der Modellierungssprache Modelica in Form von differential-algebraischen Gleichungen formuliert. Eine Fallstudie mit 33 Gebäuden kommt zu dem Schluss, dass nur etwa 26% der durch PV erzeugten Strommenge in den jeweiligen Gebäuden verbraucht werden und die Netzstabilität nur durch Abregelung der PV-Erzeugung erhalten werden kann.

Mavromatidis et al. (2015) verwenden das *Energy Hub Framework*, um die Integration von PV in das Energiesystem einer schweizerischen Gemeinde zu optimieren. Dabei verwenden sie zunächst 3D-Daten aus einem digitalen Geländemodell, aus denen die Lage und Ausrichtung von Gebäudedächern abgeleitet wird und verwenden anschließend die kommerzielle Software ArcGIS zur Simulation der solaren Einstrahlung auf die Dachflächen. Für die Erzeugung von Stromlastprofilen werden Standardlastprofile mittels stochastischer Zufallsvariablen variiert. Das Modell bestimmt schließlich die hinsichtlich Kosten und PV-Eigennutzung optimalen Investitionen in PV-Anlagen sowie die Betriebsweise eines Stromspeichers. Unter Verwendung der ϵ -constraint Methode wird anschließend die pareto-optimale Front des Lösungsraumes untersucht, woraus u. a. ersichtlich wird, dass ab einem PV-Anteil von 40% Stromspeicher benötigt werden und dass die Systemkosten exponentiell mit dem PV-Anteil steigen. Als weiteren Forschungsbedarf identifizieren die Autoren die Integration des Wärmesektors, die Berücksichtigung weiterer Optimierungsziele sowie anderer Formen erneuerbarer Energien.

Das *Heat Infrastructure and Technology (HIT)* Modell (Jalil-Vega und Hawkes 2018) ist ein langfristiges Investitions- und Einsatzplanungsmodell mit einem Fokus auf Analysen

¹³ <http://www.insel.eu>

zur Dekarbonisierung des Wärmesektors einer Stadt. Der technologische Schwerpunkt des Modells liegt auf der Abbildung der Energieinfrastruktur, für die der kostenoptimale Ausbauplan durch die Lösung eines gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems berechnet wird. Dabei werden verschiedene Wärmeversorgungstechnologien sowie die Netze für Strom, Gas und Wärme auf zwei unterschiedlichen Temperaturniveaus abgebildet. Nachfrageseitige Technologien, wie z. B. unterschiedliche Gebäudedämmstandards, sowie erneuerbare Energien werden nicht abgebildet. Räumlich ist das Modell in mehrere Zonen innerhalb der betrachteten Stadt aufgelöst, für die jeweils die Strom- und Wärmefachfrage in jedem Zeitschritt in Form von exogenen Daten zur Verfügung gestellt werden muss. Eine Anwendung des Modells auf die Stadt Bristol ergibt, dass die kostenoptimale Systemgestaltung in der Einrichtung von Fernwärmenetzen, welche durch Luftwärmepumpen gespeist werden, besteht.

Deeco ist ein Werkzeug zur Bestimmung des optimalen Anlageneinsatzes in regionalen Energieversorgungssystemen (Bruckner 1996). Es ermittelt mit Hilfe von linearer Optimierung die relative Auslastung der (vorab festgelegten) Energietechnologien in jedem Zeitintervall. Die zu minimierende Zielfunktion ist dabei eine gewichtete Linearkombination von Primärenergieeinsatz, Emissionen und Kosten des Energiesystems. Die zeitliche und räumliche Auflösung des Modells sind sehr hoch, dies wird erreicht, indem der Anlageneinsatz für jedes Zeitintervall einzeln optimiert wird. In Kombination mit dem agentenbasierten Simulationsmodell *xeona* wurde das Modell zudem verwendet, um die Investitionsentscheidungen von privaten und kommerziellen Akteuren abzubilden (Morrison et al. 2005, Wittmann 2008).

Das Regionalisierte Energiesystemmodell *FREM* (Steinert 2015) nutzt statistische Daten und geografische Informationssysteme (GIS), um die lokale Wärmenachfrage anhand des Baualters und der Grundfläche jedes Gebäudes zu bestimmen und leitet daraus die Potenziale für den Ausbau von Fernwärmenetzen ab. Zudem werden die lokalen Potenziale für PV bestimmt. Hierbei wird ein Ansatz verwendet, der statistische Daten mit Geodaten kombiniert und so z. B. verschiedenen Gebäudetypen unterschiedliche Dach- und Verschattungparameter zuweist.

Das kommunale Energiesystemmodell (*KomMod*, vgl. Eggers und Stryi-Hipp 2013, Eggers 2015) ist ein Werkzeug zur Unterstützung städtischer Akteure bei der Planung kommunaler Energiesysteme. Es dient zur Bewertung von verschiedenen Szenarien zur Gestaltung des kommunalen Energiesystems. Die Optimierung von Anlagenauslegung und -betrieb erfolgt dabei jeweils innerhalb eines Betriebsjahres durch die Minimierung der Gesamtkosten in Form eines linearen Problems (LP). Langfristige Investitionsplanungen und binäre Investitionsentscheidungen können somit nicht abgebildet werden. Das Untersuchungsgebiet wird in Stadtteile (Zonen) unterteilt und die Gebäude innerhalb der Stadtteile zu Gebäudetypen zusammengefasst. Sowohl die Energienachfrage als auch die lokalen

Ressourcen für erneuerbare Energien müssen als externe Daten eingegeben werden, was die Übertragbarkeit des Modells erschwert.

Ein Beispiel für die Kopplung mehrerer Teilmodelle in einem hybriden Ansatz bildet das Modellsystem *SynCity* (Keirstead 2009; Shah 2013). Es besteht aus einem Layout-Modell (Keirstead und Shah 2011), welches die Landnutzung innerhalb des Stadtgebietes optimiert (MILP). Dabei wird im Rahmen eines „Greenfield“-Ansatzes die Platzierung von Gebäuden und Infrastrukturelementen so bestimmt, dass das Gesamtsystem den geringstmöglichen Energiebedarf aufweist. Das Teilmodell *AMMUA* (Sivakumar 2013) ist ein Simulationsmodell zur Ermittlung der zeitlichen und räumlichen Verteilung der Energienachfrage in einer Stadt durch Modellierung der menschlichen Aktivitäten. Die optimale Deckung der Nachfrage wird schließlich durch ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell (*TURN*, Keirstead et al. 2012b, Samsatli und Jennings 2013) bestimmt. Das Modell ist bisher nicht in der Lage, die lokalen Potenziale für erneuerbare Energien zu erfassen und ist auf vielfältige exogene Inputdaten, insbesondere für die Nachfrage nach Strom- und Raumwärme, angewiesen.

iPlan (Winkelmüller 2006) bildet die Nachfrage der Stadt Wien, mit einem Fokus auf den Gebäudebestand, ab. Als Technologieoptionen stehen verschiedene Sanierungsvarianten und Heizungssysteme im Haushaltssektor zur Verfügung. Ziel der Anwendung ist die Bestimmung des zeitlich verteilten Kapazitätszubaus dieser Technologien. Die Ergebnisse des Modells zeigen, dass wirtschaftliche Einsparungen vor allem durch Gebäudesanierungen erzielt werden können. Das Modell ermöglicht jedoch keine räumlich differenzierten Betrachtungen und erneuerbare Energien finden keine Berücksichtigung.

EnyCity basiert auf der PERSEUS-Modellfamilie (Fichtner 1998) und ist ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell für die langfristige Analyse urbaner Energiesysteme (Gerbracht et al. 2009). Es bestimmt den kostenoptimalen Ausbau und Einsatz dezentraler Energieumwandlungstechnologien sowie Ausbauentscheidungen für Gas- und Fernwärmenetze in einem exemplarischen Stadtteil. Die Nutzung lokaler erneuerbarer Energien wird jedoch nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse des Modells zeigen, dass CO₂-Einsparungen vor allem durch den Wechsel von Gas- zu Pelletheizungen erzielt werden können. Wenn größere Einsparungen erzielt werden sollen, findet zunehmend auch die energetische Gebäudesanierung Anwendung. Ein Ausbau der Fernwärme- oder Gasnetze erfolgt in diesem Anwendungsfall nicht.

Das Modell Urban Research Toolbox: Energy Systems (*URBS*) (Richter 2004) kann ebenfalls genutzt werden, um die optimale Investitions- und Einsatzplanung in städtischen Energiesystemen zu bestimmen. Da die Optimierung jedoch als lineares Programm (LP) formuliert ist (vgl. Abschnitt 2.5.2), können z. B. kleinskalige Effekte wie Mindestgrößen

von Heiztechnologien in Wohngebäuden in diesem Modell nicht abgebildet werden. Positiv hervorzuheben ist bei diesem Modell jedoch die Integration eines Moduls zur Abschätzung der Strom- und Wärmenachfrage auf Basis eines top-down Ansatzes. Die Bestimmung lokaler Potenziale für erneuerbare Energien, z. B. mit Hilfe von GIS-Werkzeugen, wird in dieser Arbeit diskutiert und als wichtig identifiziert, jedoch aufgrund fehlender Daten nicht durchgeführt - stattdessen wird auf gesonderte Potenzialstudien verwiesen. Die Anwendung des Modells am Beispiel der Stadt Augsburg zeigt, dass insbesondere dezentrale KWK-Anlagen in Nahwärmenetzen kosteneffiziente CO₂-Einsparungen ermöglichen.

Das *rivus* Modell (Dorfner 2016) baut u. a. auf URBS auf und ergänzt dieses um die Bestimmung der optimalen Netzinfrastruktur, d. h. den Ausbau der Strom-, Gas- und Wärmenetze in einer Stadt. Die Studie kommt unter anderem zu dem Schluss, dass die zentrale Wärmeerzeugung und -verteilung kosteneffizient sein kann. Aus einer weiteren Fallstudie folgert der Autor jedoch auch, dass das Vorhandensein großer Mengen von erneuerbaren Energien in Verbindung mit Wärmepumpen die Verteilnetze für Gas und Fernwärme in einer Stadt überflüssig machen könnte.

Wie im vorliegenden Abschnitt gezeigt werden konnte, wurde in der Vergangenheit bereits eine Vielzahl an Werkzeugen zur Modellierung urbaner Energiesysteme für die Betrachtung verschiedener Fragestellungen entwickelt. Im folgenden Abschnitt soll gezeigt werden, welche Herausforderungen und Fragestellungen bisher jedoch noch nicht adressiert wurden und in welchen Bereichen somit weiterer Forschungsbedarf besteht.

2.4 Herausforderungen bei der Modellierungspraxis

Trotz der Vielzahl an Werkzeugen im Bereich der Modellierung urbaner Energiesysteme lassen sich gewisse Fragestellungen mit den vorhandenen Lösungen kaum oder nur mit großem Aufwand beantworten.

Die Betrachtungen aus dem vorherigen Abschnitt zeigen, dass viele Modelle, insbesondere die komplexeren Modelle, die dem Zweck der optimalen Gestaltung urbaner Energiesysteme dienen, die lokalen Potenziale für erneuerbare Energien nicht oder nur stark vereinfacht abbilden. Der steigende Ausbau der erneuerbaren Energien sowie deren zunehmende ökonomische Attraktivität (vgl. Abschnitt 2.1) zeigen jedoch, dass diese von größter Bedeutung im städtischen Kontext sind. Die Bestimmung dieser Potenziale ist somit ein unverzichtbarer Schritt bei der Erstellung lokaler Energiekonzepte.

Viele Modelle bilden zudem die nachfrageseitigen Technologien, z. B. unterschiedliche Standards der Wärmedämmung, nur unzureichend ab. Die Berücksichtigung dieser Tech-

nologien ist jedoch wichtig, um die Wechselwirkungen zwischen angebots- und nachfrageseitigen Technologien korrekt abzubilden. Hierfür ist es wichtig, dass die Nachfrage, z. B. nach Raumwärme, nicht als gegeben betrachtet wird, sondern durch die Technologiewahl beeinflusst werden kann.

Eine Gemeinsamkeit aller betrachteten Modelle ist die Abhängigkeit von einer großen Menge an Inputdaten. Im Fall der Modelle zur langfristigen Investitions- und Einsatzplanung betrifft dies insbesondere Daten zur Energienachfrage und zur Verfügbarkeit lokaler Energieressourcen. Meist müssen diese Daten exogen in die Modelle eingegeben werden, deren Verfügbarkeit wird in den untersuchten Studien üblicherweise als gegeben angenommen. Diese Annahme mag bei Einzelfallstudien, bei Kooperationen mit industriellen Partnern oder bei Forschungsprojekten, die ein Budget für die Ermittlung dieser Daten vorsehen, gerechtfertigt sein. In praktischen Anwendungsfällen, in denen gerade kleinere Städte und Gemeinden ohne entsprechendes Fachwissen und Budget Energiekonzepte für die zukünftige Gestaltung ihres Energiesystems entwickeln wollen, sind diese Daten jedoch üblicherweise nicht vorhanden und die bestehenden Modelle können nicht angewandt werden. Gründe für die mangelnde Datenverfügbarkeit sind einerseits der mit der Datenerhebung verbundene Aufwand, andererseits spielt häufig auch der Datenschutz eine große Rolle, da sich bspw. aus Strombedarfsprofilen von Einzelhaushalten potenziell sensible Daten wie Anwesenheit, Geräteausstattung und -nutzung ableiten lassen. Selbst wenn Daten zum Energiebedarf, z. B. durch Kooperationen mit lokalen Stadtwerken, in Erfahrung gebracht werden können, werden weiterhin insbesondere Daten zu den lokalen Potenzialen für erneuerbare Energien benötigt. Die Ermittlung dieser Potenziale ist üblicherweise kostspielig und muss von Experten, z. B. spezialisierten Ingenieurbüros, durchgeführt werden. Daher kommt diese Literaturübersicht wie auch Keirstead et al. (2012a) zu dem Schluss, dass die Verfügbarkeit von Inputdaten eine der wesentlichen Herausforderungen bei der Entwicklung und Anwendung von Modellen zur Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme darstellt. Dies führt dazu, dass bisherige Modelle meist auf eine Anwendung maßgeschneidert und nicht universell anwendbar sind. Durch diese fehlende Übertragbarkeit bleibt der tatsächliche Nutzen dieser Modelle meist weit hinter ihrem jeweiligen Potenzial zurück.

Ein weiteres Problem bei der exogenen Eingabe von Daten betrifft die Aktualität dieser Daten. Modelle, die nicht (mehr) aktiv gepflegt werden, verwenden meist veraltete Daten, die teilweise auch nicht in aktuellerer Form verfügbar sind. Abhilfe könnte hier die Nutzung von aktuellen Daten schaffen, die z. B. von Internetdiensten über eine Schnittstelle direkt durch das ausführende Modell abgefragt werden. Insbesondere für geographische und meteorologische Daten sind inzwischen diverse öffentlich zugängliche Schnittstellen im Internet verfügbar.

Entscheidungsträger, die Forschungsmodelle für ihre Fragestellungen einsetzen möchten, stehen zudem vor dem Problem der Komplexität bei der Modellbedienung. Die meisten Modelle sind zwar durch wissenschaftliche Arbeiten dokumentiert, dies betrifft jedoch im Wesentlichen nur die Methodik und nicht die Bedienung des Modells. Da meist keine grafische Benutzeroberfläche zur Verfügung steht, ist die Anpassung dieser Modelle an spezifische Fallstudien häufig mit einem prohibitiven Aufwand verbunden.

Eine weitere wesentliche Herausforderung bei der Energiesystemmodellierung ist die Wahl des Komplexitätsgrades. Einerseits müssen Modelle detailliert genug sein, um die Realität in Bezug auf die Fragestellung adäquat abzubilden. Gerade für die Abbildung erneuerbarer Energien wird eine hohe räumliche (aufgrund der verteilten Potenziale) und zeitliche (aufgrund der fluktuierenden Erzeugung) Auflösung gefordert (Pfenninger et al. 2014). Andererseits steigt insbesondere bei Optimierungsmodellen mit dem räumlichen und zeitlichen Umfang und der Auflösung jedoch auch die Rechendauer stark an. Mögliche Lösungen für diese Herausforderung bieten z. B. myopische Verfahren (vgl. Babrowski et al. 2014). Diese sind jedoch für bestimmte Probleme, wie z. B. der Bestimmung eines kostenminimalen Transformationspfades für ein Energiesystem unter Einhaltung von Emissionsminderungszielen, ungeeignet. Daher sollen im Rahmen dieser Arbeit auch Methoden zur Reduzierung der Rechenzeit bei optimierenden Energiesystemmodellen erprobt und implementiert werden.

Die vorliegende Arbeit soll die skizzierten Herausforderungen bei der Modellierung urbaner Energiesysteme bewältigen und somit die bestehende Modellierungspraxis in den genannten Bereichen verbessern. Aus diesem Anspruch lassen sich eine Reihe von Anforderungen an die Modellentwicklung im Rahmen dieser Arbeit ableiten:

- Bestimmung des Transformationspfades zur optimalen Gestaltung des städtischen Energiesystems unter Berücksichtigung der Ziele der Gemeinde
- Berücksichtigung der Sektorkopplung, insb. Nutzung von Synergieeffekten zwischen Strom- und Wärmesektor
- Berücksichtigung der Interaktionen zwischen Technologien und Ermittlung optimaler Technologiekombinationen
- intuitive Bedienung mittels grafischer Benutzeroberfläche zur Anpassung an spezifische Fragestellungen und Gewährleistung der Übertragbarkeit
- Implementierung von automatisierten Methoden zur modellendogenen Bestimmung der benötigten Input Daten, insb. der Energienachfrage und lokaler Ressourcen
- Nutzung frei verfügbarer, „offener“ Daten
- Entwicklung von Strategien zur Bewältigung der Rechenkomplexität bei hohem Detaillierungsgrad

Weiterhin sollen in der vorliegenden Arbeit auch die Defizite bestehender Modelle in den jeweiligen Teilbereichen, z. B. Modellierung der städtischen Wärmenachfrage und Potenzialermittlung erneuerbarer Energien, identifiziert und durch eigene Methoden verbessert werden. In den jeweiligen Kapiteln wird dabei nochmals kurz diskutiert, in welchen Bereichen die entwickelte Methode über den bisherigen Stand der Forschung hinausreicht.

2.5 Methodische Grundlagen

Dieser Abschnitt erläutert einige der grundlegenden methodischen Konzepte, die im Rahmen dieser Arbeit verwendet werden. Zunächst werden einige Methoden aus dem Bereich der Geoinformatik erläutert, diese kommen insb. bei der Bestimmung der Potenziale für erneuerbare Energien (Kapitel 4) zum Einsatz. Die Methoden aus dem Bereich der mathematischen Optimierung sind v. a. für Kapitel 5 relevant, während die Methoden zur Wirtschaftlichkeitsbewertung sowie zur Berechnung von Stromgestehungskosten in mehreren Teilbereichen der Arbeit verwendet werden.

2.5.1 Geoinformatik

Bei der methodischen Vorgehensweise dieser Arbeit kommen verschiedene Daten, Methoden und Algorithmen aus dem Bereich der Geoinformatik zum Einsatz. Dieser Abschnitt vermittelt einige grundlegende Konzepte, die im späteren Verlauf der Arbeit benutzt werden. Weitere Details können z. B. Bishop und Grubesic (2016) entnommen werden.

Geographische Daten können auf zwei Arten digital abgebildet werden: bei *Vektordaten* sind alle Objekte aus den Grundtypen Punkt, Linie und Fläche aufgebaut. Punkte verfügen über Geokoordinaten und können zu Linien, und diese wiederum zu Flächen aggregiert werden. *Rasterdaten* beschreiben üblicherweise keine geographischen Objekte, sondern werden meist verwendet, um räumliche Variationen eines oder mehrerer Parameter darzustellen. Während die Auflösung von Vektordaten theoretisch unbeschränkt (praktisch aber durch die Messgenauigkeit der Geokoordination dennoch begrenzt) ist, ist die Auflösung von Rasterdaten stets durch die Größe der verwendeten Gitterzellen charakterisiert. In dieser Arbeit werden u. a. Vektordaten von OpenStreetMap (OSM 2018), z. B. die Lage von Gebäuden innerhalb einer Stadt, verwendet. Ein Beispiel für in dieser Arbeit verwendete Rasterdaten sind die Daten der Shuttle Radar Topography Mission (SRTM, NASA 2015), die mit einer Auflösung von 3 Bogensekunden die Geländehöhe abbilden.

Für Positionsangaben auf der Erde wird heute üblicherweise das Referenzsystem World Geodetic System 1984 (kurz WGS 84) verwendet. Geokoordinaten werden dabei in Form von Längen- und Breitengraden angegeben. Der *Längengrad* ist ein Winkel, der ausgehend

vom Nullmeridian von 0° bis 180° in östlicher und bis -180° in westlicher Richtung gemessen wird, während der *Breitengrad* ausgehend vom Äquator von 0° bis 90° zum Nordpol und bis -90° zum Südpol angegeben wird.

Bei einer *Kartenprojektion* wird die gekrümmte Oberfläche der Erde durch mathematische Transformationen auf eine zweidimensionale Fläche übertragen. Dieser Prozess ist stets fehlerbehaftet, da keine Form der Kartenprojektion sowohl Fläche, Entfernung, als auch Winkel korrekt übertragen kann. Daher können je nach Anwendungsfall verschiedene Projektionen verwendet werden.

In dieser Arbeit werden alle Koordinaten im WGS84 Format vorgehalten, für die Berechnung von Flächeninhalten wird jedoch stets die flächentreue Azimutalprojektion ETRS89-LAEA (kurz für „Europäisches Terrestrisches Referenzsystem 1989 - Lambert azimuthal equal-area projection“) verwendet. Für die Darstellung von Karten kommt hingegen die Web Mercator Projektion zum Einsatz, die u. a. auch bei populären Kartendiensten wie Google Maps, Bing Maps und OpenStreetMap verwendet wird. Die Berechnung von Entfernungen erfolgt über die Bestimmung der Großkreisentfernung. Hierbei wird die Krümmung der Erdoberfläche berücksichtigt, indem der Winkel zwischen zwei Punkten berechnet und anschließend mit dem Erdradius multipliziert wird. Weitere im Rahmen dieser Arbeit implementierte geographische Operationen sind u. a. die Berechnung von Winkeln, Pufferzonen, geometrischen Schwerpunkten sowie (gewichtete) Voronoi-Zerlegungen.

Als Quelle für geographische Daten wird in dieser Arbeit meist die freie Weltkarte *OpenStreetMap* (OSM) verwendet. Dabei handelt es sich um eine weltweite Geodatenbank, die von freiwilligen Nutzern kollaborativ gepflegt wird und kostenlos und frei nutzbar ist. „Frei“ bedeutet in diesem Zusammenhang auch, dass OSM im Gegensatz zu Kartendiensten wie z. B. Google Maps die Nutzung der „rohen“ Geodaten (Vektordaten) erlaubt. Die Lizenz (ODbL, vgl. Open Data Commons 2018) erlaubt zudem die Weitergabe, Veränderung, sowie die Nutzung der Daten für wissenschaftliche und kommerzielle Zwecke („Open Data“).

Das Datenmodell von OSM erlaubt Punkte („nodes“), Linien, bzw. Pfade („ways“) und Relationen („relations“), welche wiederum mehrere Punkte und Linien gruppieren und somit komplexere Strukturen wie Flächen oder administrative Grenzen darstellen können. Sämtliche Objekte können mit semantischen Informationen versehen werden („Tagging“), die in Form von Schlüssel-Wert Paaren („key=value“) formuliert werden. Eine Fläche kann so z. B. mit dem Tag „building=residential“ als Wohngebäude markiert werden¹⁴.

¹⁴ Eine Übersicht der gebräuchlichsten Tags bietet <https://taginfo.openstreetmap.org/>

Seit seiner Gründung im Jahr 2004 ist das Projekt stetig gewachsen, so dass zum Stand April 2018 bereits 4,5 Mio. Benutzer registriert waren, die 4,4 Mrd. Punkte, 487 Mio. Linien und 5,7 Mio. Relationen kartografiert haben¹⁵. Aufgrund der freiwilligen und kollaborativen Struktur des OSM-Projekts ist die Quantität und Qualität der vorhandenen Daten sehr heterogen. Abb. 10 visualisiert die weltweite Verteilung der Dichte der in OSM kartografierten Einzelpunkte.



Abb. 10: Globale Dichteverteilung der in OpenStreetMap kartografierten Einzelpunkte. Quelle: Raifer (2017a).

Während gerade in abgelegenen Regionen der Welt häufig nur wenige Daten vorhanden sind, gehören Zentraleuropa und insb. Deutschland zu den am besten kartografierten Regionen. Das in OSM abgebildete Straßennetz kann dort inzwischen als vollständig betrachtet und problemlos z. B. zur Navigation verwendet werden. Der Gebäudebestand ist etwas unvollständiger abgebildet: Während die offiziellen Liegenschaftskarten etwa 49 Mio. Gebäude in Deutschland beinhalten (Behnisch et al. 2012), sind bei OSM aktuell ca. 27 Mio. Gebäude abgebildet (OSM Datenbank, Stand Februar 2018). Da bei OSM jedoch häufig beobachtet werden kann, dass z. B. bei Reihenhäusern zusammenhängende Blöcke zu einem Gebäudeblock zusammengefasst werden und damit weniger Einzelgebäude abbilden

¹⁵ https://www.openstreetmap.org/stats/data_stats.html

als tatsächlich vorhanden sind (Götz 2012), kann dennoch davon ausgegangen werden, dass ein Großteil der deutschen Gebäudefläche in OSM bereits abgedeckt ist.

2.5.2 Mathematische Optimierung

Dieser Abschnitt erläutert einige Grundkonzepte der mathematischen Optimierung, die teilweise zum Verständnis der verwendeten Begriffe im weiteren Verlauf der Arbeit benötigt werden. Ausführlichere Erläuterungen der angesprochenen Konzepte werden z. B. von Nickel et al. (2014) beschrieben.

Die mathematische Optimierung beschäftigt sich mit der Bestimmung der optimalen Werte für eine (meist große) Anzahl an *Variablen*. Die Qualität einer Lösung kann dabei anhand der *Zielfunktion* gemessen werden. Der zulässige Wertebereich der Variablen wird unter Verwendung von *Nebenbedingungen* eingeschränkt. Die Klasse der linearen Programme (LP) beschreibt Probleme mit linearer Zielfunktion und Variablen aus dem Bereich der reellen Zahlen. Diese Probleme können folgendermaßen formal beschrieben werden:

$$\min_{x \in \mathbb{R}} \{c^T x \mid Ax \leq b, x \geq 0\}, \quad (2.1)$$

wobei x Variablen, c und b Vektoren, und A eine Matrix darstellen. LP- Probleme lassen sich mit Hilfe des Simplex-Verfahrens, welches, vereinfacht dargestellt, die Grenzen des zulässigen Lösungsbereichs durchläuft bis keine Verbesserung mehr möglich ist, lösen. Weitere Lösungsverfahren sind durch Innere-Punkte-Verfahren gegeben. Diese nähern sich der optimalen Lösung durch das Innere des zulässigen Bereichs an und können dem Simplex-Algorithmus insbesondere bei sehr großen Problemen und dünn besetzten Matrizen überlegen sein.

Bei der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung (mixed-integer linear programming, MILP) gelten für einige der Variablen Ganzzahligkeitsbedingungen. Dies kann zum Beispiel dann nötig sein, wenn binäre Entscheidungen getroffen werden müssen, z. B. ob eine Anlage gebaut werden soll oder nicht. Die formale Beschreibung dieser Problemklasse lässt sich folgendermaßen darstellen:

$$\min_{x_i \in \mathbb{R}, x_j \in \mathbb{Z}^n} \{c^T x \mid Ax \leq b, x \geq 0\}. \quad (2.2)$$

Durch die Ganzzahligkeitsbedingungen sind MILPs im Allgemeinen wesentlich schwerer zu lösen als LPs. Das beste bisher bekannte Lösungsverfahren ist das Branch-and-Cut Verfahren, welches eine Kombination des Branch-and-Bound- mit dem Schnittebenenverfahren darstellt (Nickel et al. 2014). Die Grundidee des Branch-and-Bound Verfahrens ist es, zunächst die Ganzzahligkeitsbedingungen zu entfernen und mit Hilfe des Simplex- oder

eines Innere-Punkte-Verfahrens die LP-Relaxierung des Problems zu lösen. Falls die LP-Lösung die Ganzzahligkeitsbedingungen erfüllt, ist bereits die global optimale Lösung für das MILP gefunden. Ansonsten wird das Problem sukzessive in Teilprobleme aufgespalten (*branching*), wobei jeweils der zulässige Bereich der Variablen eingeschränkt wird. Wenn z. B. für eine Binärvariable (die im MILP also nur die Werte 0 oder 1 annehmen darf) bei der Lösung der LP-Relaxierung ein optimaler Wert von 0,8 gefunden wurde, wird das Problem in zwei Teilprobleme aufgespalten. Eines dieser Teilprobleme wird um eine untere Schranke von 0, das andere mit einer oberen Schranke von 1 für diese Variable erweitert (d. h. die Variable wird in diesen Teilproblemen effektiv auf 0, bzw. auf 1 gesetzt). Wenn es nun gelingt, optimale Lösungen für diese Teilprobleme zu finden, ist die bessere der beiden Lösungen offensichtlich auch optimal für das ursprüngliche Problem. Daher kann, solange weiterhin Variablen vorliegen, die ihre Ganzzahligkeitsbedingungen verletzen, mit den Teilproblemen auf die gleiche Weise verfahren werden, wodurch ein Lösungsbaum aufgespannt wird. Wenn an einer beliebigen Stelle des Baumes alle Ganzzahligkeitsbedingungen erfüllt sind, ist eine zulässige Lösung gefunden – ein weiteres Verzweigen ist also nicht mehr nötig. Die jeweils beste bisher gefundene zulässige Lösung stellt eine obere Grenze für das Problem dar – schlechtere Lösungen müssen nicht mehr akzeptiert werden. Wenn nun also in einem Teilproblem eine schlechtere Lösung gefunden wird, muss dieser Zweig nicht weiter verfolgt werden (*bound*). Gleichzeitig stellt die beste Lösung aller aktiven LP-Teilprobleme zu jedem Zeitpunkt eine untere Grenze für das Problem dar – eine bessere Lösung ist nicht möglich. Die Entfernung der oberen von der unteren Grenze wird als Gap bezeichnet – wenn dieser den Wert 0 erreicht, ist die optimale Lösung für das MILP gefunden. Somit kann auch zu jedem Zeitpunkt angegeben werden, wie weit die aktuelle Lösung maximal vom globalen Optimum entfernt ist. Bei einem Gap von 5% ist z. B. nachgewiesen, dass die gefundene Lösung maximal 5% schlechter als die global optimale Lösung ist (ggfs. könnte sie aber auch schon die optimale Lösung sein, falls im weiteren Verlauf der Suche keine bessere zulässige Lösung gefunden wird). Die Dauer zur Lösung solcher Probleme kann exponentiell mit der Anzahl der ganzzahligen Variablen ansteigen. Gleichzeitig wird häufig schon nach vergleichsweise kurzer Dauer eine gute zulässige Lösung gefunden, der Nachweis der Optimalität dieser Lösung kann jedoch sehr lange dauern. Daher wird in der Praxis oft auch ein Gap größer als 0 akzeptiert.

2.5.3 Wirtschaftlichkeitsbewertung von Investitionsgütern

Bei der betriebswirtschaftlichen Bewertung von Investitionsgütern und Anlagen kommt eine Reihe von dynamischen Verfahren der Wirtschaftlichkeitsberechnung zur Anwendung. Von Relevanz für die vorliegende Arbeit sind dabei insbesondere die *Kapitalwertmethode*, die *Annuitätenmethode* und die *Amortisationsmethode*:

- Der Kapitalwert K stellt den erwirtschafteten Überschuss einer Investition am Anfang des Betrachtungszeitraums ($t_0 = 0$) dar (VDI 6025).

$$K = -A_0 + \sum_{t=1}^T \frac{E_t - A_t}{(1+i)^t}, \quad (2.3)$$

mit:

- K Kapitalwert,
- t Zeitpunkt,
- T Nutzungsdauer,
- E_t Einnahmen in t (€),
- A_t Ausgaben in t (€),
- i kalkulatorischer Zinssatz (%/a).

- Die Annuität a stellt eine Verteilung des Kapitalwertes auf die Projektdauer dar.

$$a = K * ANF_{t,i} = K * \frac{(1+i)^t * i}{(1+i)^t - 1}, \quad (2.4)$$

mit:

$ANF_{t,i}$ Annuitätenfaktor.

- Die Amortisationsrechnung ermöglicht die Ermittlung des Rückgewinnungszeitraums für das eingesetzte Kapital. Die Amortisationsdauer ist somit der Zeitraum, in dem der Kapitalwert den Wert Null erreicht und kann als Kriterium zur Risikoabschätzung des eingesetzten Kapitals bzw. zur Beurteilung der zukünftigen Liquidität des Investors aufgrund der Kapitalrückflüsse verwendet werden. Eine Investition ist nur dann wirtschaftlich, wenn die Amortisationsdauer kleiner als die Nutzungsdauer ist. Zur Ermittlung der Amortisationsdauer können die Barwerte der Einzahlungsüberschüsse ($E_t - A_t$) gebildet und so lange addiert werden, bis sie der Anfangsauszahlung A_0 entsprechen.

Eine entscheidende Annahme für alle Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, insbesondere bei Projekten mit Nutzungsdauern von mehreren Jahrzehnten, ist der kalkulatorische Zinssatz bzw. die Diskontierungsrate. Der Kalkulationszinsfuß bei Mischfinanzierung aus Eigen- und Fremdkapital unter Berücksichtigung der Inflationsrate (VDI 6025) berechnet sich zu

$$i = c * i_{FK} + (1 - c) * i_{EK} + \beta * (1 + c * i_{FK} + (1 - c) * i_{EK}), \quad (2.5)$$

mit:

i_{FK}	Fremdkapitalzinsfuß,
i_{EK}	Eigenkapitalzinsfuß,
c	Fremdkapitalanteil,
β	Inflationsrate.

2.5.4 Stromgestehungskosten und Kostenpotenzialkurven

Zum Vergleich der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Erzeugungsoptionen werden in der Energiewirtschaft häufig die Stromgestehungskosten (engl. levelized costs of electricity, kurz LCOE) herangezogen. Diese geben die über die Nutzungsdauer einer Anlage gemittelten und auf das Basisjahr diskontierten, durchschnittlichen Kosten der Stromerzeugung an. Das Verfahren lässt sich analog auch für die Berechnung der Gestehungskosten von z. B. Wärme anwenden.

Die Stromgestehungskosten c_m (€/kWh) werden berechnet, indem die gesamten Ausgaben (Investition und Betriebsausgaben)¹⁶ eines Systems durch die gesamte Stromerzeugung dividiert werden, wobei beide Werte über die gesamte kalkulatorische Nutzungsdauer der Anlage betrachtet und auf das Basisjahr diskontiert werden (vgl. z. B. Konstantin 2013, S. 169):

$$c_m = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n A_t * (1 + i)^{-t}}{\sum_{t=1}^n W_t * (1 + i)^{-t}}, \quad (2.6)$$

mit:

c_m	Durchschnittliche Stromgestehungskosten (€/kWh),
I_0	Investition (€),
t	Jeweiliges Betriebsjahr,
n	Kalkulatorische Nutzungsdauer,
A_t	Betriebsausgaben im Jahr t (€/a),
i	kalkulatorischer Zinssatz (%/a),
W_t	Produzierte Strommenge (kWh/a).

¹⁶ Die weitere Verwendung der Begriffe Investitionen, Kosten und Ausgaben entspricht aus Gründen der Lesbarkeit dem etablierten Gebrauch im Forschungsumfeld dieser Arbeit – auch wenn die Terminologie ggfs. nicht immer den im betrieblichen Rechnungswesen geläufigen Definitionen entspricht.

Stehen verschiedene Erzeugungsoptionen zur Verfügung, können diese mit Hilfe so genannter Kosten-Potenzialkurven zusammengefasst und miteinander verglichen werden. Dabei werden zunächst die Optionen anhand ihrer spezifischen Stromgestehungskosten aufsteigend sortiert. Jede Option kann nun als „Stufe“ auf einem Diagramm eingezeichnet werden. Die Position auf der y-Achse wird dabei durch die Stromgestehungskosten, die Position auf der x-Achse durch die aggregierte Stromerzeugung aller Optionen, die günstiger als diese Stromgestehungskosten sind, bestimmt.

Eine Kosten-Potenzialkurve ist somit ein einfaches Werkzeug zur Erfassung und Visualisierung der vorhandenen Stromerzeugungspotenziale in einer Region. Sie kann auch genutzt werden, um intuitiv zu bestimmen, welche Strommenge erzeugt werden könnte, wenn ein bestimmter Preis, z. B. der aktuelle Strompreis, zum Vergleich angesetzt wird. Beispiele für die Darstellung der Potenziale für erneuerbare Energien in Form von Kostenpotenzialkurven finden sich in Kapitel 6 dieser Arbeit.

Das Konzept der Kosten-Potenzialkurven lässt sich bspw. auch auf Energieeffizienzmaßnahmen anwenden, wobei dann auf der x-Achse die Primärenergieeinsparungen oder auch die Emissionsminderung und auf der y-Achse die zugehörigen spezifischen Kosten abgetragen werden (z. B. €/kWh oder €/tCO₂).

Bei der Evaluierung von Technologien anhand dieser einfachen Kennzahlen sollte jedoch stets berücksichtigt werden, dass diese nicht alle Aspekte berücksichtigen. So muss z. B. bei PV und Windkraftanlagen berücksichtigt werden, dass diese ein vorgegebenes Stromerzeugungsprofil liefern und nicht flexibel anhand der Nachfrage gesteuert werden können. Bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien sollten daher auch Systemintegrationskosten, die z. B. durch die Notwendigkeit von Speichern oder den Ausbau des Stromnetzes benötigt werden, berücksichtigt werden. Weitere Faktoren, die bei den Stromgestehungskosten häufig keine Berücksichtigung finden, sind externe Effekte wie bspw. Luftverschmutzung oder Lärmbelästigung.

In den folgenden Kapiteln erfolgt die Beschreibung der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Methodik, die an verschiedenen Stellen auf die im vorliegenden Abschnitt erläuterten Grundlagen Bezug nimmt.

3 Übertragbare Methoden zur Bestimmung von Nachfrage, Technologiebestand und Infrastruktur eines urbanen Energiesystems

Dieses Kapitel beschreibt die im Rahmen der Arbeit entwickelten Methoden zur Charakterisierung der Nachfragestruktur einer Gemeinde. Diese Methoden bilden einen Teil des Modellierungswerkzeugs RE³ASON (Renewable Energy and Energy Efficiency Analysis and System Optimization), das im Rahmen dieser Arbeit zur Analyse und Optimierung urbaner Energiesysteme entwickelt wurde. Sämtliche hier beschriebenen Methoden sind automatisiert und können mit dem RE³ASON-Modell auch eigenständig genutzt werden, um bspw. einen schnellen Überblick über die Nachfragestruktur einer Gemeinde zu gewinnen oder um den Gebäudebestand zu analysieren.

Zunächst wird in Abschnitt 3.1 die Vorgehensweise bei der Auswahl und Regionalisierung des Untersuchungsgebietes beschrieben. Abschnitt 3.2 beschreibt die Vorgehensweise bei der Modellierung des Gebäude- und Technologiebestandes. Zur Abschätzung des Energiebedarfs in Wohngebäuden werden detaillierte Bottom-Up Methoden verwendet, welche in Abschnitt 3.3 beschrieben sind. Für die Modellierung des Energiebedarfs in Nichtwohngebäuden wird hingegen ein Top-Down Ansatz verwendet (Abschnitt 3.4). Anschließend folgt ein Abschnitt zur Modellierung der Energieinfrastruktur (Abschnitt 3.5). Technische Angaben zur Implementierung der vorgestellten Methoden finden sich in Kapitel 5.7.

3.1 Definition und Regionalisierung des Untersuchungsgebietes

Zur Definition des Untersuchungsgebietes kann auf die in der Europäischen Union gültige NUTS Systematik (französisch für Nomenclature des unités territoriales statistiques) Bezug genommen werden. Diese identifiziert räumliche Bezugseinheiten in Anlehnung an die Verwaltungsgliederung der einzelnen Länder. Die Lage dieser administrativen Verwaltungsgrenzen kann über die freie Weltkarte OpenStreetMap bezogen werden. Hier sind die Verwaltungsgrenzen mit den Schlagwörtern (Tags) „boundary=administrative“, sowie „admin_level=x“ versehen, wobei x angibt, um welche Art von Grenze es sich handelt (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2: Vergleich verschiedener Hierarchie-Ebenen in Deutschland mit der NUTS-Klassifizierung und verwendete Kennzeichnungen in OpenStreetMap.

Hierarchie-Ebene	NUTS	admin_level
Bund	NUTS 0	2
Bundesland	NUTS 1	4
Regierungsbezirke	NUTS 2	5
Landkreis / kreisfreie Stadt / Stadtkreis	NUTS 3	6
Amtsgemeinde, Verwaltungsgemeinschaft	LAU 1	7
Stadt, Gemeinde	LAU 2	8
Stadtbezirk / Gemeindeteil mit Selbstverwaltung	-	9
Stadtteil / Gemeindeteil ohne Selbstverwaltung	-	10
Stadtviertel	-	11

Das Untersuchungsgebiet wird im RE³ASON-Modell zudem üblicherweise regionalisiert, d. h. in kleinere Einheiten unterteilt. Die Anzahl, Größe und Form dieser Einheiten ist flexibel und kann über die graphische Oberfläche angepasst werden. In den Analysen im Rahmen dieser Arbeit (vgl. Kapitel 6) werden meist Stadtbezirke oder Stadtteile (admin_level 9 oder 10) unterschieden. In größeren Städten gibt es häufig auch eine regionale Gliederung nach Postleitzahlen-Gebieten, welche ebenfalls zur Regionalisierung verwendet werden können. Vor allem in kleineren Gemeinden sind die administrativen Grenzen der unterschiedlichen Gemeindeteile oft nicht formal festgelegt, es gibt jedoch meist eine Punkt-Markierung zur Beschriftung einzelner Gemeindeteile in OpenStreetMap. In diesen Fällen können diese Punkte als Zentren für eine Zerlegung des Gebietes durch ein Voronoi-Diagramm verwendet werden. Falls die Punkte in OpenStreetMap zusätzlich mit dem Schlagwort „population“ versehen sind, werden die Bevölkerungszahlen der Gemeindeteile dabei als Gewichte für die Größen der jeweiligen Flächen verwendet. Für die Erzeugung der Polygone wird dabei ein Algorithmus verwendet, der die bekannte Methode der Voronoi-Zerlegung um die Möglichkeit der Gewichtung erweitert (Nocaj und Brandes 2012). Eine weitere Möglichkeit der Regionalisierung besteht in der Zerlegung des Gebietes auf Basis von Umspannwerken des Stromnetzes, sofern diese in OpenStreetMap verfügbar sind. Tabelle 3 liefert einen Überblick über die Möglichkeiten der Regionalisierungsmethoden und Abb. 11 zeigt zwei Beispiele für die Unterteilung anhand administrativer Grenzen und mit Hilfe der Voronoi-Zerlegung.

Tabelle 3: Überblick über die im RE³ASON-Modell verfügbaren Methoden zur Regionalisierung des Untersuchungsgebietes.

Regionalisierungsmethode	Bedeutung	OSM Kennzeichnung („Tags“) / Parametrierung
Administrative Grenzen	Stadtviertel	admin_level=11
	Gemeindeteile ohne Selbstverwaltung	admin_level=10
	Gemeindeteile mit Selbstverwaltung	admin_level=9
	Gemeindeteile mit und ohne Selbstverwaltung	admin_level=9 oder admin_level=10
	Postleitzahlengebiete	boundary=postal_code
Voronoi Diagramm (Punktmarkierungen)	Stadtteil	place=suburb
	Dorf	place=village
	Stadtteil oder Dorf	place=village oder place=suburb
	Stadt	place=city
	Kleinstadt	place=town
	Weiler	place=hamlet
	Kleinstsiedlung	place=isolated_dwelling
	Inoffizielle Siedlung	place=allotments
	Stadtviertel	place=district
	Stadtviertel	place=borough
	Viertel/Nachbarschaft	place=quarter
	Viertel/Nachbarschaft	place=neighbourhood
	Häuserblock	place=city_block
	Flurbezeichnung	place=locality
	Umspanwerke	power=substation
110kV-Umspanwerke	power=substation und voltage=110000	
Rasterzellen	Quadratisch (WGS84-Raster)	[Kantenlänge wählbar]
	Quadratisch (ETRS89-LAEA-Raster)	[Kantenlänge wählbar]
	Hexagonales Raster	[Flächeninhalt wählbar]

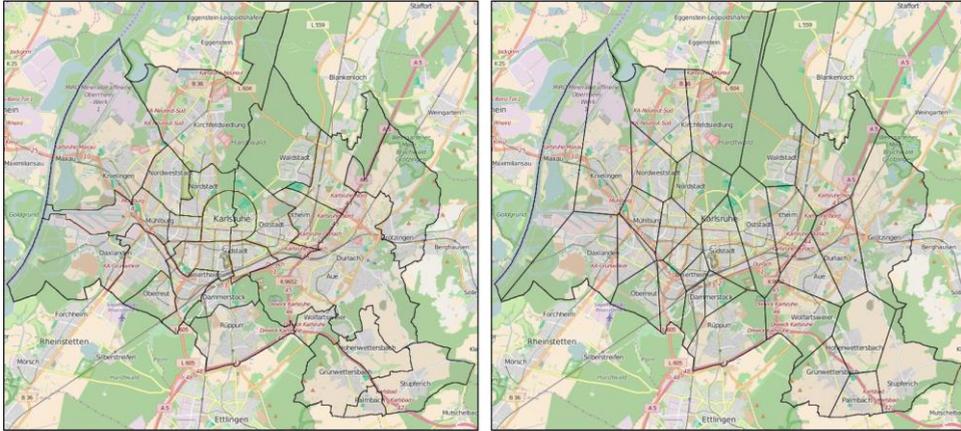


Abb. 11: Regionalisierung der kreisfreien Stadt Karlsruhe unter Verwendung der administrativen Grenzen der Stadtteile (links), sowie Voronoi-Zerlegung anhand der Punktmarkierungen der Stadtteile (rechts). Quelle: Eigene Darstellung mit Kartendaten von OSM (2018).

Falls in OpenStreetMap keine verwertbaren Informationen zur Regionalisierung des Untersuchungsgebietes vorhanden sind, oder falls eine gleichmäßige Größe der unterschiedlichen Regionen gewünscht ist, ermöglicht das Modell auch eine Zerlegung des Untersuchungsgebietes in quadratische oder hexagonale Rasterzellen (Abb. 12). Die Größe und Startposition der Rasterzellen kann dabei frei gewählt werden.

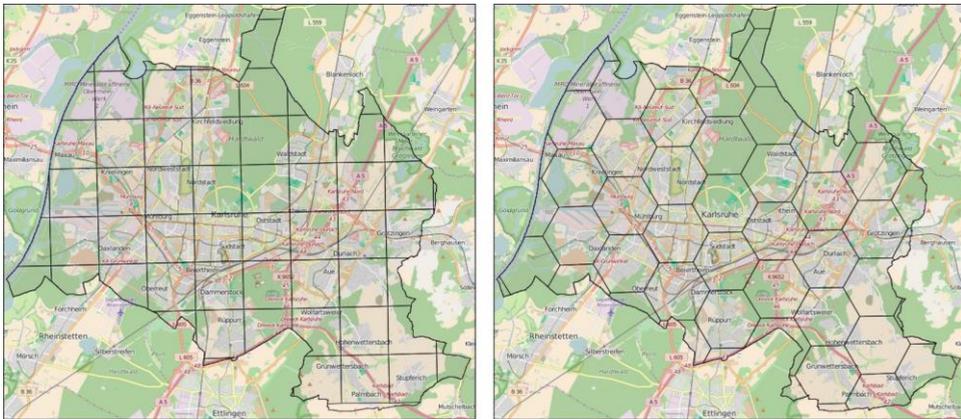


Abb. 12: Regionalisierung der kreisfreien Stadt Karlsruhe unter Verwendung einer quadratischen (links) und hexagonalen (rechts) Rasterstruktur. Quelle: Eigene Darstellung mit Kartendaten von OSM (2018).

Das RE³ASON-Modell ist konzipiert für die Analyse der Energiesysteme von Städten und Gemeinden. Prinzipiell können zwar Regionen beliebiger Größe betrachtet werden, aufgrund des hohen Detaillierungsgrades führt die Untersuchung von größeren Gebieten (z. B. Bundesländern) insbesondere bei der Berechnung der Potenziale für erneuerbare Energien (vgl. Kapitel 4) jedoch zu außerordentlich hohen Anforderungen an Rechenzeit und Arbeitsspeicher, so dass für diese Analysen eine Aufteilung des Untersuchungsgebietes in kleinere Einheiten empfohlen wird. In den Modellanwendungen im Rahmen dieser Arbeit (vgl. Kapitel 6) werden üblicherweise Gebiete der Hierarchie-Ebenen NUTS 3 (Kreis- oder kreisfreie Städte) oder LAU 2 (Local Administrative Unit 2, Gemeinden) untersucht.

3.2 Modellierung des Gebäude- und Technologiebestands¹⁷

Da es aufgrund von Komplexitätsbeschränkungen nicht möglich ist, die Nachfrage, sowie die Investitions- und Einsatzentscheidungen für alle Technologien jedes Gebäudes einer Stadt einzeln zu modellieren, verwendet das RE³ASON-Modell Gebäudetypen, um den Gebäudebestand abzubilden. Jeder Gebäudetyp repräsentiert dabei eine bestimmte Größen- und Baualterklasse und hat eine vorgegebene Anfangsausstattung mit Technologien¹⁸.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Modellierung des Wohngebäudebestandes, daher werden alle Nichtwohngebäude zu einem Typ zusammengefasst. Für Wohngebäude erfolgt jedoch eine wesentlich genauere Differenzierung. Im Rahmen der EU-Projekte TABULA („Typology Approach for Building Stock Energy Assessment“) und EPISCOPE („Energy Performance Indicator Tracking Schemes for the Continuous Optimisation of Refurbishment Processes in European Housing Stocks“) wurden 20 nationale Gebäudetypologien zur energetischen Bewertung des Wohngebäudebestandes in den jeweiligen europäischen Ländern entwickelt (IWU 2016). Die deutsche Wohngebäudetypologie (IWU 2015) definiert 40 Basis-Gebäudetypen, die jeweils durch ein bestimmtes Baualter sowie eine der Gebäudegrößenklassen Einfamilienhaus (EFH), Reihenhause (RH), Mehrfamilienhaus (MFH) und großes Mehrfamilienhaus (GMH) charakterisiert sind. Für jeden Gebäudetyp sind in der Typologie wichtige Merkmale wie Grundfläche und Volumen des Gebäudes,

¹⁷ Die Inhalte dieses Abschnittes entstammen zum Teil der Veröffentlichung „Investigating the Energy Performance of Buildings with a 3D City Model and Thermal Simulation: Results from the Urban Transition Lab“ (Murshed et al. 2017).

¹⁸ Der Begriff Technologie bezieht sich im Rahmen dieser Arbeit auf Technologien zur Energieumwandlung, wie z. B. Heiztechnologien, erneuerbare Energien, aber auch Haushaltsgeräte.

Anzahl der Stockwerke, Dach- und Kellertyp, sowie insbesondere die typischen Oberflächen und Wärmedurchgangskoeffizienten der verschiedenen Bauteile (Dach, Außenwände, Fenster, Türen, Fußboden) angegeben.

Diese Wohngebäudetypologie dient im Folgenden als Grundlage für die Erstellung einer an das jeweilige Untersuchungsgebiet angepasste Gebäudetypologie. Abb. 13 zeigt eine Übersicht der Vorgehensweise für die Modellierung des lokalen Wohngebäudebestands, die im Folgenden näher erläutert wird.

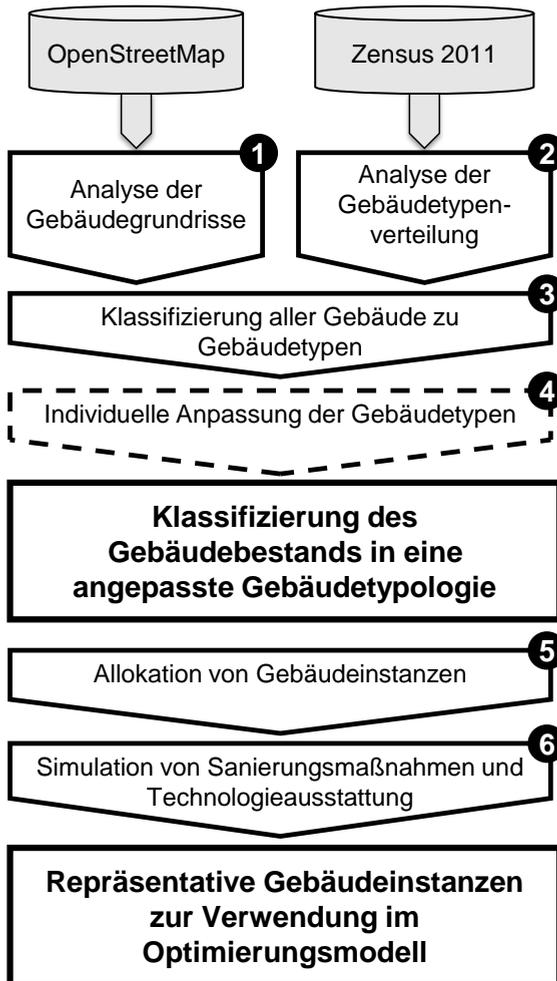


Abb. 13: Schematische Vorgehensweise bei der Erstellung der angepassten Gebäudetypologie und Klassifizierung der Gebäude.

Die Vorgehensweise ist dabei in die Schritte 1 bis 6 gegliedert:

1. Analyse der Gebäudegrundrisse

Sämtliche Gebäudegrundrisse innerhalb der betrachteten Gemeinde werden aus der OpenStreetMap Datenbank (OSM 2018) bezogen. Anschließend werden für jedes Gebäude die Größe und der Mittelpunkt der Grundfläche bestimmt.

2. Analyse der Gebäudetypenverteilung

Aus der Zensusdatenbank der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder (Destatis 2014) liegen für jede 1 km²-Rasterzelle in Deutschland Informationen über die Anzahl der Wohngebäude sowie über deren Häufigkeitsverteilung über 10 Altersklassen und 10 Gebäudegrößenklassen vor. Diese Daten werden importiert und mit dem Untersuchungsgebiet verschnitten, d. h. sämtliche Daten aus Rasterzellen, die nicht vollständig innerhalb des Untersuchungsgebietes liegen, werden anhand des Flächenanteils, der noch innerhalb des Untersuchungsgebietes liegt, skaliert. Somit wird ein Raster aus bis zu 1 km² großen Zellen über das Untersuchungsgebiet gelegt, wobei in jeder dieser Zellen die Häufigkeitsverteilung der Gebäudetypen bekannt ist (vgl. Abb. 14).

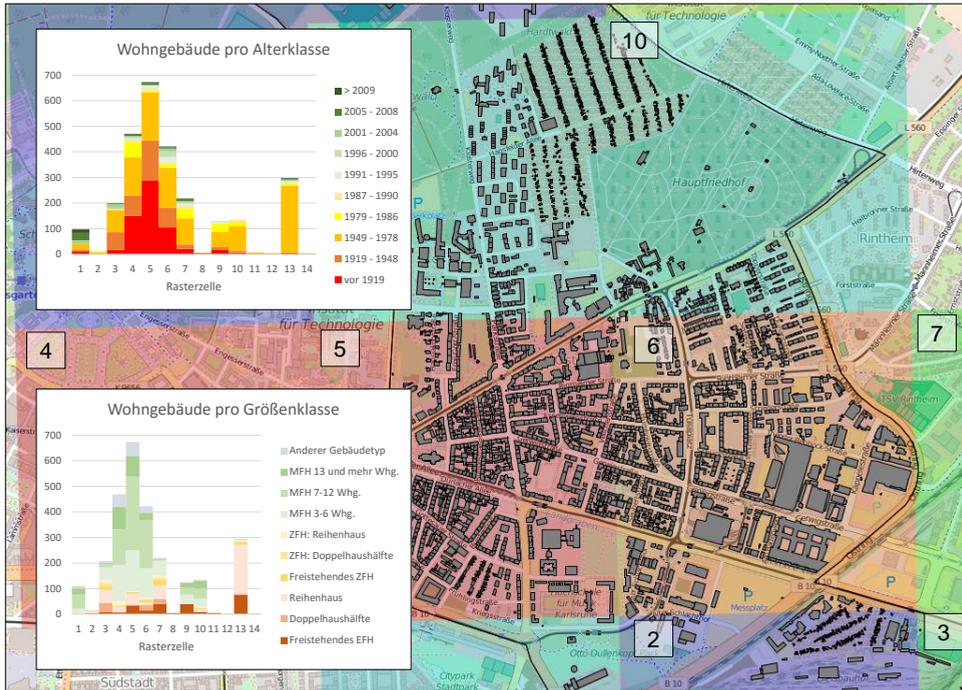


Abb. 14: Auswertung der Daten zum Wohngebäudebestand aus der Zensusbefragung am Beispiel der Karlsruher Oststadt. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Destatis (2014) und OSM (2018).

Diese Daten werden anschließend so verschnitten und aggregiert, dass sie den Klassen der TABULA Gebäudetypologie zugeordnet werden können. Da die Zensushebung und die TABULA-Klassifizierung unterschiedliche Baualtersklassen verwenden, wird bei den Zensusdaten eine Gleichverteilung der Gebäude über alle Jahre ihrer jeweiligen Baualtersklasse angenommen, diese jahresscharfe Baualtersklassifizierung kann somit den Baualtersklassen der TABULA-Klassifizierung zugeordnet werden. Um die 10 Gebäudegrößenklassen der Zensushebung den 4 Gebäudetypklassen (EFH: Einfamilienhaus, RH: Reihenhaus, MFH: Mehrfamilienhaus, GMH: Großes Mehrfamilienhaus) der TABULA-Klassifizierung zuzuordnen, wird die Zuordnungsmatrix aus Tabelle 4 verwendet. Die Gewichte dieser Tabelle wurden so bestimmt, dass bei Anwendung der Tabelle auf alle Gebäude in Deutschland die Summe der Abweichungen der Gebäudezahlen in den einzelnen Klassen minimal ist. Somit kann schließlich jeder 1 km²-Rasterzelle im Untersuchungsgebiet die Anzahl an Wohngebäuden für jede der 40 TABULA Klassen zugeordnet werden.

Tabelle 4: Zuordnung der Gebäudegrößenklassen der Zensus 2011 Erhebung zu den Gebäudetypklassen der TABULA Gebäudetypologie.

Zensus 2011	TABULA			
	EFH	RH	MFH	GMH
Freistehendes Einfamilienhaus	100%	0%	0%	0%
EFH: Doppelhaushälfte	100%	0%	0%	0%
EFH: Reihenhaus	55%	45%	0%	0%
Freistehendes Zweifamilienhaus	0%	25%	75%	0%
ZFH: Doppelhaushälfte	0%	100%	0%	0%
ZFH: Reihenhaus	0%	100%	0%	0%
Mehrfamilienhaus: 3-6 Wohnungen	0%	60%	40%	0%
MFH: 7-12 Wohnungen	0%	75%	25%	0%
MFH: 13 und mehr Wohnungen	0%	0%	35%	65%
Anderer Gebäudetyp	0%	82,5%	0%	17,5%

3. Klassifizierung aller Gebäude zu Gebäudetypen

Anhand der Gebäudemittelpunkte wird jedes Gebäude aus den OSM-Daten geographisch einer der Rasterzellen zugeordnet. Anschließend wird es zu einer der dort vorhandenen TABULA-Gebäudetypen klassifiziert. Für diese Klassifizierung werden zwei Merkmale berücksichtigt: Tags, die auf Wohn- (z. B. „residential“, „house“, „apartments“, o.ä.) bzw. Nichtwohngebäude (z. B. „garage“, „industrial“, „commercial“) schließen lassen, sowie die Grundfläche des Gebäudes. Das Gebäude wird dann demjenigen TABULA-Gebäudetyp zugeordnet, dessen mittlere Grundfläche (die aus den Parametern der TABULA Typologie bekannt ist) am geringsten von der tatsächlichen Grundfläche des Gebäudes abweicht. Da die Zensusdaten nur Wohngebäude, die OSM-Daten jedoch alle Gebäude umfassen, werden dabei üblicherweise einige OSM-Gebäude nicht klassifiziert. Da bei der Zuordnung nicht nur Tags, sondern auch die Grundfläche abgeglichen wird, haben diese verbleibenden Gebäude üblicherweise Grundflächengrößen, die ungewöhnlich für Wohngebäude sind (z. B. Garagen, Fabrik- oder Bürogebäude) und werden in Folge dessen korrekt als Nichtwohngebäude klassifiziert. Ein Beispiel für diese Klassifizierung des Gebäudebestands in Wohn- und Nichtwohngebäude ist in Abb. 15 zu sehen.

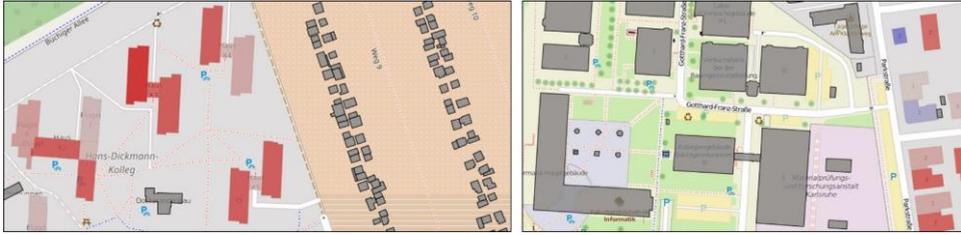


Abb. 15: Klassifizierung des OSM-Gebäudebestands in Wohn- (farblich schattiert) und Nichtwohngebäude (grau). Quelle: Eigene Darstellung mit Kartendaten von OSM (2018).

In einigen Regionen kann es vorkommen, dass die OSM-Gebäudedaten unvollständig sind. Wenn OSM weniger Gebäude zur Verfügung stellt, als laut Zensusdaten vorhanden sein sollten, erzeugt das Modell automatisch generische Gebäude auf Basis der Standardparameter der fehlenden Gebäudetypen, um diese Lücke zu schließen. Diese automatisch generierten Gebäude haben keine geografischen Koordinaten und bekommen die statistische Grundfläche ihres jeweiligen Gebäudetyps zugewiesen. Somit kann das Modell auch in Gegenden mit unvollständigen OSM-Daten zur Klassifizierung des lokalen Gebäudebestands genutzt werden.

4. Individuelle Anpassung der Gebäudetypen

Dieser Schritt ist optional und kann genutzt werden, wenn genauere Informationen über den lokalen Gebäudebestand vorliegen. Insbesondere wenn die Gebäude vor Ort sich hinsichtlich der verwendeten Baumaterialien, Bauteilgrößen oder anderer Parameter wesentlich von den Angaben der nationalen Gebäudetypologie unterscheiden, kann die Genauigkeit der Wärmebedarfsermittlungen damit deutlich verbessert werden (vgl. Abschnitt 3.3.1).

In diesem Schritt werden die Parameter der Gebäudetypologie individuell angepasst, um den lokalen Gebäudebestand besser zu beschreiben. Wenn beispielweise aus eigener Erfahrung oder auf Basis von empirischen Erhebungen bekannt ist, dass die Gebäude eines bestimmten Typs im betrachteten Gebiet einen beheizten Dachstock haben, in der nationalen Gebäudetypologie aber ein nicht beheizter Dachstock angenommen wird, kann dieser Parameter in einem vorbereiteten Excel-Dokument angepasst werden (vgl. Abb. 16). Durch Auswahl dieser angepassten Typologie im RE³ASON-Modell werden die veränderten Parameter anschließend bei der Wärmebedarfsermittlung berücksichtigt. Im Rahmen einer Anwendung der hier beschriebenen Methodik wurden auf diese Weise im Rahmen eines Forschungsprojektes 86 Parameter der nationalen Gebäudetypologie angepasst, um den Gebäudebestand der Karlsruher Oststadt genauer abzubilden (vgl. Murshed et al. 2017).

“Gebäude des Typs MFH_B haben in der Oststadt üblicherweise einen beheizten Dachstock.”

“Gebäude des Typs MFH_G haben in der Oststadt üblicherweise größere Fensterflächen als in der TABULA Typologie angegeben.”

Abb. 16: Beispiele für die Anpassung von Parametern der nationalen Gebäudetypologie an die lokalen Gegebenheiten der Karlsruher Oststadt. Rot markierte Zellen stehen für modifizierte Parameter.
Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von IWU (2015).

Als Ergebnis dieser vier Schritte wird somit jedes Gebäude einem bestimmten Typ in einer neuen, spezifisch angepassten Gebäudetypologie zugeteilt, die zur Berechnung der Wärmenachfrage (vgl. Abschnitt 3.3.1) genutzt werden kann.

5. Allokation von Gebäudeinstanzen

Bei der Optimierung des städtischen Energiesystems (vgl. Kapitel 5) werden Gebäude über Instanzen der hier bestimmten Gebäudetypen abgebildet. Diese Instanzen stellen jeweils ein konkretes hypothetisches Gebäude mit bestimmtem Baujahr und einer Anfangsausstattung an bereits vorhandenen Technologien dar. Die Instanziierung erfolgt in Abhängigkeit von der lokalen Häufigkeit bestimmter Gebäudetypen. Die Auswahl dieser Gebäudeinstanzen ist somit für jede Gemeinde unterschiedlich. Wenn im Optimierungsmodell beispielsweise 50 Gebäudeinstanzen abgebildet werden sollen und der lokale Gebäudebestand im Wesentlichen aus Mehrfamilienhäusern besteht, dann sollte ein Großteil der erzeugten Gebäudeinstanzen diesem Typ entsprechen. Gibt es keine Gebäude einer bestimmten Baualterklasse, dann müssen die entsprechenden Gebäudetypen auch nicht instanziiert werden. Durch diese selektive Auswahl der zu berücksichtigenden Gebäudetypen muss im Optimierungsmodell keine Rechenzeit für lokal unbedeutende Gebäudetypen aufgewendet werden.

Um diese Allokation vorzunehmen, wird das Quotenverfahren mit Restausgleich nach größten Bruchteilen nach Hare-Niemayer (vgl. Agricola und Pukelsheim 2017), welches z. B. auch für die Sitzplatzverteilung in parlamentarischen Gremien zum Einsatz kommt,

angewendet. Damit wird die gewünschte Anzahl an proportional repräsentativen Gebäudeinstanzen erzeugt, um den lokalen Gebäudebestand zu repräsentieren. Ein Skalierungsfaktor gibt an, wie viele Gebäude durch jede Gebäudeinstanz repräsentiert werden.

6. Simulation von Sanierungsmaßnahmen und Technologieausstattung

Im nächsten Schritt wird für jede Gebäudeinstanz eine Simulation durchgeführt, um evtl. bereits vorgenommene Sanierungsmaßnahmen abzubilden. Als Basis hierfür dient die Sanierungsrate von 0,8% pro Jahr (DIW 2011). Da jedoch angenommen werden kann, dass die Wahrscheinlichkeit für eine energetische Sanierung eines Gebäudes mit steigendem Gebäudealter zunimmt, wird die Sanierungsrate linear über die Lebensdauer der Gebäude skaliert. Die Skalierung erfolgt dabei so, dass die Wahrscheinlichkeit für eine Sanierung im ersten Jahr (d. h. zum Zeitpunkt der Errichtung eines Gebäudes) gleich Null ist, und im Zieljahr (d. h. im ersten Modelljahr der Optimierungsrechnung) entspricht diese Wahrscheinlichkeit der doppelten Sanierungsrate. Durch Zufallsziehungen wird nun bestimmt, welche Gebäude in welchen Jahren energetisch saniert wurden. Falls eine energetische Sanierung durchgeführt wurde, erhalten diese Gebäude die Technologie „Modernisierungspaket 1“ (verbesserter Standard, siehe IWU 2015), alle anderen Gebäude verbleiben im Ist-Zustand (gesetzliche Mindestanforderung in Bezug auf das jeweilige Baualter).

Anschließend wird die verwendete Heiztechnologie für jedes Gebäude bestimmt. Hierfür erfolgt zunächst eine Zufallsziehung zur Bestimmung des verwendeten Energieträgers, anschließend eine weitere Ziehung zur Bestimmung der Heiztechnologie (z. B. bei Gas: Niedertemperatur- oder Brennwertkessel). Basis für die Verteilung dieser Zufallsvariablen ist die Häufigkeitsverteilung der genutzten Energieträger in Abhängigkeit des Baualters aus der Mikrozensus – Zusatzerhebung 2010 (Destatis 2012), vgl. Tabelle 5. Nachdem die Art der Heiztechnologie festgelegt wurde, wird durch eine weitere Zufallsziehung das Jahr der Inbetriebnahme, basierend auf der Annahme einer Gleichverteilung über die Lebensdauer der jeweiligen Technologie, bestimmt.

Tabelle 5: Annahmen zur Häufigkeitsverteilung von Energieträgern zu Heizzwecken in Abhängigkeit des Gebäude-Baualters. Quelle: Destatis (2012).

	1800 - 1918	1919 - 1948	1949 - 1978	1979 - 1986	1987 - 1990	1991 - 2000	2001 - 2004	2005 - 2008	2009 und später
Fernwärme	8%	9%	18%	26%	24%	12%	12%	13%	14%
Gas	60%	55%	45%	46%	47%	69%	70%	62%	48%
Strom	4%	13%	1%	1%	5%	0%	1%	0%	0%
Heizöl	23%	20%	34%	25%	21%	17%	11%	7%	14%
Holzpellets	5%	2%	2%	2%	3%	1%	3%	6%	9%
Umweltwärme	0%	0%	0%	1%	0%	1%	3%	11%	15%

Auf ähnliche Weise wird die Ausstattung der Haushalte mit Haushaltsgeräten und Beleuchtungstechnologien simuliert. Die benötigte Anzahl der Technologien berechnet sich auf Basis der maximalen Stromnachfrage innerhalb eines Jahres (vgl. Abschnitt 3.3.2), sowie anhand der Geräteeffizienz. Die dabei verwendeten Annahmen zur Häufigkeitsverteilung der verschiedenen Effizienzklassen und Beleuchtungstechnologien im Bestand können Tabelle 6 und Tabelle 7 entnommen werden (vgl. dena 2013, UBA 2011).

Tabelle 6: Annahmen zur Häufigkeit im Bestand von Haushaltsgeräten nach Effizienzklassen. Quelle: Eigene Annahmen auf Basis von UBA (2011) und idealo Magazin (2018).

	Häufigkeit im Bestand
C	2%
B	8%
A	28%
A+	43%
A++	15%
A+++	4%

Tabelle 7: Annahmen zur Häufigkeit im Bestand der Beleuchtungstechnologien. Quelle: dena (2013).

	Häufigkeit im Bestand
Glühlampe	23,58%
Halogen	54,20%
Energiesparlampe	14,63%
LED	7,59%

Als Ergebnis stehen repräsentative Gebäudeinstanzen mit jeweils konkreten Anfangsausstattungen an Technologien zur Verwendung im Optimierungsmodell zur Verfügung.

3.3 Energiebedarf im Wohngebäudesektor

3.3.1 Wärmebedarf¹⁹

Dieser Abschnitt beschreibt die Berechnung des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser im urbanen Wohngebäudesektor. Hierfür sind in der Literatur bereits verschiedene Ansätze bekannt, die sich v. a. hinsichtlich des Detaillierungsgrades und der Arbeitsrichtung (Top-Down, Bottom-Up) sowie hinsichtlich des zeitlichen und räumlichen Umfangs unterscheiden (vgl. Frayssinet et al. 2018 für eine aktuelle Übersicht verschiedener Ansätze). Im Rahmen dieser Arbeit wird ein detaillierter Bottom-Up Ansatz verwendet, der unter Berücksichtigung von Klima- und Gebäudedaten jedem einzelnen Wohngebäude ein Wärmebedarfsprofil zuordnet. Die Berechnung basiert auf der Modellierung des Wohngebäudebestands (vgl. Schritte 1-4 in Abschnitt 3.2). Hieraus werden zwei Ergebnisse verwendet: die spezifisch angepasste Gebäudetypologie, sowie die Klassifizierung des Gebäudebestandes (d. h. jedes Einzelgebäudes) in diese Typologie. Abb. 17 zeigt einen Überblick über die Vorgehensweise sowie die verwendeten Daten.

¹⁹ Die Inhalte dieses Abschnittes entstammen zum Teil der Veröffentlichung „Investigating the Energy Performance of Buildings with a 3D City Model and Thermal Simulation: Results from the Urban Transition Lab“ (Murshed et al. 2017).

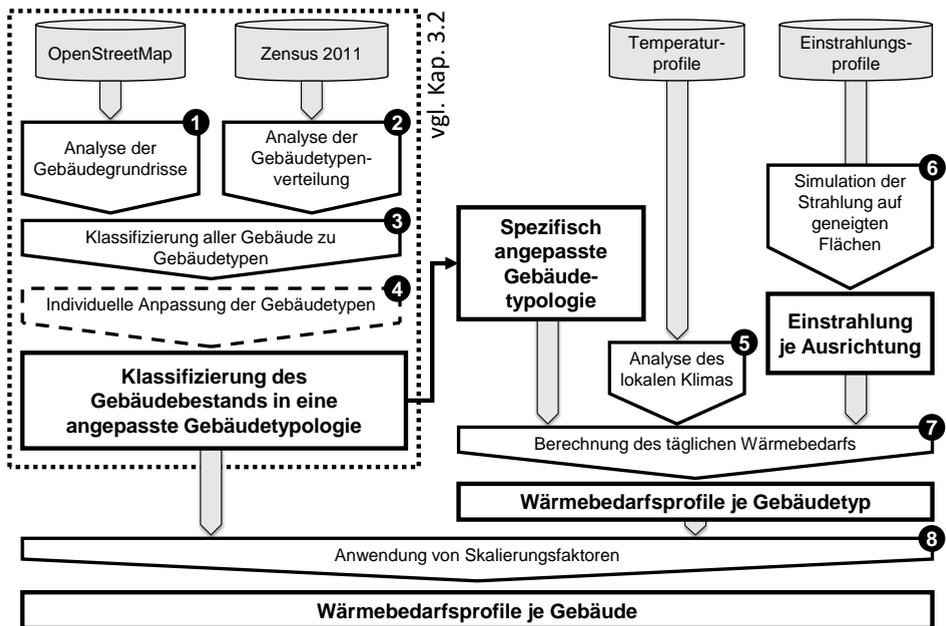


Abb. 17: Übersicht über die verwendete Methodik zur Bestimmung des Wärmebedarfs von Wohngebäuden.

Die Vorgehensweise umfasst, zusätzlich zu den ersten vier Schritten der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Methodik, folgende weitere Schritte:

5. Analyse des lokalen Klimas

Durch eine Analyse von öffentlich verfügbaren Temperaturprofilen (vgl. Kap. 4.2.2 für eine genauere Beschreibung des MERRA-2-Klimadatensatzes) werden die Heiztage und durchschnittlichen Außentemperaturen für jeden Tag innerhalb eines Jahres berechnet. Dabei wird für jeden Tag zunächst die Tagesmitteltemperatur auf Basis des viertelstündlichen Temperaturprofils bestimmt. Ein Heiztag liegt dann vor, wenn die Tagesmitteltemperatur unterhalb der Heizgrenztemperatur von 12°C (IWU 2015) liegt.

6. Simulation der solaren Wärmegewinne

Die Methode zur Berechnung der Nachfrage nach Raumwärme berücksichtigt unter anderem die Wärmegewinne durch solare Einstrahlung. In der TABULA Methodik sind Standardwerte für die solaren Gewinne durch Fensterflächen für die Himmelsrichtungen Nord, Ost, Süd und West vorgegeben. Im RE³ASON-Modell werden hingegen Methoden zur Simulation der solaren Einstrahlung auf geneigte Flächen (eine ausführlichere Beschreibung dieser Methoden findet sich in Kapitel 4.1.2) verwendet, um diese Standardwerte durch

Werte zu ersetzen, die dem lokalen Klima entsprechen. Mit diesen Methoden wird die solare Einstrahlung innerhalb jedes Tages auf die Fensterflächen in Nord-, Ost-, Süd- und Westrichtung (als Neigungswinkel der Fensterflächen werden jeweils 90° angenommen) bestimmt. Die Größen der jeweiligen Fensterflächen können wiederum der Gebäudetypologie entnommen werden.

7. Berechnung des täglichen Wärmebedarfs je Gebäudetyp

Zur Modellierung der Nachfrage nach Raumwärme wird ein Einzonen-Gebäudesimulationsmodell verwendet. Die Berechnung folgt dabei der „TABULA Calculation Method“ (TABULA 2013), welche wiederum auf der Norm „Energieeffizienz von Gebäuden – Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung“ (DIN EN ISO 13790) basiert. Dabei wird der Wärmebedarf eines Gebäudes auf Basis der Wärmeverluste durch Transmission und Lüftung und unter Berücksichtigung der Wärmeeinträge durch solare Einstrahlungen und interne Wärmegewinne berechnet. Der Gesamtwärmetransfer durch Transmission wird unter Verwendung des Gesamt-Transmissionswärmetransferkoeffizienten (angegeben in $\left[\frac{W}{K}\right]$) des Gebäudes bestimmt. Der Gesamt-Transmissionswärmetransferkoeffizient berücksichtigt dabei den effektiven Wärmedurchgangskoeffizienten (angegeben in $\left[\frac{W}{m^2K}\right]$, häufig als „U-Wert“ bezeichnet) sowie die Bauteilfläche $[m^2]$ auf der Gebäudehülle aller Elemente in den Bauteilgruppen Wand, Dach, Boden, Tür und Fenster. Der Wärmetransfer durch Lüftung basiert vor allem auf der Luftwechselrate und dem Gebäudevolumen. Die Berechnung der solaren Einträge basiert auf den Ausrichtungen und Größen der Fensterflächen, sowie der in Schritt 6 berechneten solaren Einstrahlung je Ausrichtung und berücksichtigt zusätzlich u. a. Faktoren für die Verschattung, solare Durchlässigkeit und Einstrahlungswinkel. Für interne Wärmegewinne wird ein vereinfachter Standardwert in Höhe von $3 \frac{W}{m^2}$ angenommen.

Die Bauteilflächen und U-Werte werden dabei der, auf Basis der nationalen Gebäudetypologie spezifisch angepassten, Gebäudetypologie (vgl. Abschnitt 3.2) entnommen. Weitere Parameter, wie z. B. Annahmen zur Solltemperatur ($20^\circ C$), der Luftwechselrate ($0,4 \frac{1}{h}$), der Raumhöhe ($2,5 m$) und der Wärmespeicherfähigkeit der thermischen Gebäudemasse ($45 \frac{Wh}{m^2K}$) folgen den Annahmen der „TABULA Calculation Method“ (TABULA 2013). Die Annahmen zur Berechnung des Energiebedarfs für Warmwasser ($10 \frac{kWh}{m^2a}$ in Ein- und $15 \frac{kWh}{m^2a}$ in Mehrfamilienhäusern) folgen ebenfalls dieser Methode.

Auf dieser Basis kann für jeden Tag anhand der mittleren Außentemperatur und der solaren Einstrahlungen der spezifische Wärmebedarf $\left[\frac{kWh}{m^2}\right]$ jedes Gebäudetyps bestimmt werden.

8. Anwendung von Skalierungsfaktoren

Im nächsten Schritt werden die Wärmebedarfsprofile je Gebäudetyp wieder mit der Klassifizierung des gesamten Gebäudebestands vereint. Dabei kann nun für jedes konkrete (d. h. aus den OSM-Daten generierte) Gebäude anhand des zuvor bestimmten Gebäudetyps (vgl. Abschnitt 3.2, Schritt 3) ein spezifisches Wärmebedarfsprofil aus dem vorherigen Schritt zugeordnet werden. Zusätzlich wird hierbei die Grundfläche des Gebäudes berücksichtigt. Wenn diese von der Standard-Grundfläche für diesen Gebäudetyp abweicht, wird aus der Differenz ein Skalierungsfaktor berechnet und der Wärmebedarf entsprechend skaliert.

Eine Veranschaulichung der Vorgehensweise kann durch Aggregation der Einzelgebäude-Wärmebedarfsprofile nach Gebäudetypen erfolgen. Abb. 18 zeigt das Ergebnis solch einer Aggregation für den Karlsruher Stadtteil Oststadt, für den im Rahmen eines Forschungsprojekts eine spezifisch angepasste Gebäudetypologie erstellt wurde (vgl. Abschnitt 3.2, sowie Murshed et al. 2017). Dabei zeigt sich einerseits, dass die Berücksichtigung des lokalen Karlsruher Klimas (grüne Säulen in Abb. 18) einen im Vergleich zu den nationalen Standardwerten (schwarze Säulen) reduzierten Wärmebedarf bewirkt. Die Berücksichtigung der angepassten Gebäudetypologie (blaue Säulen) wirkt sich hingegen auf jeden Gebäudetyp unterschiedlich aus: Während z. B. der Gebäudetyp MFH_F (Mehrfamilienhaus der Baualtersklasse 1969-1978) einen höheren Wärmebedarf gegenüber der nationalen Gebäudetypologie aufweist (u. a. aufgrund der großen Fensterflächen der Gebäude dieses Typs in der Oststadt), hat z. B. der Gebäudetyp TH_B (Reihenhaus der Baualtersklasse 1860-1918) einen deutlich geringeren Wärmebedarf (u. a. aufgrund geringerer U-Werte der Dach-, Wand- und Fensterflächen aufgrund der häufig beobachteten Sanierungsmaßnahmen).

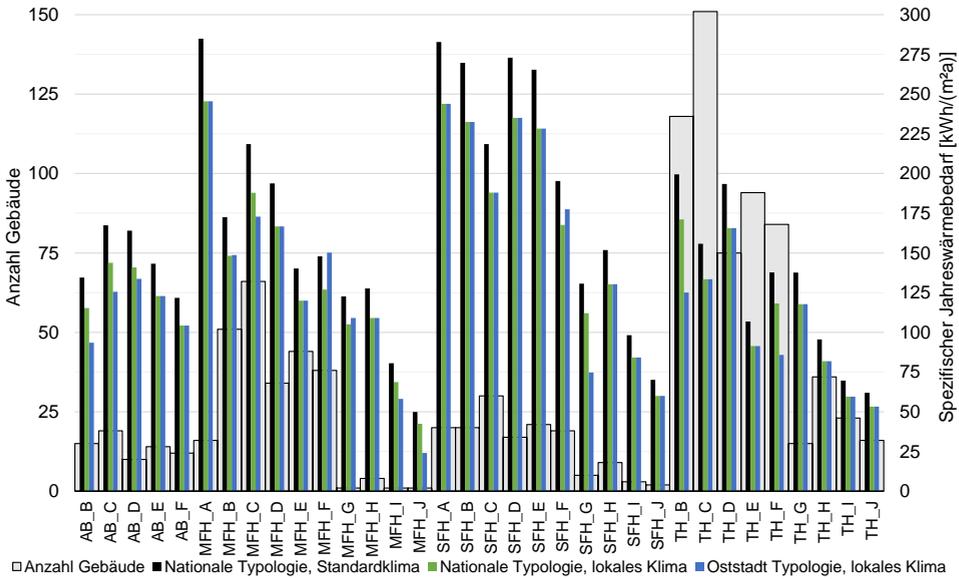


Abb. 18: Berechneter spezifischer Wärmebedarf [kWh/(m²*a)] unterschiedlicher Gebäudetypen in der Karlsruher Oststadt. Berechnet anhand der nationalen Gebäudetypologie mit Referenzklima Deutschland (schwarz), mit lokalem Klima (grün), sowie anhand der lokal angepassten Typologie und mit lokalem Klima (blau).

Als Ergebnis dieser Vorgehensweise liegt für jedes Gebäude der betrachteten Region ein Jahres-Wärmebedarfsprofil in täglicher Auflösung vor. Abb. 19 zeigt beispielhaft solche Profile, aggregiert nach Gebäudetypen. Diese Profile ermöglichen weitere Analysen, wie z. B. die Identifizierung der Zeiträume mit dem größten Gesamtwärmebedarf oder des Beitrags verschiedener Gebäudetypen zum Wärmebedarf. Obwohl in der Karlsruher Oststadt Reihenhäuser den größten Anteil am Gebäudebestand haben (vgl. Abb. 18), überwiegt dort bspw. der Wärmebedarf der Mehrfamilienhäuser (v. a. aufgrund der größeren Nutzfläche je Gebäude).

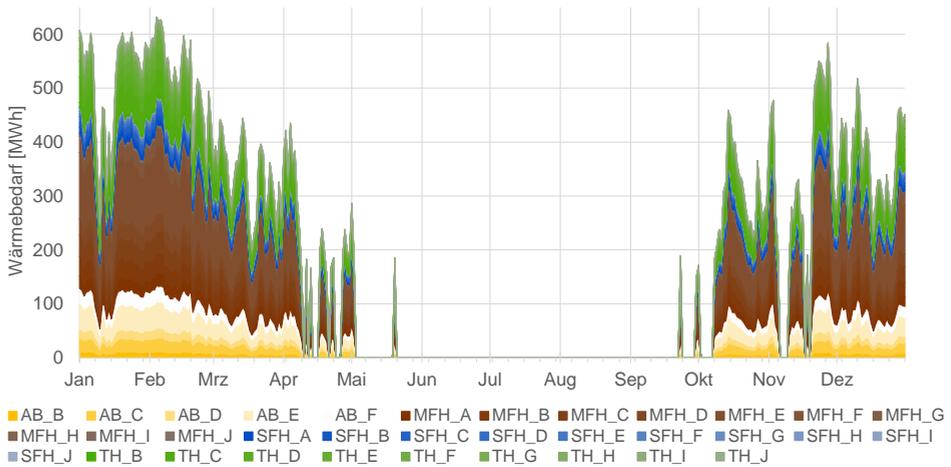


Abb. 19: Simulierter Verlauf des täglichen Wärmebedarfs [MWh] je Gebäudetyp in der Karlsruher Oststadt im Jahr 2015.

Aufgrund der hohen (räumlichen und zeitlichen) Auflösung der Ergebnisse sind auch weitere Auswertungen denkbar. Durch Aggregation der Wärmenachfrage von der Einzelgebäude-Ebene auf Rasterzellen ist es z. B. möglich, Karten mit einer anschaulichen Darstellung des flächenspezifischen Wärmebedarfs einer ganzen Region („Wärmeatlas“) zu erstellen - ein Beispiel hierfür zeigt Abb. 20. Somit kann eine Gemeinde eine schnelle Einschätzung der lokalen Wärmenachfragestruktur gewinnen. Stadtwerke könnten diese Karten u. a. für die (Ausbau-)planung der Gas- und Fernwärmeversorgungsnetze nutzen.

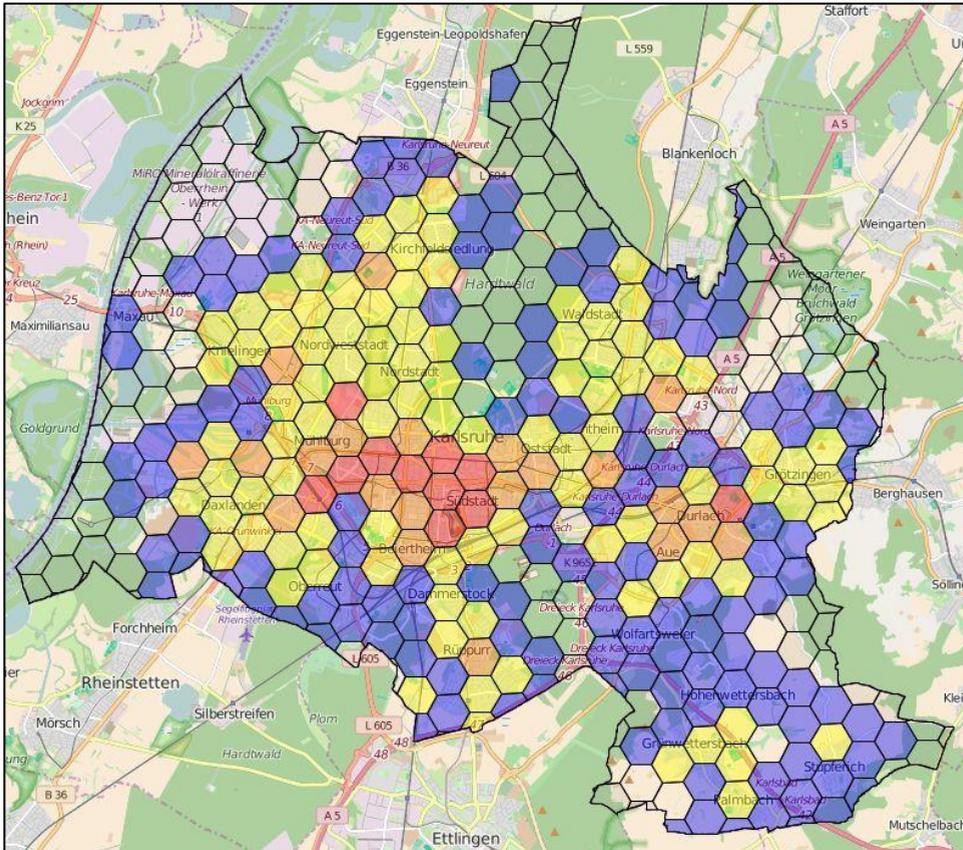


Abb. 20: Räumliche Verteilung des Wärmebedarfs der Wohngebäude in Karlsruhe. Die resultierende Wärmedichte ist farblich markiert (blau: $<10 \text{ GWh/km}^2$, gelb: $<30 \text{ GWh/km}^2$, orange: $<50 \text{ GWh/km}^2$, rot: $\geq 50 \text{ GWh/km}^2$). Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von OSM (2018) und IWU (2015).

3.3.2 Strombedarf

Zur Abbildung des Strombedarfs im Haushaltsbereich wird im RE³ASON-Modell ein Bottom-Up Modell zur Simulation elektrischer Lastprofile von Haushalten (vgl. Hayn 2016; Hayn et al. 2018) eingesetzt. Grundlage dieses Modells sind

- statistische Daten zur Häufigkeitsverteilung der Haushaltsgröße,
- sowie der Geräteausstattung mit unterschiedlichen Haushaltsgeräten,
- Strombedarfsprofile einzelner Geräte,
- sowie Nutzungshäufigkeit und -zeiten der Geräte.

Auf eine detaillierte Darstellung dieses Modells wird an dieser Stelle verzichtet, hierfür sei auf die Dissertation von Marian Hayn (2016) verwiesen. Das RE³ASON-Modell nutzt dieses Modell in seiner Grundkonfiguration ohne die Abbildung flexibler Tarifstrukturen zur Generierung von Lastprofilen für Einzelhaushalte. Dabei wird zunächst für jedes Wohngebäude anhand dessen Einordnung in die Gebäudetypologie (vgl. Abschnitt 3.2) die Anzahl an Haushalten innerhalb des Gebäudes bestimmt. Durch eine Simulation des Nachfrageverhaltens kann nun für jeden Haushalt ein Jahres-Strombedarfsprofil berechnet werden. Mittels einer anschließenden Aggregation über alle Haushalte wird schließlich die Gesamtstromnachfrage jedes Gebäudes bestimmt.

Diese Vorgehensweise stellt sicher, dass die Stromnachfrage der im Modell abgebildeten Gebäude über realistische Fluktuationen verfügt. Während in Einfamilienhäusern starke Lastspitzen auftreten können, kommen gerade bei Mehrfamilienhäusern mit vielen Haushalten Aggregations- und Mittelungseffekte zum Tragen: Wie Hayn et al. (2018) zeigen, nähert sich die aggregierte Lastkurve der durch das Simulationsmodell erzeugten Haushaltsprofile zunehmend dem VDEW H0 Standardlastprofil (Fünfgeld und Tiedemann 2000) an.

Dies konnte durch eigene Auswertungen bestätigt werden: Die mittlere quadratische Abweichung der aggregierten Strombedarfsprofile vom Standardlastprofil nimmt mit zunehmender Anzahl an Haushalten ab. Am Beispiel eines simulierten Werktages in der Übergangszeit (vgl. Abb. 21) beträgt der mittlere quadratische Fehler 111 W (1 Haushalt), 40 W (10 Haushalte), 19 W (100 Haushalte) und 15 W (1.000 Haushalte). Es kann also davon ausgegangen werden, dass die mit dieser Methode erzeugten Stromlastprofile bei Aggregation auf die Ebene eines Stadtteils oder gar einer Stadt dem erwarteten Profil des Haushaltssektors der Stadt entsprechen. Die Profile einzelner Gebäude sollten hingegen grundsätzlich die zu erwartenden stochastischen Fluktuationen eines Gebäudes der jeweiligen Größe aufweisen.

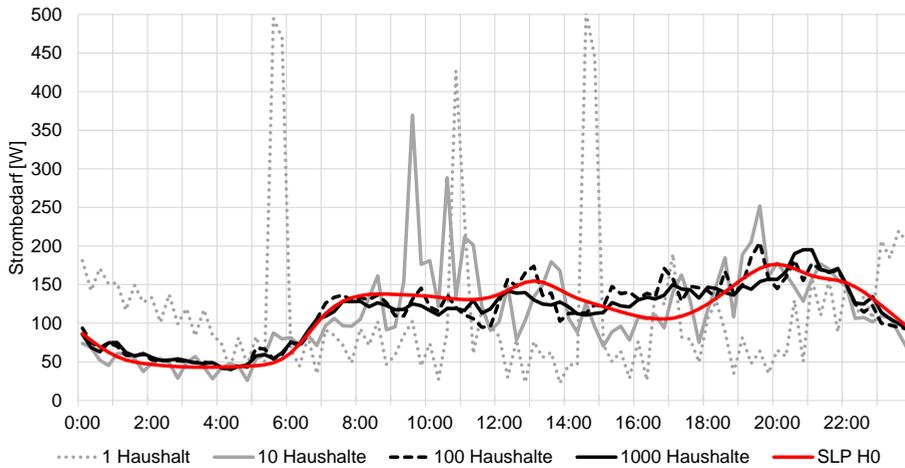


Abb. 21: Mittlerer simulierter Strombedarf für einen, 10, 100 und 1.000 Haushalte (jeweils normalisiert auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh) an einem Werktag in der Übergangszeit im Vergleich zum Standardlastprofil H0. Quelle: Eigene Darstellung, Modellierung nach Hayn et al. (2018).

3.4 Energiebedarf im Nichtwohngebäudesektor

Im Vergleich zum Wohngebäudesektor ist die Verfügbarkeit öffentlicher Daten zum Energiebedarf im Nichtwohngebäudesektor stark eingeschränkt. Zudem ist dieser Energiebedarf insbesondere im Industriesektor meist von sehr spezifischen Prozessen geprägt, die sich nur schwer durch allgemeine Modelle wie die im vorigen Abschnitt beschriebenen Vorgehensweisen abbilden lassen.

Aus diesem Grund wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit eine Methode entwickelt, die eine vereinfachte Abschätzung des Endenergiebedarfs einer Stadt oder Gemeinde in allen Sektoren ermöglichen soll, ohne einzelne Prozesse explizit abzubilden.

Die hierbei gewählte Vorgehensweise baut auf früheren Arbeiten des Autors (vgl. Mainzer et al. 2014, Abschnitt 3.4) auf und basiert auf der Annahme, dass der Energiebedarf einer Region mit ausgewählten sozio-ökonomischen Indikatoren korreliert. Da der Energiebedarf, sowie die entsprechenden Indikatoren auf nationaler Ebene bekannt sind (BMWi 2017; Destatis 2017b), kann der regionale Energiebedarf anhand des relativen Verhältnisses dieser Indikatoren von der nationalen auf die regionale Ebene heruntergebrochen werden („Top-Down Skalierung“). Ein anschauliches Beispiel hierfür bildet die Ableitung des Energiebedarfs einer Region anhand der Einwohnerzahl: da der nationale Pro-Kopf-Endenergiebedarf in Deutschland bei etwa 30 MWh/a liegt, könnte man für eine Stadt wie

Karlsruhe mit 307.755 Einwohnern einen Endenergiebedarf von 9,2 TWh/a ableiten (alle Werte für 2015, Quellen: BMWi 2017; Destatis 2017a).

Dieser Ansatz wird erweitert, indem nicht nur ein Indikator (Einwohnerzahl), sondern insgesamt 10 sozio-ökonomische Indikatoren als Maß für die relative Größe einer Gemeinde herangezogen werden. Zusätzlich wird diese relative Größe für jeden der vier Sektoren Haushalte (HH), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Industrie (IND) und Verkehr (VK) separat bestimmt.

Auf Basis der Annahme, dass die Bedeutung eines Indikators als Maß für die Größe für jeden Sektor unterschiedlich sein kann, wird eine Gewichtungsmatrix verwendet, die angibt, wie stark jeder Indikator für die Berechnung der Größe eines Sektors gewichtet wird. So hat bspw. die Bevölkerungszahl das größte Gewicht bei der Bestimmung der Größe des Haushaltssektors, während für den Industriesektor zusätzlich die Gemeindefläche sowie die Anzahl der Beschäftigten und der Betriebe von Bedeutung sind. Tabelle 8 gibt einen Überblick über die betrachteten Sektoren, die verwendeten Indikatoren, sowie die jeweils verwendeten Gewichte für jeden Sektor. Diese Werte wurden bestimmt, indem der mittlere quadratische Fehler bei Anwendung der hier beschriebenen Methode im Vergleich zu gemessenen Verbrauchswerten minimiert wurde. Hierfür wurden 17 deutsche Gemeinden betrachtet, für die die nach Sektoren aufgetrennten Verbrauchswerte veröffentlicht wurden (Energieagentur RLP 2017, Stadt Karlsruhe 2012, Neumann et al. 2012).

Tabelle 8: Gewichtsmatrix $w_{s,i}$, die jedem Indikator i ein Gewicht zur Berechnung der Größe des Sektors s zuordnet. Quellen der Indikatoren: Destatis (2014; 2017a; 2017b), KBA (2017).

Indikatoren	Sektoren			
	HH	GHD	IND	VK
Fläche	0,07441153	0	0,78614262	0,27864767
Einwohner	0,9250079	0,95841743	0,16752405	0,20859865
Anzahl zugelassener PKW	0,00017227	0	0	0,26855883
Anzahl zugelassener Kfz	0,00034527	0	0	0,23646854
Wohngebäude	0	0	0	0,00772631
Industriebetriebe	0	0	0,01516982	0
Industriebeschäftigte	0,00000768	0	0,0101575	0
Bruttoentgelte in der Industrie	0,00005015	0	0,01162995	0
Sozialversicherungspflichtig Beschäftigte	0,00000519	0,04158257	0,00732082	0
Beschäftigte im Bereich GHD	0	0	0,00205525	0

Der dimensionslose Kennwert „Sektorgröße“ gibt an, wie groß der jeweilige Sektor in der betrachteten Region im Verhältnis zu dessen Größe in ganz Deutschland ist. Die Sektor-

größe $ss_{m,s}$ eines Sektors s für eine Region m berechnet sich anhand der der Gewichtsmatrix $w_{s,i}$, sowie der regionalen ($IV_{m,i}$) und nationalen (IV_{N_i}) Werte aller Indikatoren I mittels:

$$ss_{m,s} = \sum_{i \in I} w_{s,i} * \frac{IV_{m,i}}{IV_{N_i}}. \quad (3.1)$$

Der Endenergiebedarf nach Sektoren und Energieträgern wird auf der nationalen Ebene regelmäßig bilanziert (vgl. BMWi 2017 und Abb. 22) und wird als Basis für die Top-Down Skalierung auf die Ebene der Gemeinden verwendet.

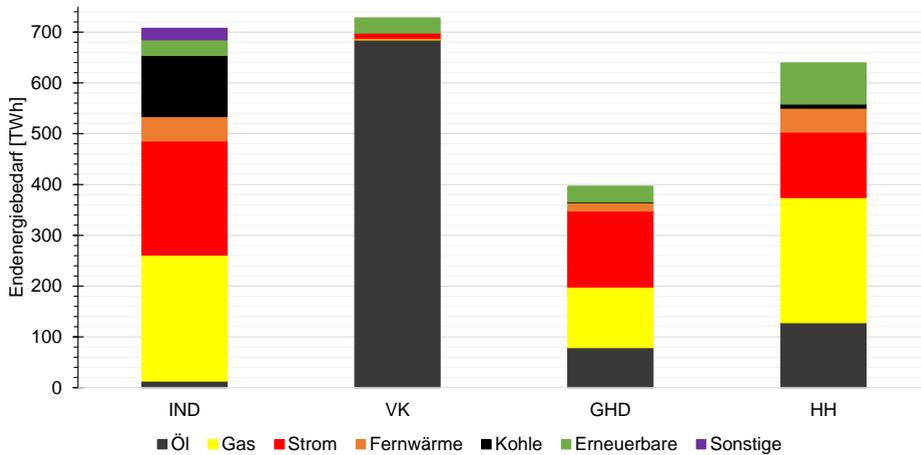


Abb. 22: Endenergiebedarf in Deutschland im Jahr 2015 nach Sektoren und Energieträgern. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von BMWi (2017).

Der Endenergiebedarf EED nach Energieträger ec in Sektor s in der Gemeinde m berechnet sich somit durch Anwendung der Sektorgröße als Skalierungsfaktor für den entsprechenden nationalen Endenergiebedarf EED_N :

$$EED_{m,s,ec} = EED_{N,s,ec} * ss_{m,s}. \quad (3.2)$$

Das Verfahren lässt sich natürlich auch auf größere Regionen wie Verbandsgemeinden oder Landkreise anwenden, indem die entsprechenden Werte der jeweils untergeordneten Gemeinden aggregiert werden. Im RE³ASON-Modell geschieht dies anhand des Amtlichen Regionalschlüssels (ARS), der Rückschlüsse auf die Hierarchieverhältnisse zulässt.

Beispielhafte Ergebnisse der Anwendung dieser Methode können Kapitel 6.1 entnommen werden.

Im RE³ASON-Modell wird diese Methode verwendet, um einen schnellen Überblick über die Struktur des Energiebedarfs einer Region zu gewinnen und um die Methoden aus Abschnitt 3.3 zu validieren und die Ergebnisse daraus ggfs. anzupassen. Zusätzlich kann das Ergebnis genutzt werden, um einen Nichtwohn-Gebäudetyp zu erzeugen, womit auch der Energiebedarf dieses Sektors (stark vereinfacht) im Optimierungsmodell abgebildet werden kann.

3.5 Modellierung der Energieinfrastruktur

Die Energieinfrastruktur einer Stadt bestimmt, welche Energieträger importiert werden können und welche Kapazitäten zum Energieaustausch zwischen den unterschiedlichen Stadtteilen bestehen. Im Kontext dieser Arbeit sind die Verteilnetze leitungsgebundener Energieträger wie Strom, Gas und Fernwärme, sowie die Verfügbarkeit von Heizöl und Biomasse (z. B. in Form von Pellets) von Interesse.

Die Abbildung der Energieinfrastruktur steht jedoch nicht im Fokus der vorliegenden Arbeit, daher ist der Energietransport im Modell in Form von einfachen Stoffflüssen abgebildet, eine detaillierte Netzmodellierung unter Berücksichtigung von z. B. der komplexen Wechselstromrechnung, der Druckgradienten in Gasnetzen, oder der verschiedenen Temperaturniveaus in Fernwärmenetzen ist nicht explizit abgebildet. Das Modell bietet grundsätzlich die Möglichkeit abzubilden, welche Stadtteile den Import/Export verschiedener Energieträger ermöglichen und zwischen welchen Stadtteilen diese weiter transportiert werden können. Zudem kann für jede Verbindung eine maximale Kapazität angegeben werden. Bei der automatisierten Analyse werden für verbundene Stadtteile jedoch standardmäßig unbegrenzte Transportkapazitäten angenommen, da meist keine genaueren Informationen öffentlich verfügbar sind. Ohne eine manuelle Erweiterung dieser Daten ermöglicht das Modell somit keine Aussagen zu Fragen der Netzmodellierung, wie z. B. Engpässe im Verteilnetz bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien.

Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit öffentlich einsehbarer Daten zu Netztopologien stellt das RE³ASON-Modell zwei verschiedene Methoden zur Verfügung, um die Topologie der Energieinfrastruktur automatisiert zu ermitteln, zudem kann das Ergebnis dieser Methoden individuell nachbearbeitet werden. Diese Vorgehensweisen werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

3.5.1 Abbildung als vermaschtes Netz

Bei der Abbildung der Energieinfrastruktur als vermaschtes Netz wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass alle Stadtteile, die direkt benachbart sind (d. h. eine gemeinsame Grenze teilen), jeden Energieträger in unbegrenzter Menge austauschen können. Stadtteile, die sich an den Stadtgrenzen befinden, können nach dieser Definition zudem in unbegrenzter Menge Energie importieren und exportieren.

Das Ergebnis dieser Methode (vgl. Abb. 23) ist ein vollständig verbundenes Netz, das für die Optimierung keine relevanten Restriktionen darstellt und somit verwendet werden kann, wenn Netzrestriktionen nicht im Fokus der Untersuchungen liegen.



Abb. 23: Automatisiert erstelltes Stromverteilnetz für das Stadtgebiet Karlsruhe auf Basis von benachbarten Stadtteilen (rote Linien signalisieren Verbindungen zwischen Stadtteilen, dunkelrote Linien Verbindungen zum übergelagerten Übertragungsnetz).

3.5.2 Nachbildung der Netztopologie basierend auf frei zugänglichen Geodaten

Der zweite Ansatz verwendet Daten von OpenStreetMap, um den realen Verlauf der Netzinfrastuktur nachzubilden. Dafür wird die OpenStreetMap-Datenbank nach Pfaden mit Tags durchsucht, die üblicherweise für Leitungen bestimmter Energieträger verwendet werden, vgl. Tabelle 9. Ein beispielhaftes Ergebnis solch einer Abfrage für Karlsruhe findet sich in Abb. 24.

Tabelle 9: Verwendete Tags zur Suche nach Netztopologieelementen in OpenStreetMap-Pfaden.

Energieträger	OSM Tags
Strom	power=line power=minor_line power=cable
Gas	type=gas type=natural_gas substance=gas substance=natural_gas
Fernwärme	type=heat substance=heat

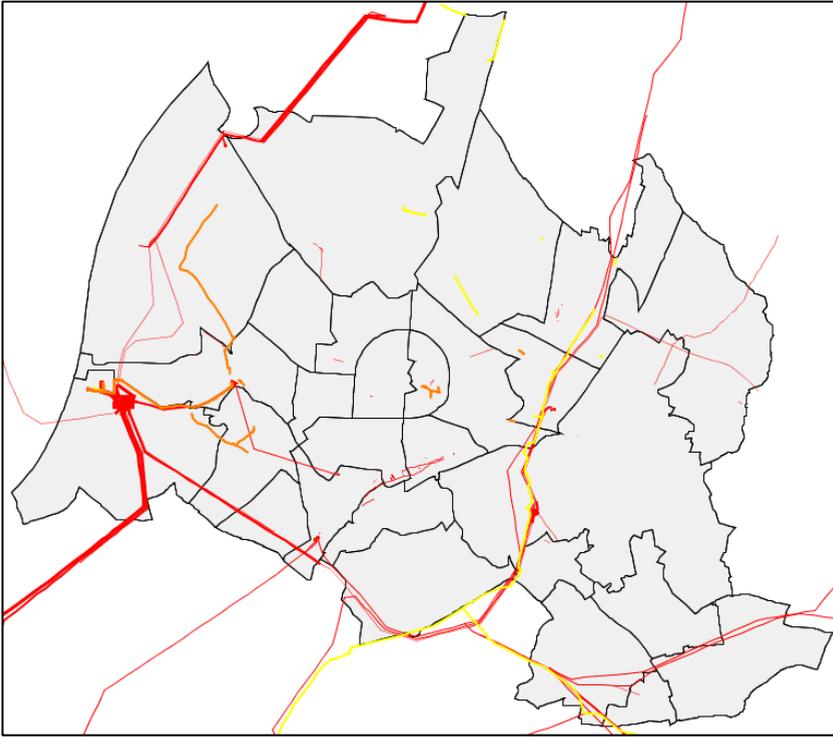


Abb. 24: Aus OpenStreetMap importierte Pfade im Stadtgebiet Karlsruhe für die Energieträger Strom (rot, stärkere Linien symbolisieren höhere Spannungsebenen), Fernwärme (orange) und Gas (gelb).

Anschließend iteriert das Modell für jeden dieser Energieträger über alle so gefundenen Pfade und wendet dabei folgende Regeln an:

1. Alle Stadtteile, in denen mindestens ein Punkt des Pfades liegt und die benachbart sind, können in unbegrenzter Menge Energie untereinander austauschen.
2. Wenn mindestens ein Punkt eines Pfades außerhalb des Stadtgebietes liegt, werden alle Stadtteile, in denen weitere Punkte des Pfades liegen, als Import-/Exportknoten definiert, d. h. sie können in unbegrenzter Menge Energie importieren und exportieren.

Ein beispielhaftes Ergebnis eines auf diese Weise automatisiert erstellten Stromnetzes findet sich in Abb. 25.

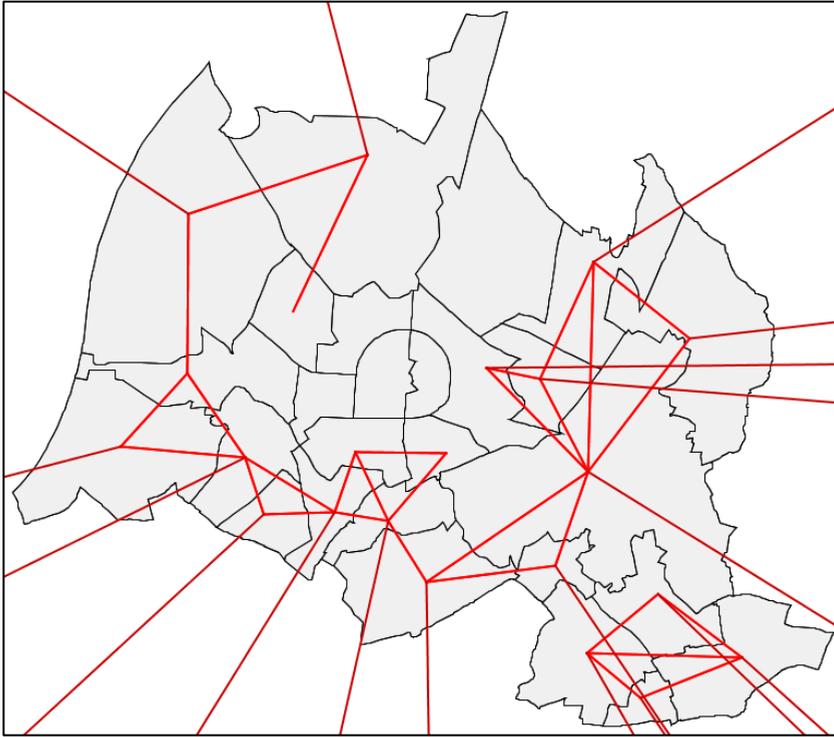


Abb. 25: Automatisiert erstelltes Stromnetz für das Stadtgebiet Karlsruhe auf Basis von Netzdaten aus OpenStreetMap.

In dem Beispiel zeigt sich, dass 5 der 27 Stadtteile keine Verbindung zum Netz aufweisen. Zudem wurden zwei voneinander unabhängige Verteilnetze generiert. Tatsächlich muss jedoch davon ausgegangen werden, dass alle Stadtteile eine Netzanbindung (zumindest an das Stromverteilnetz) haben. Diese Fehler sind darauf zurückzuführen, dass insbesondere Erdkabel und unterirdisch verlegte Rohrleitungen häufig nicht in OpenStreetMap verzeichnet sind. Um diese Unzulänglichkeiten zu korrigieren, besteht die im folgenden Abschnitt beschriebene Möglichkeit zur individuellen Anpassung.

3.5.3 Individuelle Anpassung

Die individuelle Anpassung der Netztopologie kann entweder auf Basis der in den Abschnitten 3.5.1 und 3.5.2 automatisiert erstellten Netztopologie erfolgen, oder von Grund auf neu erstellt werden. Die grafische Oberfläche des Modells unterstützt den Anwender bei diesen Anpassungen, indem eine vorausgefüllte Tabelle (vgl. Abb. 26) zur Verfügung gestellt wird, die individuell angepasst werden kann.

3 Übertragbare Methoden zur Bestimmung von Nachfrage, Technologiebestand und Infrastruktur eines urbanen Energiesystems

Set energy exchange capacity between districts

Please set the energy exchange capacity [kW] between districts for energy carrier: ELECTRICITY

District	Grünwette...	Rüppurr	Palmbach	Hohenwett...	Waldstadt	Weststadt	Weherfeld...	Innenstadt...	Südwestst...	Oststadt	Beierheim...	Innenstadt...	Neureut
Grünwetters...	0	0	∞	∞	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rüppurr	0	0	0	0	0	0	∞	0	0	0	0	0	0
Palmbach	∞	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hohenwette...	∞	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Waldstadt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Weststadt	0	0	0	0	0	0	0	∞	0	0	0	0	0
Weherfeld-...	0	∞	0	0	0	0	0	0	∞	0	∞	0	0
Innenstadt-...	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	∞	∞
Südweststadt	0	0	0	0	0	∞	∞	0	0	0	∞	0	0
Oststadt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beierheim-B...	0	0	0	0	0	0	∞	0	∞	0	0	0	0
Innenstadt-...	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Neureut	0	0	0	0	∞	0	0	0	0	0	0	0	0
Hagsfeld	0	0	0	0	∞	0	0	0	0	0	0	0	0
Nordwestst...	∞	∞	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oberreut	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	∞	0	0
Südstadt	0	0	0	0	0	0	∞	0	∞	0	0	0	0
Stupferich	∞	0	∞	∞	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mühlburg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rintheim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	∞	0	0	0
Grünwinkel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	∞	0	0
Krielingen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Durlach	0	∞	0	∞	0	0	0	0	∞	0	0	0	0
Grötzingen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nordstadt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Daxlanden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nordweststadt	0	0	0	0	0	∞	0	0	0	0	0	0	0

< >

OK Abbrechen

Abb. 26: Individuelle Anpassung der Übertragungskapazitäten des Stromverteilnetzes.

Abb. 27 zeigt ein Beispiel für die individuelle Anpassung des im vorigen Abschnitt automatisch erstellten Stromnetzes der Stadt Karlsruhe.

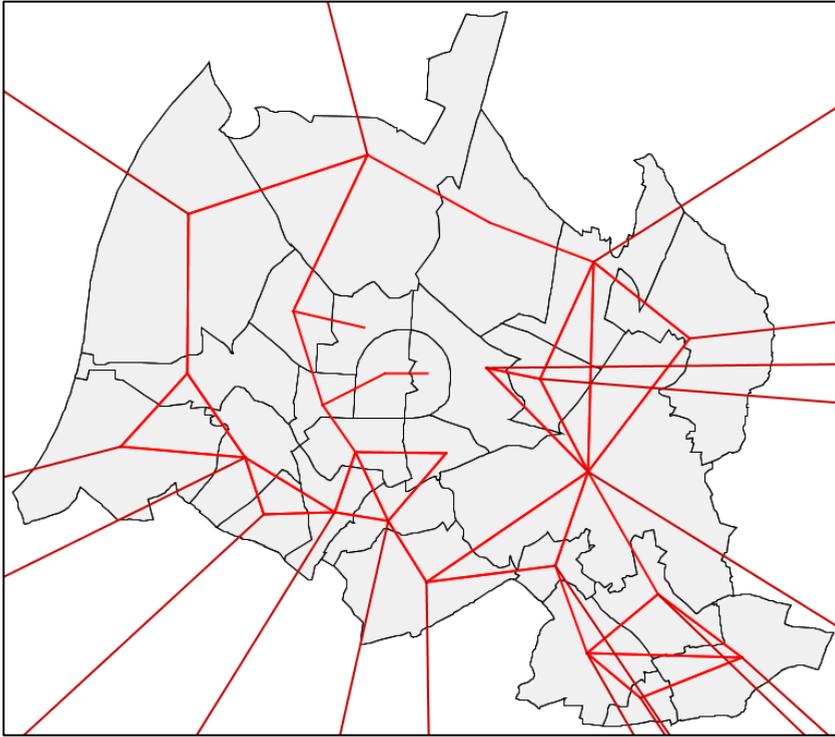


Abb. 27: Automatisiert erstelltes und individuell angepasstes Stromnetz für Karlsruhe.

Wenn genauere Kenntnisse der lokalen Netztopologie vorliegen, können über diese Oberfläche auch die Übertragungskapazitäten angepasst werden. In diesem Fall könnte das Modell somit prinzipiell auch Fragestellungen aus dem Bereich der Verteilnetze adressieren, wie z. B.:

- Bei welchem Ausbau der erneuerbaren Energien kommt es zu Kapazitätsbeschränkungen im Verteilnetz?
- Können diese Probleme durch geschickte geographische Verteilung oder durch die Berücksichtigung der unterschiedlichen Einspeiseprofile, z. B. durch die Kombination von PV-Anlagen unterschiedlicher Ausrichtungen, vermieden oder abgemildert werden?

Ähnliche Fragestellungen wurden (unter Verwendung eines anderen Modellierungsansatzes) bereits in früheren Arbeiten des Autors untersucht (vgl. Killinger et al. 2015), sollen jedoch in der vorliegenden Arbeit nicht weiter verfolgt werden.

4 Übertragbare Methoden zur Bestimmung der lokalen Potenziale für erneuerbare Energien

Das im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte RE³ASON-Modell ermöglicht die Bestimmung der Potenziale zur nachhaltigen Bereitstellung von Energie aus lokalen Ressourcen, im Allgemeinen als „erneuerbare Energien“ bezeichnet. Dabei werden die Technologien Photovoltaik, Windkraft und Biomasse bzw. Bioenergie berücksichtigt, welche bei der Erstellung von Energiekonzepten für Städte und Gemeinden eine wesentliche Rolle spielen können. Die Potenziale für die Nutzung der Wasserkraft in Form von Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken gelten in Europa zum größten Teil als bereits ausgeschöpft (Quaschnig 2013, S. 311) und werden im Rahmen dieser Arbeit daher vernachlässigt. Weitere Formen der Nutzung erneuerbarer Energien wie bspw. Geothermie, Gezeiten-, Strömungs- und Wellenkraftwerke könnten zukünftig möglicherweise eine größere Rolle spielen, befinden sich aktuell jedoch noch in der Erforschung oder sind, zumindest in Deutschland, nach aktuellem Stand der Technik nicht wirtschaftlich nutzbar.

Für die Bestimmung der Potenziale wird stets der aktuelle Stand der Technik sowie die momentan verfügbaren Flächen und Technologien angenommen. Eine Fortschreibung der technischen Entwicklung findet nicht statt, da hierzu keine verlässlichen Annahmen getroffen werden können. Sämtliche verwendeten Parameter können jedoch auf einfache Weise aktualisiert werden, um die Berücksichtigung technischer und ökonomischer Weiterentwicklungen auch zukünftig zu ermöglichen.

Bei den berechneten Potenzialen handelt es sich stets um technische Potenziale. Das bedeutet, dass Fragen zur Akzeptanz, Nutzungskonkurrenz sowie zur Wirtschaftlichkeit dieser Potenziale im Kontext des gesamten Energiesystems zunächst ausgeklammert werden. Für alle ermittelten Potenziale werden jedoch die jeweiligen Stromgestehungskosten²⁰ berechnet, so dass diese bei der Optimierung des städtischen Energiesystems (vgl. Kapitel 5) gemeinsam mit weiteren Charakteristika, z. B. der Stromerzeugungsprofile, zur Bewertung der Potenziale im Kontext der jeweiligen Fragestellung herangezogen werden können.

Potenziale für die Energieeinsparung durch Steigerungen der Energieeffizienz werden im Rahmen dieser Arbeit nicht explizit berechnet. Durch die Abbildung verschiedener tech-

²⁰ Sowie im Falle der Biomassepotenziale auch die spezifischen Kosten der Gas- und Wärmebereitstellung.

nologischer Standards der Wärmedämmung von Wohngebäuden stehen diese jedoch implizit zur Verfügung und können im Zuge der Optimierung des städtischen Energiesystems genutzt werden.

In den folgenden Unterkapiteln werden zunächst die Vorgehensweisen bei der Bestimmung der Potenziale für die Stromerzeugung aus Photovoltaik (4.1) und Windkraft (4.2), sowie für die Strom-, Wärme-, und Biomethanerzeugung aus Biomasse (4.3) beschrieben. Technische Angaben zur Implementierung der vorgestellten Methoden finden sich in Kapitel 5.7.

4.1 Photovoltaik²¹

Mit über 74 GW Zuwachs an weltweit installierter Leistung in 2016 ist Photovoltaik (PV) die momentan am schnellsten wachsende Technologie zur Stromerzeugung. Die weiter sinkenden Preise für PV-Anlagen sprechen dafür, dass dieses Wachstum in den nächsten Jahren insbesondere in China, in den USA und in Indien, aber auch in Deutschland weiter anhalten wird (IEA 2017b).

Aufgrund ihrer Skalierbarkeit und der auch mit vergleichsweise kleinen Anlagen erzielbaren günstigen Stromgestehungskosten ist Photovoltaik gerade im lokalen Kontext eine gut geeignete Technologie, um dezentral Energie bereit zu stellen. In früheren Veröffentlichungen des Autors (Mainzer et al. 2014) konnte bereits gezeigt werden, dass die Stromerzeugung durch Photovoltaik im städtischen Bereich große Potenziale birgt. Hierbei wurde auf Basis statistischer Daten zum Gebäudebestand das PV-Potenzial für alle Gemeinden in Deutschland anhand der verfügbaren Dachflächen abgeleitet, wobei ein technisches Potenzial von über 200 GW_p bestimmt werden konnte. Diese Potenziale können zudem meist mit geringen Kosten (Wirth 2016; Creutzig et al. 2017) und ohne Akzeptanzprobleme (vgl. Hübner 2012; AEE 2015) sowie, mit Ausnahme der Solarthermie, ohne Nutzungskonkurrenzen erschlossen werden.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Potenziale für die Stromerzeugung aus dachgebundenen PV-Anlagen gebäudescharf bestimmt. Während die Methoden grundsätzlich auch dazu geeignet wären, die Potenziale für Freiflächenanlagen zu bestimmen, spielen hier mögliche Akzeptanzprobleme und Fragen der Nutzungskonkurrenz um die benötigten Flächen eine wesentlich größere Rolle als bei dachgebundenen Anlagen, so dass Freiflächenanlagen im Folgenden nicht betrachtet werden.

²¹ Die Inhalte dieses Abschnittes basieren im Wesentlichen auf der Veröffentlichung „Assessment of rooftop photovoltaic potentials at the urban level using publicly available geodata and image recognition techniques“ in der Zeitschrift *Solar Energy* (Mainzer et al. 2017).

4.1.1 Stand der Forschung

Eine Vielzahl von Publikationen hat sich bereits mit der Ermittlung von PV-Potenzialen befasst. Zu den wesentlichen Schritten der PV-Potenzialabschätzung gehören:

- die Bestimmung der verfügbaren Fläche für PV-Module,
- die Simulation der solaren Einstrahlung auf den geneigten Modulflächen,
- sowie die Berechnung der erzeugten elektrischen Leistung auf Basis der Einstrahlung auf diesen Modulen.

Martín-Chivelet (2016) gibt einen Überblick über die verschiedenen Methoden, die für jeden dieser Schritte angewandt werden. Wie im Folgenden dargelegt wird, lassen sich mit verschiedenen Ansätzen unterschiedliche Detaillierungsgrade erreichen. Abb. 28 gibt einen Überblick über verschiedene Studien unterschiedlicher geographischer Abdeckung und Auflösung (Mainzer et al. 2014). Es zeigt sich dabei, dass es einerseits Methoden gibt, die großräumige Analysen auf Basis statistischer Daten durchführen und andererseits solche, die eine kleinere Region betrachten und hierfür 3D-Modelle verwenden. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Methode ließe sich in Bezug auf den Detaillierungsgrad bei der zweiten Gruppe einordnen, ist jedoch im Gegensatz zu diesen Methoden nicht auf 3D-Modelldaten angewiesen.

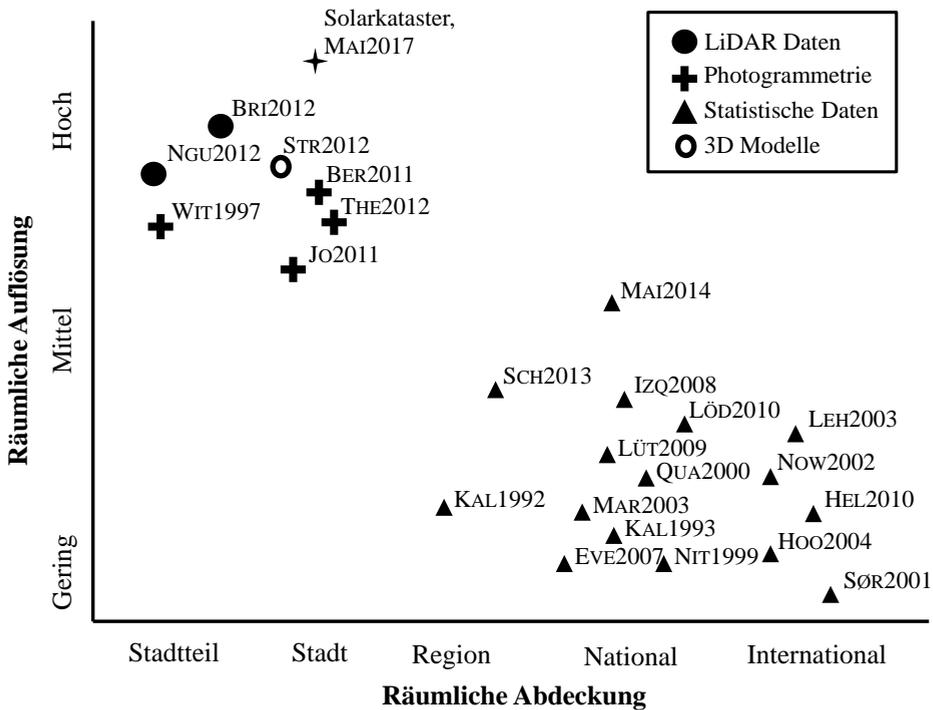


Abb. 28: Übersicht über die räumliche Auflösung und Abdeckung verschiedener PV-Potenzialstudien. Weitere Details zu den referenzierten Quellen (Kaltschmitt und Wiese 1992, Kaltschmitt und Wiese 1993, Wittmann et al. 1997, Nitsch et al. 1999, Quaschnig 2000, Sørensen 2001, Nowak 2002, Lehmann und Peter 2003, Markewitz und Stein 2003, Hoogwijk et al. 2004, Everding 2007, Izquierdo et al. 2008, Lütter et al. 2009, Held 2010, Lödl et al. 2010, Bergamasco und Asinari 2011, Jo und Otanicar 2011, Brito et al. 2012, Nguyen und Pearce 2012, Theodoridou et al. 2012, Strzalka et al. 2012, Schallenberg-Rodríguez 2013) finden sich in Mainzer et al. 2014.

Für großräumige Analysen werden in der Regel Methoden auf Basis von statistischen Daten, z. B. Gebäudedatenbanken, eingesetzt. Schallenberg-Rodríguez (2013) liefert einen Überblick über Methoden zur Bewertung der verfügbaren Dachfläche anhand statistischer Gebäudedaten und Nutzungsfaktoren, zur Berechnung der monatlichen Sonneneinstrahlung auf geeigneten Flächen und zur jährlichen Stromproduktion. Solche Methoden werden üblicherweise für die Analysen größerer Regionen eingesetzt, z. B. wendet Schallenberg-Rodríguez (2013) sie auf die Kanarischen Inseln an, während Defaix et al. (2012) das PV-Potenzial in Europa bewerten. Aufgrund der Datenverfügbarkeit ist jedoch die Detailtiefe dieser Ansätze begrenzt, was zu einer geringen räumlichen und zeitlichen Auflösung der so ermittelten Potenziale führt. Andere Ansätze kombinieren statistische Methoden mit

Geographischen Informationssystemen (GIS), um die räumliche Auflösung zu erhöhen, z. B. bewerten Mainzer et al. (2014) die PV-Potenziale für Deutschland auf kommunaler Ebene.

Wenn mehr Details und höhere räumliche Auflösungen benötigt werden, sind Bottom-Up-Methoden, die auf 3D-Modelldaten basieren, weit verbreitet. So berechnen Rodríguez et al. (2017) beispielsweise anhand eines 3D-Stadtmodells die Gesamtdachfläche und die Sonneneinstrahlung für den Landkreis Ludwigsburg. In Kombination mit Faktoren für den Anteil der nutzbaren Dachfläche und der technischen Effizienz sowie ökonomischen Rahmenbedingungen sind sie in der Lage, das technische und ökonomische PV-Potenzial im städtischen Umfeld in hoher Auflösung zu berechnen. Eine ähnliche Vorgehensweise auf Basis von hoch aufgelösten 3D-Modellen wenden Fath et al. (2015) an, die das PV-Potenzial auf Gebäudedächern und –fassaden bestimmen, wobei der räumliche Umfang der Studie jedoch aufgrund der begrenzten Datenlage auf einen innerstädtischen Raum von lediglich 2 km² beschränkt ist.

3D-Modelle werden zwar immer häufiger, sind aber in den meisten Fällen nicht frei oder, vor allem für kleinere Gemeinden, oft überhaupt nicht verfügbar. Zusätzlich erschwert die Heterogenität der Datenformate den Einsatz für beliebige Regionen innerhalb desselben Modellrahmens. Die Methoden zur Erstellung von 3D-Stadtmodellen sind unterschiedlich, aber meist werden entweder *Light Detection and Ranging* (LiDAR, z. B. Srećković et al. (2016), Brito et al. (2012), Nguyen und Pearce (2012), Jakubiec und Reinhart (2013)) oder *Stereofotogrammetrie* (z. B. Theodoridou et al. (2012), Jo et al. (2011)) eingesetzt. Beide Methoden können sehr detaillierte 3D-Modelle liefern, erfordern aber auch erhebliche Aufwendungen hinsichtlich Zeit und Geld. Es werden sowohl Vermessungsflüge zur Datenbeschaffung als auch manuelle Arbeit zur Erstellung und Korrektur des 3D-Modells benötigt. Ähnliche Methoden, die auf 3D-Modellen basieren, werden in kommerziellen Anwendungen eingesetzt,²² die zur Abschätzung des PV-Ertrags einzelner Gebäude verwendet werden können (Google 2017, NREL 2014). Diese Ansätze sind zum Teil sehr detailliert, ermöglichen jedoch keine Bewertung größerer Regionen und sind meist nur in bestimmten Regionen verfügbar.

Obwohl einige der oben genannten Methoden sehr detailliert sind, verwenden sie dennoch viele Vereinfachungen, die sich noch verbessern lassen. So werden in den meisten Studien feste Nutzungsfaktoren verwendet, um zu berücksichtigen, dass die verfügbare Dachfläche in den meisten Fällen aufgrund von Hindernissen wie Schornsteinen oder Fenstern nur teilweise für PV-Anlagen genutzt werden kann. Ebenso wird die Anzahl der auf einem Dach installierbaren Module üblicherweise vereinfachend anhand einer durchschnittlichen

²² Ein Beispiel hierfür ist eine Kooperation der Firmen E.ON und Google, die unter www.eon-solar.de zu finden ist.

Packungsdichte berechnet, anstatt zu ermitteln, wie viele PV-Module tatsächlich in die jeweilige Dachform passen. Beispiele für diese Vereinfachungen finden sich in Martín-Chivelet (2016), Schallenberg-Rodríguez (2013), Defaix et al. (2012), Singh et al. (2015), Mainzer et al. (2014), Fath et al. (2015), Mavromatidis et al. (2015) und anderen. Die meisten publizierten Methoden verwenden auch sehr einfache Modelle zur Berechnung des erzeugten Stroms aus der empfangenen Bestrahlungsstärke, in der Regel unter Verwendung eines fixen Systemwirkungsgrades, anstatt die nichtlinearen Auswirkungen von Temperatur, Modultyp, Wechselrichterauslastung usw. zu berücksichtigen. Diese Zusammenhänge sind jedoch gut erforscht und es gibt bereits detailliertere Methoden, diese zu berücksichtigen, siehe z. B. Drews et al. (2007) für die Modellierung der Modultemperatur, Huld et al. (2010) für die Berechnung der Moduleffizienz und Macêdo et al. (2007) für den Wechselrichter-Wirkungsgrad.

Mit dem höheren Detaillierungsgrad, den Verbesserungen in diesen Bereichen erzielen könnten, ließen sich die Ergebnisse besser in Untersuchungen zur Integration von PV in das Energiesystem nutzen. So ermitteln Killinger et al. (2015) beispielsweise im Kontext von vier deutschen Gemeinden die optimale Investition in unterschiedlich ausgerichtete PV-Anlagen im Hinblick auf ihre Fähigkeit, den lokalen Strombedarf zu decken, das Stromnetz zu entlasten oder die fossile Stromproduktion zu ersetzen. Mainzer et al. (2014) analysieren in größerem Maßstab, wie viel von dem in jeder deutschen Gemeinde vorhandenen PV-Potenzial erschlossen werden könnte, bevor Strom ins öffentliche Netz zurückgespeist werden müsste.

Bislang gab es keine Methoden, die PV-Potenzialabschätzungen mit einer hohen räumlichen Auflösung liefern können, wenn keine 3D-Modelldaten zur Verfügung stehen. In der Vergangenheit wurden jedoch bereits einige Ansätze veröffentlicht, die sich mit dem Problem der Erzeugung von geografischen Daten, die nicht öffentlich zugänglich sind, befassen. Taubenböck (2007) präsentiert eine Methode zur Abschätzung der Gebäudehöhe anhand einer Analyse von Schattenlängen in Satellitenbildern. Assouline et al. (2017) verwenden Ansätze des maschinellen Lernens zur räumlichen Extrapolation von Wettervariablen und zur Bewertung der Charakteristika von Dächern anhand von Trainingsdaten aus 42 Gemeinden in der Schweiz. Miyazaki et al. (2016) verwenden neuronale Netze, um aus Luftbildern von Bing Maps automatisch den Standort von Gebäuden zu bestimmen.

Bergamasco et al. (2011) stellen eine Methodik vor, die die Eignung eines Daches anhand von Pixelfarben und -helligkeiten abschätzt. Hazelhoff et al. (2011) versuchen, Gebäude mit Satteldächern automatisch zu erkennen. Beide Ansätze könnten auch im Rahmen der PV-Potenzialabschätzung eingesetzt werden, wobei beide jedoch auch auf sehr hochauflösende Luftbilder angewiesen sind, die von lokalen Behörden im Zusammenhang mit einem konkreten Projekt zur Verfügung gestellt wurden – die Übertragbarkeit dieser Ansätze ist daher begrenzt.

Aus dieser Übersicht lassen sich folgende Lücken im Stand der Forschung ableiten:

- Keine der betrachteten Arbeiten bietet eine Möglichkeit zur automatisierten Berücksichtigung von Bestandsanlagen.
- Viele der untersuchten Ansätze weisen nicht den Detaillierungsgrad auf, der erforderlich wäre, um die ermittelten PV-Potenziale in Energiesystemmodellen zur Unterstützung bei der Erstellung von Energiekonzepten zu nutzen. Ansätze, die über einen höherem Detaillierungsgrad verfügen, basieren üblicherweise auf bereits vorhandenen 3D-Stadtmodellen, die nicht frei verfügbar sind.
- Keiner der Ansätze lässt sich problemlos in einer anderen Region anwenden, ohne zusätzliche Daten manuell zu erfassen.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde daher eine neue Methode zur automatisierten Bestimmung der PV-Dachflächenpotenziale für Städte und Gemeinden vorgestellt, die diese Lücken unter Verwendung einer neuartigen Vorgehensweise schließt.

4.1.2 Automatisierte PV-Dachpotenzialermittlung mittels öffentlich zugänglicher Geodaten und Bilderkennungstechniken

Die im Folgenden vorgestellte Methodik der PV-Potenzialermittlung stellt einen Kompromiss dar, der eine möglichst detaillierte Bestimmung der PV-Potenziale ermöglicht, dabei jedoch lediglich mit frei verfügbaren Datenquellen auskommt.

Die Vorgehensweise erfolgt in neun Schritten, wie in Abb. 29 dargestellt. Während einige dieser Schritte auf etablierten Methoden und Algorithmen beruhen, werden in dieser Arbeit auch einige neuartige Ansätze vorgestellt. Diese Ansätze sind in den Schritten 2, 4 und 9 genauer beschrieben und basieren auf der Annahme, dass Menschen üblicherweise die Form, Größe und Eignung eines Daches für PV-Anlagen auf Basis eines Satellitenbildes gut einschätzen können. Mit Hilfe von Bilderkennungsalgorithmen sollten Computer in die Lage versetzt werden, das Gleiche zu leisten. Somit können die Informationen, die in frei verfügbaren Luftbildern enthalten sind, in automatisierte PV-Potenzialermittlungsmethoden mit einbezogen werden.

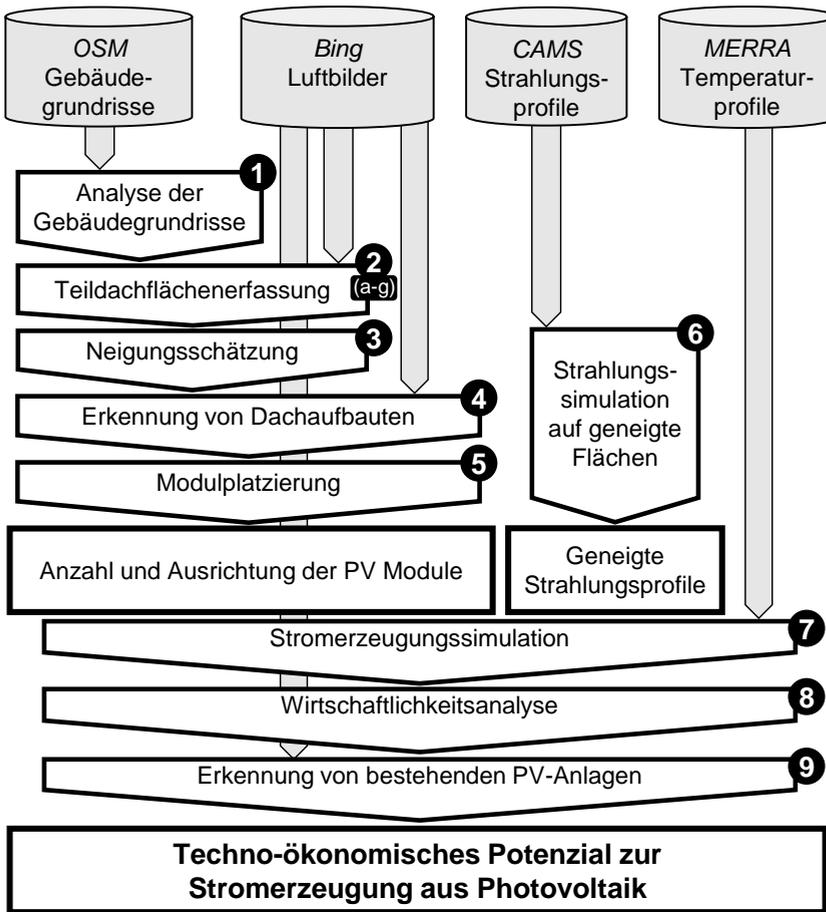


Abb. 29: Vorgehensweise bei der Ermittlung der Potenziale für Photovoltaik.

Diese Methoden ermöglichen die Bestimmung von PV Potenzialen allein auf Basis frei verfügbarer Daten, während andere Methoden, die einen ähnlichen Detaillierungsgrad erreichen, üblicherweise auf kommerzielle Daten angewiesen sind. Somit ist diese Methode übertragbar auf alle Regionen, in denen Gebäudegrundrisse aus OpenStreetMap, Luft- bzw. Satellitenbilder, sowie Strahlungs- und Temperaturdaten verfügbar sind.

Alle Schritte dieser Methodik sind voll automatisiert und im RE³ASON-Modell integriert. Abb. 30 zeigt die grafische Oberfläche bei der Ergebnisauswertung der PV-Potenzialermittlung. Die wesentlichen Parameter und Annahmen die in den folgenden Schritten verwendet werden, können über die grafische Oberfläche angepasst werden.

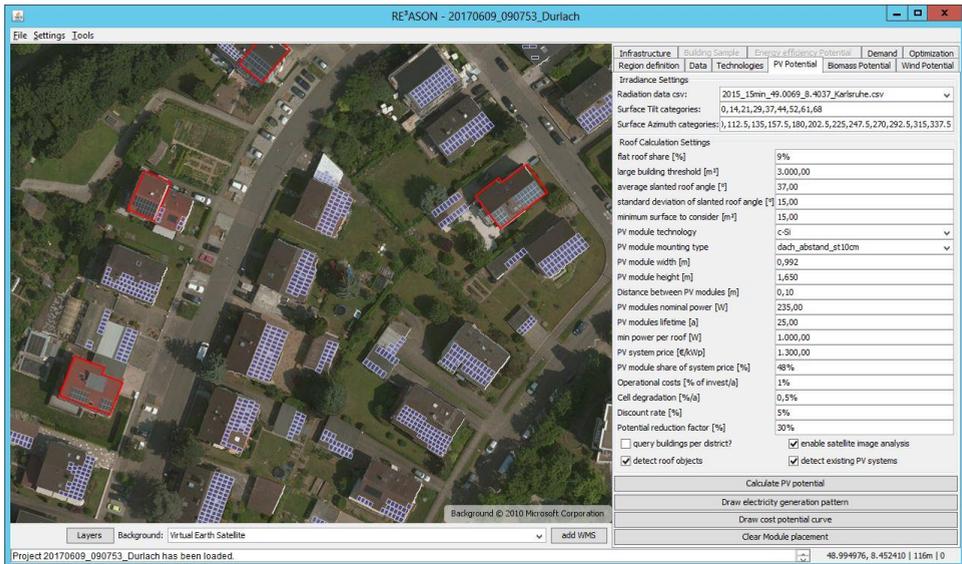


Abb. 30: Grafische Benutzeroberfläche des RE³ASON-Modells bei der Ermittlung der PV-Potenziale.

Im Folgenden werden die Schritte 1-9 näher erläutert. Jeder Schritt wird für jedes Gebäude im Untersuchungsgebiet durchgeführt. Die techno-ökonomischen Parameter und Annahmen, die den einzelnen Schritten zugrunde liegen, sind in Tabelle 10 zusammengefasst. Diese Parameter können über die grafische Oberfläche des Modells angepasst werden.

Tabelle 10: Techno-ökonomische Annahmen zur Methodik (links) sowie zu den Charakteristika neuer PV-Anlagen (rechts). Kostenfaktoren basierend auf Wirth (2016).

Parameter	Annahme	Parameter	Annahme
Neigungsklassen	9	Modultechnologie	c-Si
Azimutklassen	16	Modulbreite	0,992 m
Anteil Flachdächer	9%	Modulhöhe	1,650 m
Grundflächen-Grenzwert	3.000 m ²	Rahmenstärke	0,05 m
Mittelwert für Dachneigungen	37°	Modul-Nennleistung	235 W
Standardabweichung für Dachneigungen	15°	Modul-Lebensdauer	25 a
Mindestgröße pro Dachfläche	15 m ²	Spezifische Investition	1.300 €/kWp
Mindestleistung pro Dachfläche	1.000 W	Kostenanteil der Module	48 %
Reduzierungsfaktor	30 %	Kostenanteil für operative Kosten	1 %/a
Zinssatz	5 %/a	Jährliche Degradation	0,5 %/a

1. Analyse der Gebäudegrundrisse

Zunächst müssen Größe und Standort aller Gebäude im betrachteten Gebiet bezogen werden. Dies erfolgt durch eine Abfrage der OpenStreetMap-Datenbank (OSM 2018) nach Pfaden und Relationen mit dem Tag „building“.

OpenStreetMap verfügt üblicherweise über keine Informationen zur Höhe oder Dachform von Gebäuden, meist ist nur der Grundriss des Gebäudes verfügbar. Die Gebäudegrundrisse werden im Folgenden benötigt, um die passende Dachfläche aus dem Satellitenbild auszuschneiden, und um die Größe und Ausrichtung der Teildachflächen zu berechnen.

Zusätzlich werden die Azimutwinkel der Gebäudeumrisse als Grundlage für die Winkel der möglichen Dachfirste bestimmt, da diese üblicherweise parallel zu den Gebäudewänden sind. Sehr große Gebäude (mit mehr als 3.000 m² Grundfläche) werden als Bürogebäude, Fabriken oder ähnliches mit Flachdächern angenommen. Bei diesen Flachdächern werden die Schritte 2 und 3 übersprungen.

2. Erkennung der Teildachflächen

Für jedes Gebäude wird das orthographische Luftbild, das den Gebäude- (Dach-) Bereich abdeckt, von Bing Maps (Microsoft, 2016) abgerufen und unter Verwendung des Gebäudegrundrisses so zugeschnitten, dass nur die jeweilige Dachfläche zu sehen ist. Als nächstes wird eine Anzahl von Bildverarbeitungsalgorithmen auf das Bild angewendet, um den Dachfirst des Daches zu ermitteln und daraus die Ausrichtung der Teildachflächen abzuleiten (vgl. Abb. 31):

- a) Durch die Anwendung eines nichtlinearen bilateralen Filters (Tomasi und Manduchi 1998; Burger und Burge 2016, Kap. 17) wird das Bildrauschen reduziert, wobei gleichzeitig die Kanten des Bildes möglichst deutlich erhalten bleiben.
- b) Ein Farbfilter erzeugt eine Schwarz-Weiß-Version des Bildes: Für jeden Pixel wird die gewichtete mittlere Intensität durch Addition der Werte für die roten, grünen und blauen Farbkomponenten berechnet. Hierbei werden empirisch ermittelte Gewichte für jede Farbe angewendet (0,75; 0; 0,25 für die Kanäle Rot, Grün und Blau).
- c) Durch Histogrammäqualisation (Burger und Burge 2016, Kap. 4.5) wird der Gesamtkontrast des Bildes erhöht. Diese Methode breitet die häufigsten Grauwerte aus, um eine gleichmäßigere Verteilung zu erzeugen. Dies ermöglicht z. B. die Unterscheidung zwischen zwei getrennten Teildachflächen, wenn diese ähnliche Farb- und Helligkeitswerte haben.

- d) Der Canny-Edge-Algorithmus (Canny 1986; Burger und Burge 2016, Kap. 16) wird verwendet, um die Kanten, d. h. Bereiche mit starken lokalen Helligkeitsänderungen, aus dem Bild zu extrahieren. Dabei werden lokale Maxima der Intensitätsgradienten in horizontaler und vertikaler Richtung des Bildes identifiziert und miteinander verbunden. Diese Kanten stellen in der Regel die sichtbaren Strukturen wie Wände, Dachfenster oder – von besonderem Interesse in diesem Anwendungsfall – den Dachfirst dar.
- e) Unter Verwendung der Hough-Transformation (Duda und Hart 1972; Burger und Burge 2016, Kap. 8) werden gerade Linien in den zuvor gefundenen Kanten erkannt. Das Verfahren iteriert dabei für jeden Pixel über den Parameterraum aller Liniengleichungen im Polarkoordinatensystem und identifiziert dabei diejenigen Linien, auf denen die meisten Pixel liegen.
- f) Im Folgenden werden logische Filter angewandt um zu bestimmen, ob eine dieser Linien den Dachfirst darstellt. Dabei werden diejenigen Linien, die sehr nahe an den Wänden des Gebäudes liegen (z. B. Regenrinnen) und Linien, die nicht parallel zu einer der Gebäudewände sind, entfernt. Zusätzlich werden Linien, die z. B. durch Schatten unterbrochen sind, zu einer Linie zusammengefasst. Wenn nach der Anwendung dieser Filter noch mehrere Linien verbleiben, wird die gewichtete Summe der Kriterien Länge und Helligkeitsdifferenz verwendet, um zu bestimmen, welche Linie am wahrscheinlichsten den Dachfirst darstellt. Dabei wird unter den verbleibenden Linien i diejenige gewählt, für die gilt:

$$i = \max_i \left(0,2 * \frac{length_i}{maxLength} + 0,8 * \frac{brightDiff_i}{maxBrightDiff} \right).$$

Hierbei bezeichnet $length_i$ die euklidische Länge einer Linie, während $brightDiff_i$ berechnet wird, indem das Bild entlang der jeweiligen Linie halbiert und die durchschnittliche Helligkeit in beiden Hälften des Bildes berechnet wird – große Unterschiede deuten auf Teildachflächen mit unterschiedlichen Lichtverhältnissen hin.

- g) Aus dem auf diese Weise ermittelten Dachfirst können schließlich die Teildachflächen (die in verschiedene Azimutrichtungen zeigen) abgeleitet werden.

Die Auswahl dieser Algorithmen sowie deren Parameter und die Reihenfolge, in der sie angewendet werden, wurde durch wiederholte Versuche bestimmt und während des Validierungsprozesses verfeinert. Einige Parameter werden dynamisch angepasst, beispielsweise werden die Schwellenwerte für die Canny- und Hough-Algorithmen iterativ reduziert, wenn keine Linien gefunden werden. Die meisten Bildverarbeitungsalgorithmen

werden durch die quelloffene Programmbibliothek OpenCV (Bradski 2000) bereitgestellt, algorithmische Beschreibungen finden sich beispielsweise in Burger und Burge (2016).

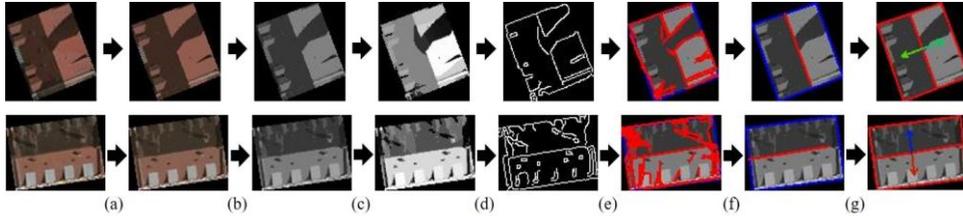


Abb. 31: Erkennung des Dachfirstes zur Extraktion von Teildachflächen: (a) bilaterale Filterung, (b) Farbfiltrierung, (c) Histogrammäqualisation, (d) Canny-Kantenerkennung, (e) Hough-Transformation, (f) Logische Filterung, (g) Berechnung des Azimuts. Quelle: Eigene Darstellung mit Bilddaten aus Bing Maps (Microsoft 2017).

In einigen Fällen kann keine gültige Linie als Dachfirst identifiziert werden. Dies kann z. B. passieren, wenn der Bildkontrast zu schwach ist, wenn das Gebäude (noch) nicht auf Luftaufnahmen erfasst wurde oder wenn es über ein Flachdach verfügt und somit kein First existiert. In diesen Fällen bestehen zwei Möglichkeiten: Falls bis zu diesem Zeitpunkt die Anzahl an Gebäuden mit Flachdächern unter dem statistischen Durchschnitt liegt (s. nächster Abschnitt), wird die Annahme getroffen, dass das Gebäude ein Flachdach hat. Andernfalls wird eine Fallback-Methode verwendet, die das Gebäude unter der Annahme, dass die längste Seite des Gebäudes parallel zum Dachfirst verläuft, in zwei Hälften teilt.

3. Abschätzung der Dachneigung

Der zweite Parameter der Ausrichtung eines Dachs wird durch dessen Neigung gegeben. Bei Flachdächern werden PV-Module in der Regel auf Ständern montiert, während sie auf geneigten Dächern im gleichen Winkel wie das Dach angebracht werden.

Allerdings bieten Luftbilder nur eine einzelne Perspektive und enthalten daher keine Informationen über die Höhe der Gebäude. Da die Neigung somit nicht aus den Bildinformationen extrahiert werden kann, wird eine Normalverteilungsfunktion um einen Mittelwert von 37° mit einer Standardabweichung von 15° verwendet, um die Neigung für jedes Dach zu schätzen. Diese Parameter wurden durch die Anpassung einer Normalverteilungsfunktion an geneigte Dächer aus LiDAR-Daten in Baden-Württemberg abgeleitet (LUBW 2012, vgl. Abb. 32).

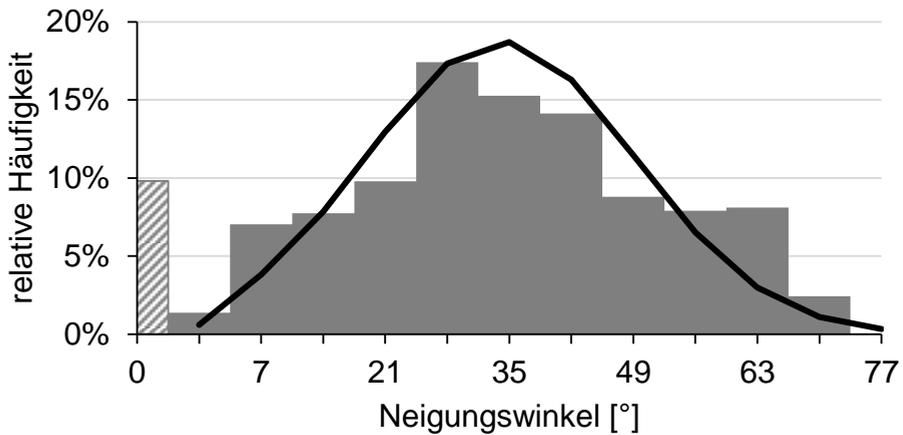


Abb. 32: Histogramm der Dachneigungen von 3.002.943 Gebäuden in Baden-Württemberg (graue Säulen), sowie die angenommene Normalverteilungsfunktion zur Abschätzung der Dachneigungen ($N(37; 15)$, schwarze Linie). Das Bestimmtheitsmaß (R^2) liegt bei 87,44%. Flachdächer (schraffiert) sind dabei nicht berücksichtigt. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von LUBW (2012).

Wenn auf einem Dach kein Dachfirst identifiziert werden konnte, könnte dies darauf zurückzuführen sein, dass das Gebäude ein Flachdach hat. Basierend auf der Annahme, dass insgesamt etwa 9% der Gebäude Flachdächer haben sollten (vgl. Abb. 32), wird durch eine Zufallsziehung bestimmt, welche Gebäude mit einem Flachdach parametrisiert werden.

4. Erkennung von Dachaufbauten

In den meisten Fällen kann nur ein Teil der Dachfläche für PV-Anwendungen genutzt werden, da die meisten Dächer Aufbauten wie Schornsteine, Fenster etc. haben, die die nutzbare Fläche einschränken. In vorherigen PV-Potenzial Studien wurde dieser Tatsache typischerweise durch die Subtraktion eines festen Anteils der Dachfläche Rechnung getragen. Die hier vorgestellte Methode nutzt jedoch das Luftbild, um diese Objekte zu identifizieren. Um dies zu erreichen, werden Methoden zur Konturerkennung (Suzuki und Abe 1985) und Polygon-Approximation (Douglas und Peucker 1973) eingesetzt, um mögliche Objekte auf den Teildachflächen zu identifizieren. Alle gefundenen Objekte, die bestimmte Kriterien bezüglich Größe und Form erfüllen, werden von der nutzbaren Fläche abgezogen. Ein Beispiel für die Erkennung von Dachaufbauten findet sich in Abb. 33.

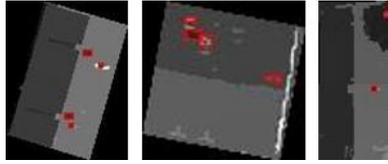


Abb. 33: Beispiele für die Erkennung von Dachaufbauten. Erkannte Strukturen sind rot markiert. Quelle: Eigene Darstellung mit Bilddaten von Bing Maps (Microsoft 2017).

5. Modulplatzierung

Im nächsten Schritt wird die Anzahl der Module, die innerhalb der zuvor bestimmten nutzbaren Dachfläche platziert werden können, ermittelt. Hierfür wird ein Algorithmus verwendet, der inkrementell über die Fläche iteriert und so viele PV-Module wie möglich auf jeder Teildachfläche platziert. Bei Schrägdächern wird angenommen, dass die Module im gleichen Winkel wie das Dach selbst angebracht werden und somit kein signifikanter Abstand zwischen den Modulreihen verbleibt (lediglich $2 * 5\text{cm}$ Rahmenstärke verbleiben jeweils zwischen zwei Modulen). Das Ergebnis einer solchen Modulplatzierung ist in Abb. 34 zu sehen.



Abb. 34: Beispiele für die Modulplatzierung unter Berücksichtigung von Größe, Azimut, Neigung und Dachaufbauten der jeweiligen Teildachflächen. Quelle: Eigene Darstellung mit Bilddaten von Bing Maps (Microsoft 2017).

Bei Flachdächern wird angenommen, dass Aufständereien zur Ausrichtung der PV-Module nach Süden mit einem Neigungswinkel von 30° verwendet werden. Um eine gegenseitige Verschattung zu vermeiden, wird zwischen benachbarten Modulreihen ein Abstand eingehalten, der der doppelten Modulhöhe entspricht. Diese Parameter bieten einen guten Kompromiss zwischen optimaler Ausbeute und Verlusten durch Schmutz und gegenseitige Verschattung für mitteleuropäische Breitengrade (Quaschnig 2013).

In vielen Fällen könnte diese Schätzung zur Anzahl der installierbaren PV-Module jedoch zu optimistisch sein. Nicht alle Hindernisse auf dem Dach können auf Basis der Luftbilder identifiziert werden, und einige Gebäude sind aufgrund von statischen Einschränkungen nicht für PV-Anlagen geeignet. Einige Gebäude, in Deutschland etwa 3,5% (Diefenbach

et al. 2010), stehen zudem unter Denkmalschutz und dürfen daher nicht für solare Anwendungen genutzt werden.

Ohne 3D-Modelle ist es auch nicht möglich, die Auswirkung der Verschattung durch andere Gebäude zu berücksichtigen. Untersuchungen in dicht besiedelten Gebieten haben gezeigt, dass das PV-Potential durch Verschattung mit bzw. ohne Berücksichtigung von Dachaufbauten um 14% bzw. 21% reduziert werden kann (Takebayashi et al. 2015). Verschattungseffekte durch Bäume oder die umliegende Landschaft können das Potenzial zudem weiter reduzieren.

Da diese Faktoren mit der hier beschriebenen Vorgehensweise nur schwer explizit berücksichtigt werden können, werden sie mit einem Reduktionsfaktor von 30% pauschal zusammengefasst. Nowak (2002) geht ähnlich vor, nutzt jedoch einen etwas höheren Faktor von 40%. Da die hier beschriebene Methode jedoch in einigen Punkten, wie bspw. der Berücksichtigung von Dachaufbauten, detaillierter vorgeht, scheint ein etwas kleinerer Wert gerechtfertigt.

6. Simulation der Einstrahlung auf geneigte Flächen

Im nächsten Schritt wird simuliert, welche Einstrahlung die zuvor ermittelten Modulflächen im Jahresverlauf erhalten. Die Globalstrahlung auf geneigte Modulflächen setzt sich aus Beiträgen der direkten, diffusen und reflektierten Strahlung zusammen:

$$G_c = B_c + D_c + R_c. \quad (4.1)$$

Um diese Strahlungskomponenten zu bestimmen, wird zunächst der Sonnenstand, d. h. der Zenit- (θ_z) und Azimutwinkel (α_z) im Verlauf eines Jahres in viertelstündlicher Auflösung berechnet. Dabei wird der Algorithmus 3, wie von Grena (2012) beschrieben, verwendet. Die berechnete Position wird anschließend mit ebenfalls viertelstündlich aufgelösten Daten zur direkten (B_h) und diffusen (D_h) Strahlung auf der horizontalen Ebene kombiniert. Diese werden vom Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) der Europäischen Kommission (European Commission 2017) zur Verfügung gestellt und basieren u. a. auf Daten der Meteosat Satelliten, welche Bilder mit einer Auflösung bis zu 1 km² liefern.

Die direkte Einstrahlung auf der Modulebene B_c kann aus der direkten Strahlung auf der horizontalen Ebene B_h mittels trigonometrischer Berechnungen bestimmt werden. Alle Winkel werden in Bogenmaß gemessen, wenn nicht explizit anders definiert. B_c ist auf einen positiven Bereich begrenzt und definiert als

$$B_c = B_h * \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} * (1 - y). \quad (4.2)$$

Hier gibt θ den Einfallswinkel an, d. h. den Winkel zwischen dem orthogonalen Normalenvektor der Moduloberfläche und dem Sonnenstand. θ kann auch mit Hilfe der Neigungs- und Azimutwinkel der Module (β, α_{poa}), sowie der Zenit- und Azimutwinkel des Sonnenstandes (θ_z, α_z) ausgedrückt werden:

$$\cos \theta = \cos \theta_z * \sin \beta + \sin \theta_z * \cos \beta * \cos(\alpha_z - \alpha_{poa}). \quad (4.3)$$

y steht für die Berücksichtigung der Reflexionsverluste in Abhängigkeit von θ , gemessen in Grad (Yang et al. 2014):

$$y = \begin{cases} 0, & \text{falls } \theta \in [0, 30^\circ); \\ 0,0006(\theta - 30^\circ), & \text{falls } \theta \in [30^\circ, 40^\circ); \\ 0,006 + 0,0012(\theta - 40^\circ), & \text{falls } \theta \in [40^\circ, 50^\circ); \\ 0,018 + 0,0029(\theta - 50^\circ), & \text{falls } \theta \in [50^\circ, 60^\circ); \\ 0,047 + 0,0068(\theta - 60^\circ), & \text{falls } \theta \in [60^\circ, 65^\circ); \\ 0,081 + 0,0098(\theta - 65^\circ), & \text{falls } \theta \in [65^\circ, 70^\circ); \\ 0,130 + 0,0166(\theta - 70^\circ), & \text{falls } \theta \in [70^\circ, 75^\circ); \\ 0,213 + 0,0276(\theta - 75^\circ), & \text{falls } \theta \in [75^\circ, 80^\circ); \\ 0,351 + 0,0470(\theta - 80^\circ), & \text{falls } \theta \in [80^\circ, 85^\circ); \\ 0,586 + 0,0828(\theta - 85^\circ), & \text{falls } \theta \in [85^\circ, 90^\circ). \end{cases} \quad (4.4)$$

Zur Berücksichtigung von Hindernissen in der Nähe des Horizontes wird G_c bei niedrigen Sonnenständen linear mit dem Sonnenstand reduziert, beginnend bei $\theta_z = 73^\circ$ bis hin zur maximalen Reduktion von 30% bei $\theta_z = 90^\circ$ (Schubert 2012).

Ein kleiner Anteil der einfallenden Bestrahlungsstärke wird von der Umgebung auf das Modul reflektiert. Die Höhe der reflektierten Strahlung hängt stark vom Albedo ρ der Modul Umgebung ab. In dieser Arbeit wird ein isotroper Ansatz mit $\rho = 0,2$ zur Modellierung der reflektierten Strahlung R_c verwendet (Quaschnig 2013):

$$R_c = \frac{\rho}{2} * G_h * (1 - \cos \beta). \quad (4.5)$$

Die Modellierung der diffusen Strahlung auf der Modulebene D_c erfolgt unter Verwendung des anisotropen Ansatzes von Perez et al. (1990). Dabei wird zunächst der Himmelsklarheitsindex ε mittels

$$\varepsilon = \frac{\frac{D_h + B_h \cos^{-1} \theta_Z}{D_h} + \kappa * \theta_Z^3}{1 + \kappa * \theta_Z^3}, \quad (4.6)$$

und der Konstante $\kappa = 1,041$ berechnet. Anschließend wird der Helligkeitsindex

$$\Delta = AM * \frac{D_h}{I_0} \quad (4.7)$$

unter Verwendung der Luftmasse AM , der diffusen Bestrahlungsstärke auf der horizontalen Ebene D_h , und der extraterrestrischen Strahlung (oder Solarkonstante) $I_0 = 1367 \frac{W}{m^2}$ berechnet. Die Luftmasse AM berechnet sich dabei in Abhängigkeit des Zenitwinkels θ_Z (in Grad) nach Pickering (2002) mittels

$$AM = \frac{1}{\sin(90 - \theta_Z + \frac{244}{165 + 47 * (90 - \theta_Z)^{1,1}})}. \quad (4.8)$$

Der Himmelsklarheitsindex ε wird in acht Klassen unterschieden und bestimmt damit die Parameter F_{11} bis F_{23} (vgl. Tabelle 11).

Tabelle 11: Koeffizienten zur Bestimmung von F_1 und F_2 in Abhängigkeit von ε . Quelle: Perez et al. (1990).

ε	F_{11}	F_{12}	F_{13}	F_{21}	F_{22}	F_{23}
[1; 1,065)	-0,008	0,588	-0,062	-0,06	0,072	-0,022
[1,065; 1,23)	0,130	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
[1,23; 1,5)	0,330	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
[1,5; 1,95)	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	-0,014
[1,95; 2,8)	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
[2,8; 4,5)	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
[4,5; 6,2)	1,060	-1,600	-0,359	0,264	-1,127	0,131
[6,2; +∞)	0,678	-0,327	-0,250	0,156	-1,377	0,251

Somit können die Koeffizienten F_1 und F_2 berechnet werden:

$$F_1 = F_{11} + F_{12} * \Delta + F_{13} * \theta_Z, \quad (4.9)$$

$$F_2 = F_{21} + F_{22} * \Delta + F_{23} * \theta_Z. \quad (4.10)$$

Mit $a = \max(0; \cos \theta)$ und $b = \max(0,087; \cos \theta_Z)$ berechnet sich die diffuse Strahlung auf der Modulebene schließlich mittels:

$$D_c = D_h * \left[0,5 * (1 + \cos \beta) * (1 - F_1) + \frac{a}{b} * F_1 + F_2 * \sin \beta \right]. \quad (4.11)$$

Somit kann die Globalstrahlung auf geneigte Moduloberflächen G_c für jeden Zeitpunkt innerhalb eines Jahres und für jede Modulausrichtung simuliert werden. Da diese Berechnungen ressourcenintensiv sind, können sie jedoch nicht für jede mögliche Kombination von Neigung und Azimut durchgeführt werden. Stattdessen wird jedes Dach in eine von 144 diskreten Orientierungsklassen (16 Azimut- und 9 Neigungsklassen) eingeteilt. Für jede dieser Klassen wird die empfangene Globalstrahlung in viertelstündlichen Zeitschritten im Verlauf eines Jahres berechnet.

7. Stromerzeugungssimulation

Die Stromerzeugung einer PV-Anlage hängt im Wesentlichen von der empfangenen Globalstrahlung in der Modulebene G_c , der Modultemperatur T_{mod} , sowie den technischen Merkmalen der Module und des Wechselrichters ab. T_{mod} ist nicht bekannt, kann aber in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur T_{amb} (welche aus MERRA-2 Daten bezogen wird, vgl. Gelaro et al. 2017), der Globalstrahlung G_c , und einem Faktor m , der das thermische Verhalten der Module beschreibt, modelliert werden:

$$T_{mod} = T_{amb} + m * G_c. \quad (4.12)$$

In dieser Arbeit wird der Wert $m = 0,036$ verwendet, der Aufdachmodule mit einem Dachabstand von weniger als 10 cm beschreibt (Drews et al. 2007) – andere Werte für größere Dachabstände oder dachintegrierte Anlagen können jedoch optional gewählt werden. Die Moduleffizienz η_{mod} kann unter Verwendung von G_c und T_{mod} , sowie der Koeffizienten k_1, \dots, k_6 in Abhängigkeit von der verwendeten Zelltechnologie (vgl. Tabelle 12) mittels

$$\eta_{mod} = 1 + k_1 \ln \frac{G_c}{G_{c,STC}} + k_2 \ln^2 \frac{G_c}{G_{c,STC}} + \left(k_3 + k_4 \ln \frac{G_c}{G_{c,STC}} + k_5 \ln^2 \frac{G_c}{G_{c,STC}} \right) * (T_{mod} - T_{mod,STC}) + k_6 (T_{mod} - T_{mod,STC})^2 \quad (4.13)$$

modelliert werden (Huld et al. 2010). STC steht dabei für die Standard-Testbedingungen (standard test conditions), für die gilt:

$$G_{c,STC} = 1000 \frac{W}{m^2}, \quad (4.14)$$

$$T_{mod,STC} = 25^\circ C.$$

Tabelle 12: Koeffizienten zur Modellierung der Moduleffizienz. Quelle: Huld et al. (2010).

	Kristallines Silizium (c-Si)	Kupfer-Indium-Gallium-Diselenid (CIS)	Cadmiumtellurid (CdTe)
k1	-0,017162	-0,005521	-0,103251
k2	-0,040289	-0,038492	-0,040446
k3	-0,004681	-0,003701	-0,001667
k4	0,000148	-0,000899	-0,002075
k5	0,000169	-0,001248	-0,001445
k6	0,000005	0,000001	-0,000023

Da kristalline Siliziumzellen (c-Si) mit ca. 93% den weltweiten PV-Markt deutlich dominieren (Fraunhofer ISE 2018), werden diese im Rahmen der Potenzialermittlung als Standard verwendet, andere Zelltypen können jedoch über die Programmoberfläche gewählt werden. Während die angenommenen PV-Module unter Standard-Testbedingungen (STC) einen Wirkungsgrad von 14,4% aufweisen, variieren die Wirkungsgrade, die sich unter der Berücksichtigung von Umgebungstemperatur, Erwärmung durch Bestrahlung etc. ergeben, für jeden Zeitschritt im Jahresverlauf, sind aber in der Regel geringer.

Um den Gleichstrom der PV-Module in Wechselstrom umzuwandeln, wird ein Wechselrichter benötigt. Bei der Potenzialermittlung wird vereinfachend davon ausgegangen, dass der Wechselrichter jedes PV-Systems jeweils perfekt anhand der Nennleistung des Systems dimensioniert wird ($P_{inv} = P_{Nenn}$). Der Wirkungsgrad des Wechselrichters (vgl. Macêdo und Zilles 2007) hängt im Wesentlichen von dessen Auslastung

$$\rho_{DC} = \eta_{mod} * \frac{G_c}{G_{c,STC}} \quad (4.15)$$

ab und berechnet sich mittels

$$\eta_{inv} = \frac{\rho_{DC} - (0,0079 + 0,0411 * \rho_{DC} + 0,05 * \rho_{DC}^2)}{\rho_{DC}} \quad (4.16)$$

Schließlich werden diverse Verluste, die die Systemleistung weiter mindern, durch empirische Faktoren berücksichtigt. Zu diesen zusätzlichen Verlusten zählen Abweichungen der tatsächlichen Modul- und Wechselrichterwirkungsgrade von den Angaben auf den Datenblättern, Reflexions- und Spektralverluste, fehlerhaft dimensionierte Komponenten, ohmsche Kabelverluste, sowie Verschmutzung. Insgesamt summieren sich diese zusätzlichen auf einen Faktor von 9,5% ($\eta_z = 1 - 0,095$), der sich auch in empirischen Untersuchungen als sinnvoll erwiesen hat (Lorenz et al. 2011).

Somit kann die Stromerzeugung eines PV-Systems schließlich unter Verwendung der Nennleistung P_{Nenn} , der empfangenen Globalstrahlung G_c , sowie der Wirkungsgrade der Module (η_{mod}), des Wechselrichters (η_{inv}) und sonstiger Komponenten (η_z) mittels

$$P = P_{Nenn} * \frac{G_c}{G_{c,STC}} * \eta_{mod} * \eta_{inv} * \eta_z \quad (4.17)$$

berechnet werden.

8. Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im nächsten Schritt wird eine ökonomische Bewertung durchgeführt. Dabei wird für jede mögliche Anlagenausrichtung die jährliche Stromerzeugung (s.o.) anhand der jährlichen Degradation d über die Lebensdauer T fortgeschrieben. Unter Verwendung der Investitionen I_0 und der Betriebskosten r_{OC} können somit die Stromgestehungskosten (vgl. Abschnitt 2.5.4) bestimmt werden. Die Annahmen zu den hierbei verwendeten betriebswirtschaftlichen und weiteren Parametern sind in Tabelle 10 angegeben.

Aus diesen Werten kann schließlich die Kosten-Potenzialkurve (vgl. Abschnitt 2.5.4) der Stromerzeugung aus PV bestimmt werden. Beispiele hierfür sind in den Kapiteln 6.1 und 6.2 zu sehen.

Aus der Kosten-Potenzialkurve könnte nun das wirtschaftliche Potenzial abgeleitet werden, wobei jedoch weitere Faktoren, wie z. B. der Eigenverbrauchsanteil, die Kapazität der Verteilnetze, sowie der Anlagenbestand (s. nächster Schritt) berücksichtigt werden sollten. Die ermittelten Kosten und Potenziale für PV dienen im Rahmen des RE³ASON-Modells daher als Input in ein optimierendes Energiesystemmodell, welches solche und andere Faktoren berücksichtigt und damit Empfehlungen bezüglich der aus Gesamtsystemsicht optimalen Nutzung dieser Potenziale geben kann.

9. Erkennung von bestehenden PV Anlagen

Bisherige Arbeiten zur Bestimmung von PV-Potenzialen berücksichtigen meist nicht, ob ein Dach bereits mit einer bestehenden PV-Anlage ausgestattet ist. Dies lässt sich von menschlichen Beobachtern mühelos durch die visuelle Inspektion der Luftbilder ableiten. Um diese Information auch bei der PV-Potenzialermittlung berücksichtigen zu können, gilt es jedoch, diese Aufgabe zu automatisieren.

In den letzten Jahren konnten im Bereich des maschinellen Lernens wesentliche Fortschritte erzielt werden (vgl. Goodfellow et al. 2016, Kapitel 1). Ein Ansatz aus dem Bereich des überwachten Lernens sind künstliche neuronale Netze (KNN). Diese sind besonders gut geeignet zum Lösen von Aufgaben, die sich nur schwer formal beschreiben lassen,

gleichzeitig aber einfach zu demonstrieren sind. Bei der Erkennung von PV-Modulen auf Luftbildern von Dächern handelt es sich um solch eine Aufgabe, weshalb die Methodik prinzipiell als geeignet erscheint. Eine spezielle Form von KNNs sind Convolutional Neural Networks (CNNs, zu Deutsch etwa „faltende neuronale Netze“), mit denen im Bereich der Bilderkennung die Genauigkeit bei der Klassifizierung von Bildern in jüngster Zeit sogar über die Erkennungsleistung von Menschen gesteigert werden konnte (He et al. 2015). Die Struktur dieser Netze ist grundsätzlich von den biologischen Prozessen im visuellen Kortex von Säugetieren inspiriert (Lecun et al. 1998), in denen individuelle Neuronen jeweils nur auf Reize in einer lokalen Umgebung, dem so genannten rezeptiven Feld, reagieren. Auf diese Weise können Informationen mit zunehmender Tiefe des Netzes besser abstrahiert und somit komplexere Strukturen erkannt werden. Für eine ausführliche Beschreibung der Grundlagen von „Deep Learning“ und CNNs, die für das Verständnis der folgenden Ausführungen vorausgesetzt werden, sei an dieser Stelle auf die entsprechende Fachliteratur (z. B. Goodfellow et al. 2016, Kapitel 9; Nielsen 2015, Kapitel 6; sowie Bishop 2009, Kapitel 5.5.6) verwiesen.

Um die Vorteile dieser Methoden zu nutzen, wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein CNN in Anlehnung an die von Krizhevsky et al. (2012) vorgeschlagene Netzwerkarchitektur implementiert²³. Die wesentlichen Änderungen gegenüber der dort vorgeschlagenen Struktur bestehen in einer Verringerung der Auflösung der Eingabebilder (72x72 anstatt 256x256 Pixel, bei jeweils 3 Farbkanälen), zusätzlich werden nur zwei Ergebnisklassen („PV“ und „kein PV“) benötigt. Durch diese Änderungen verringern sich auch die Größen sämtlicher Zwischenschichten des Netzes (vgl. Abb. 35 und Tabelle 13), was einen schnelleren Lernprozess ermöglicht²⁴.

²³ Hierfür wurde die Java Programmierbibliothek Deeplearning4j (www.deeplearning4j.org) verwendet, vgl. Abschnitt 5.7.

²⁴ Im Rahmen dieser Arbeit stand keine Hardware mit leistungsfähigen GPUs (Graphical Processing Units) zur Verfügung, die üblicherweise zum Training von künstlichen neuronalen Netzen verwendet werden. Aus diesem Grund musste die Komplexität reduziert werden.

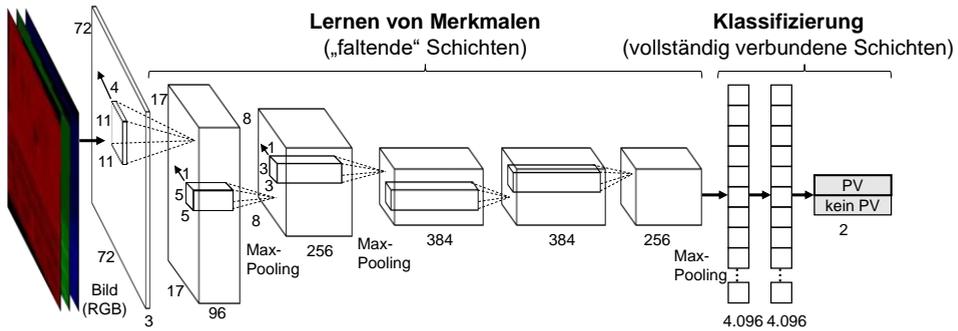


Abb. 35: Aufbau des implementierten künstlichen neuronalen Netzes zur Erkennung von bestehenden PV-Anlagen. Die Zahlen stehen für die Größen der jeweiligen Schichten, vgl. Tabelle 13.

Das Netz besteht somit aus drei Arten von Schichten: Die Eingabeschicht repräsentiert das Eingabebild mit einer Kantenbreite von 72 Pixeln und den 3 Farbkanälen rot, grün und blau ($l = 0$). In fünf Faltungsschichten²⁵ (convolutional layers; $l = 1$ bis 5) werden Filtermatrizen auf die Erkennung bestimmter Merkmale (z. B. Ecken und Kanten, in tieferen Schichten auch komplexere Muster) trainiert. Die abschließende Klassifizierung erfolgt schließlich in drei vollständig verbundenen Schichten ($l = 6$ bis 8), die der Architektur des mehrlagigen Perzeptrons entsprechen (vgl. Goodfellow et al. 2016, Kapitel 6). Insgesamt verfügt dieses Netz über 77.090 Knoten, 21.589.378 Parameter (d. h. Gewichte und Schwellenwerte) und 46.385.152 Verbindungen zwischen den Knoten (vgl. Tabelle 13).

²⁵ Tatsächlich hat jede dieser Schichten jeweils drei Dimensionen, es handelt sich also um Volumen.

Tabelle 13: Strukturelle Parameter des implementierten neuronalen Netzes zur Erkennung von bestehenden PV-Anlagen.

l	w/h	d	x/y	str	s	z	N	P	C
0	72/72	3	-	-	-	-	15.552	0	0
1	17/17	96	11/11	4	2	3	27.744	34.944	2.230.272
2	8/8	256	5/5	1	2	3	16.384	614.656	5.529.600
3	3/3	384	3/3	1	-	-	3.456	885.120	7.962.624
4	3/3	384	3/3	1	-	-	3.456	1.327.488	11.943.936
5	3/3	256	3/3	1	2	3	2.304	884.992	884.736
6	1/4.096	1	-	-	-	-	4.096	1.052.672	1.048.576
7	1/4.096	1	-	-	-	-	4.096	16.781.312	16.777.216
8	1/2	1	-	-	-	-	2	8.194	8.192

l: Index der Schicht innerhalb des Netzes, w/h: Breite und Höhe der Schicht, d: Tiefe der Schicht, x/y: Filterbreite und -höhe, str: Filterschrittlänge, s: Pooling-Größe, z: Pooling-Schrittlänge, N: Anzahl Knoten, P: Anzahl Parameter (Gewichte und Schwellwerte), C: Anzahl der Verbindungen zwischen den Knoten

In der ersten Faltungsschicht ($l = 1$) werden $d_1 = 96$ verschiedene Filtermatrizen der Größe $x_1 = 11, y_1 = 11, d_0 = 3$ mit einer Schrittweite von $str_1 = 4$ Pixeln schrittweise über das Eingabebild der Größe $w_0 = 72, h_0 = 72, d_0 = 3$ geführt. Hier zeigt sich eine weitere Besonderheit von CNNs: die Filtermatrizen (d. h. die Gewichte) werden von allen Neuronen einer Schicht geteilt. Das bedeutet, dass alle Neuronen einer Schicht auf das gleiche Merkmal reagieren, jedoch jeweils nur in ihrem spezifischen rezeptiven Feld. In jedem Schritt wird nun eine diskrete Faltung durchgeführt, d. h. der Input In_{w_1, h_1, d_1}^1 eines Neurons berechnet sich aus dem Schwellenwert $b_{d_1}^1$ und dem Skalarprodukt zwischen den Gewichten der Filtermatrix $F_{d_1}^1$ und dem jeweiligen rezeptiven Feld (d. h. Bildausschnitt) des betreffenden Neurons, vgl. (4.18).

$$In_{w_1, h_1, d_1}^1 = b_{d_1}^1 + \sum_{x=0}^{10} \sum_{y=0}^{10} \sum_{d=0}^2 F_{d_1, x, y, d}^1 * Out_{w_1 * s_0 + x, h_1 * s_0 + y, d}^0 \quad (4.18)$$

mit $w_1 = 0 \dots 17, h_1 = 0 \dots 17, d_1 = 0 \dots 95$. Dieser Input wird nun von einer Rectified Linear Unit (ReLU), eine Aktivierungsfunktion der Form

$$Out_{w_1, h_1, d_1}^1 = \max(0, In_{w_1, h_1, d_1}^1) \quad (4.19)$$

in den Output des Neurons verwandelt. Diese nichtlineare Aktivierungsfunktion ermöglicht es dem Netz, auch nichtlineare Zusammenhänge abzubilden.

In den darauffolgenden Faltungsschichten ändern sich jeweils die Größen der verwendeten Filtermatrizen, deren Schrittweiten, und damit auch die Größen der weiteren Schichten, die grundlegende Vorgehensweise bleibt jedoch unverändert. An drei Stellen des Netzes wird

das so genannte Max-Pooling mit Schrittweite $s = 2$ und Filtergröße $z = 3$ angewandt. Dies reduziert die Größe der Schichten, indem nur die jeweils wichtigsten Teile einer Schicht behalten wird. Dabei nimmt jedes Neuron den maximalen Wert aller benachbarten Neuronen an.

$$OutPooled_{w_1, h_1, d_1}^1 = \max_{w=w_1-3 \dots w_1+3, h=h_1-3 \dots h_1+3} (Out_{w_1, h_1, d_1}^1) \quad (4.20)$$

Bei den Schichten $l = 6, 7, 8$ handelt es sich um vollständig verbundene Schichten, d. h. jedes Neuron einer Schicht ist mit jedem Neuron der vorhergehenden Schicht verbunden. Dies ermöglicht die Verknüpfung der zuvor räumlich getrennten Informationen. Diese Schichten nehmen die Klassifizierung vor, so dass z. B. eine Kombination von Merkmalen einer bestimmten Ergebnisklasse zugeordnet werden kann. Im konkreten Anwendungsfall der Erkennung von PV-Anlagen könnte z. B. die Detektion von gitterförmigen Strukturen mit bestimmten Farbtönen in gewissen Bildbereichen zu einer erhöhten Vorhersagewahrscheinlichkeit für die Klasse „PV“ führen.

Die Werte der Parameter, d. h. der Gewichte und Schwellenwerte, werden bei der Erstellung des neuronalen Netzes zufällig initialisiert und beim Training fortlaufend aktualisiert. Hierfür wird die Fehlerrückführung (engl. „Backpropagation“), eine Methode aus der Gruppe der überwachten Lernverfahren angewandt. Es handelt sich dabei um ein Gradientenverfahren, welches den mittleren quadratischen Fehler als Maß für die Abbildungsqualität verwendet und die Gewichte der Neuronenverbindungen in Abhängigkeit von ihrem Einfluss auf den Fehler anpasst. Beim Training dieses Netzes wurden 2.934 manuell klassifizierte Bilder von Gebäudedächern, die entweder zur Kategorie „PV“ oder „kein PV“ gehören, verwendet²⁶.

Das so trainierte CNN kann nun verwendet werden, um für jedes analysierte Gebäude die Wahrscheinlichkeit vorherzusagen, mit der das zugehörige Dach bereits mit einer PV-Anlage ausgestattet ist. Wenn die vorhergesagte Wahrscheinlichkeit 90% übersteigt, wird die zugehörige Dachfläche als bereits besetzt betrachtet und das Potenzial dieser Dachfläche vom Gesamtpotenzial subtrahiert.

In das Optimierungsmodell gehen schließlich die installierbare Leistung, die Kosten und die Stromerzeugungsprofile aller so ermittelten potenziellen PV-Anlagen, gruppiert nach den verwendeten Ausrichtungsklassen, ein. In Kapitel 6.1 finden sich Beispiele zur Anwendung, sowie in Kapitel 6.3 eine Validierung der Genauigkeit des hier beschriebenen Ansatzes.

²⁶ 80% der Bilder wurden für das Training und 20% zur anschließenden Validierung genutzt.

4.2 Windkraft

Die Stromerzeugung aus Windkraft ist von entscheidender Bedeutung für das Gelingen der Energiewende. In Deutschland hat die Windkraft mit derzeit ca. 12% (BMWi 2017) den größten Anteil an der Bruttostromerzeugung unter den erneuerbaren Energien. In Städten und Gemeinden, insbesondere in ländlichen Gebieten, die größere freie Flächen beinhalten, kann die Windkraft wesentlich zur Erreichung von Nachhaltigkeitszielen beitragen.

Das RE³ASON-Modell stellt daher Methoden zur Ermittlung der regionalen Potenziale für die Stromerzeugung aus Windkraft bereit. Hierbei wird das Potenzial für Onshore Windkraftanlagen (WKA) nach heutigem Stand der Technik untersucht. Kleinwindanlagen werden nicht berücksichtigt, da hier kaum Erfahrungen im wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen bestehen. Das Potenzial für Offshore-Windkraft wird nicht untersucht, da es nur geringe Relevanz für städtische Energiesysteme hat.

4.2.1 Stand der Forschung

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung von Potenzialen für die Stromerzeugung aus Windkraft ist üblicherweise gegliedert in die Schritte

- Ermittlung der verfügbaren Flächen,
- Analyse der lokalen Windgeschwindigkeiten,
- sowie Bestimmung der möglichen Stromerzeugung anhand technischer Parameter.

In vergleichbaren Wind-Potenzialstudien werden meist größere Regionen wie Baden-Württemberg (Jäger et al. 2016), Deutschland (UBA 2013; McKenna et al. 2014a; BMVI 2015; Zaspel-Heisters 2015) oder Europa (McKenna et al. 2015; Held 2010) untersucht. Aufgrund des Umfangs der hierfür notwendigen Berechnungen kann in diesen Studien eine Vielzahl von Aspekten jedoch nicht, oder nur vereinfacht berücksichtigt werden. Im Folgenden sind solche Aspekte aufgeführt, die in bestehenden Studien nicht oder nur teilweise berücksichtigt werden und in dieser Arbeit umfassender abgebildet werden sollen:

- Berücksichtigung von regionalplanerischen Abstandsvorgaben (vgl. Zaspel-Heisters 2015).
- Berücksichtigung der lokalen Oberflächenbeschaffenheit (Rauigkeitslänge) sowie der Topographie (Geländehöhe) an jedem einzelnen Anlagenstandort – dieser Genauigkeitsgrad wird üblicherweise lediglich von kommerzieller Software zur Windpark-Planung²⁷ erreicht.

²⁷ z. B. Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP), <http://www.wasp.dk/wasp>

- Diskrete Platzierung einzelner WKAs auf beliebigen Punkten innerhalb der nutzbaren Fläche anstatt der rastergebundenen Platzierung (z. B. in einem 0,1 km-Raster, vgl. Mosetti et al. 1994, UBA 2013, Jäger et al. 2016) oder der häufig verwendeten vereinfachenden Berechnung der Anzahl platzierbarer WKAs durch Annahme einer bestimmten Leistungsdichte (vgl. McKenna et al. 2014a, Zaspel-Heisters 2015; Held 2010).
- Berücksichtigung des zeitlichen Profils der Windgeschwindigkeit im Jahresverlauf (in bestehenden Studien wird die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten üblicherweise durch Verteilungsfunktionen approximiert).
- Berechnung der Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung detaillierter techno-ökonomischer Charakteristika, wie Investition, Degradationsverhalten, operative Kosten und Netzanschlusskosten (welche in keiner der betrachteten Studien explizit berechnet werden).
- Berücksichtigung einer Vielzahl von am Markt verfügbaren Anlagentypen mit unterschiedlichen Leistungskurven, sowie hierbei
- die Möglichkeit unterschiedlicher Optimierungskriterien bei der Anlagenauswahl, die es beispielsweise ermöglichen sollen, das maximale technische Potenzial oder die günstigsten Stromgestehungskosten zu ermitteln (in bisherigen Studien, in denen unterschiedliche Anlagentypen berücksichtigt wurden, wurden lediglich die Stromgestehungskosten minimiert, vgl. McKenna et al. 2014a, Jäger et al. 2016).

Während einige dieser Aspekte in den genannten Studien teilweise berücksichtigt werden, gibt es bislang keine Studie, die alle genannten Aspekte berücksichtigt.

4.2.2 Automatisierte Wind-Potenzialermittlung mittels Flächenbestimmung, Windgeschwindigkeitsanalyse und Anlagenplatzierung

Abb. 36 zeigt den schematischen Ablauf der Vorgehensweise im RE³ASON-Modell bei der Bestimmung der Potenziale für Windkraft.

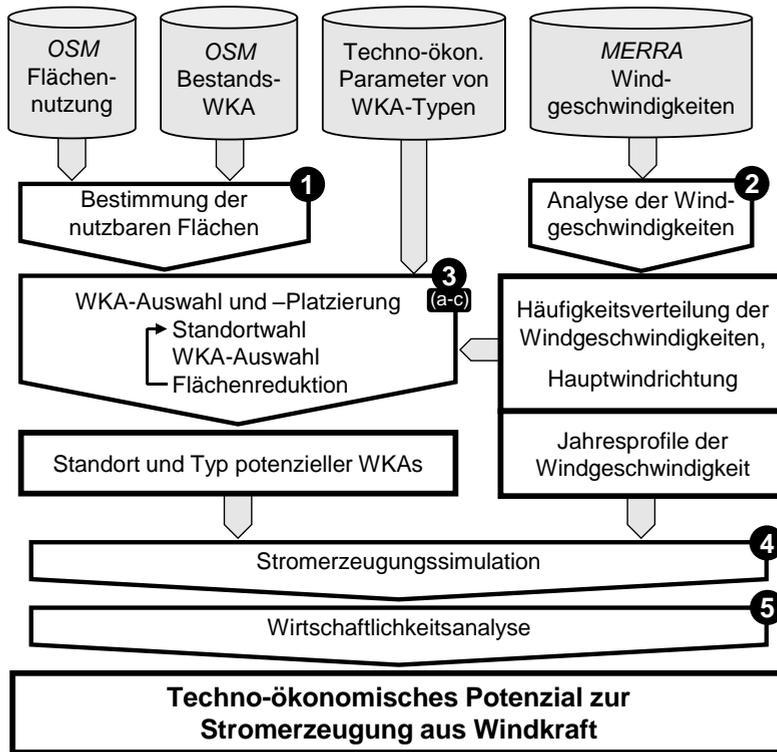


Abb. 36: Schematischer Ablauf der Methodik zur Ermittlung der Stromerzeugungspotenziale aus Windkraft.

Die Vorgehensweise kann dabei in folgende Schritte untergliedert werden:

1. Bestimmung der nutzbaren Flächen für die Errichtung von Windkraftanlagen

Zunächst werden aus OpenStreetMap (OSM 2018) sämtliche Flächen bezogen, die grundsätzlich für die Errichtung von Windkraftanlagen geeignet sind. Hierfür werden die Acker-, Wald- und Wiesenflächen innerhalb des Untersuchungsgebietes verwendet (vgl. Abb. 37).

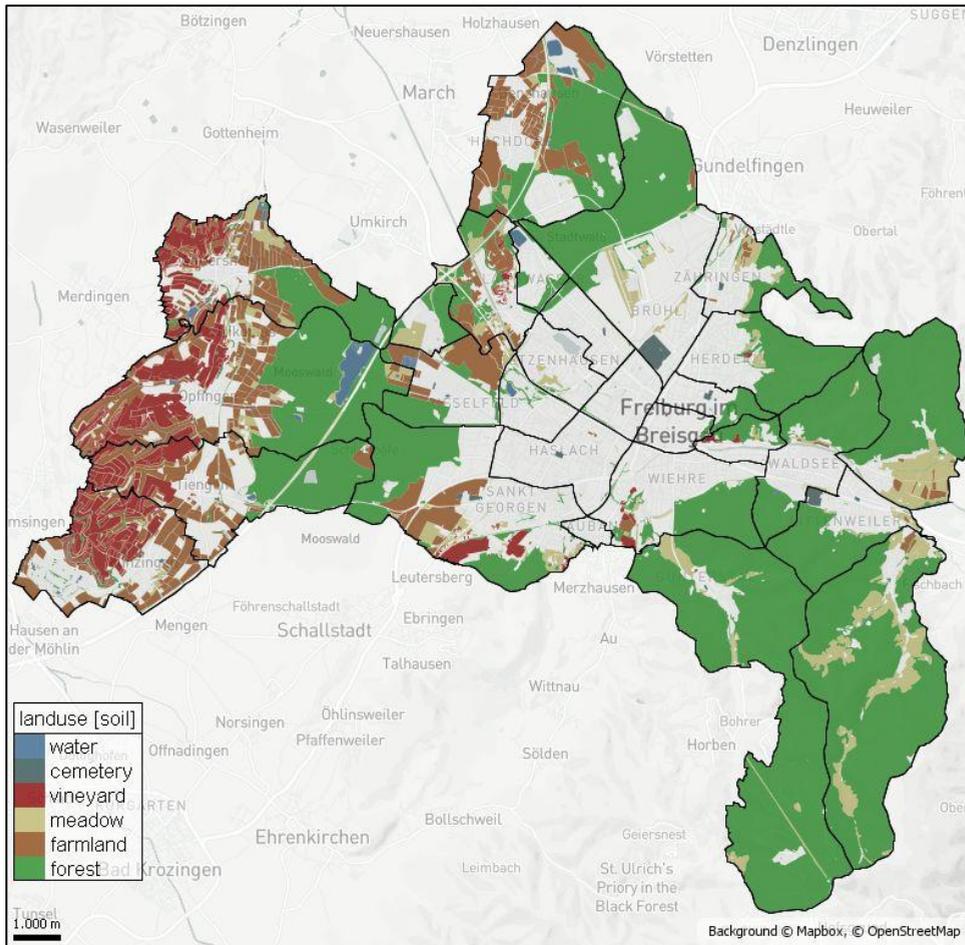


Abb. 37: Analyse der Landnutzung als Basis für die Bestimmung nutzbarer Flächen für die Platzierung von Windkraftanlagen in Freiburg. Grundsätzlich geeignet sind Wald-, Acker- und Wiesenflächen. Quelle: Eigene Darstellung mit Kartendaten von OSM (2018) und Mapbox (2018).

Ein großer Anteil dieser Flächen ist jedoch aus verschiedenen Gründen von der nutzbaren Fläche auszuschließen. Beispielsweise sollten Windkraftanlagen einen Mindestabstand zu Wohngebieten einhalten, um Belästigungen durch Schallimmissionen, Schattenwurf, etc. zu minimieren. In Deutschland fällt es in den Verantwortungsbereich der Regionalplanung (je nach Bundesland werden die Träger der Regionalplanung als *Regionalverbände*, *Regionale Planungsverbände*, *Planungsgemeinschaften* o.ä. bezeichnet), Raumordnungspläne zu erstellen, in denen Vorrang-, Vorbehalts- und Eignungsgebiete u. a. für die Errichtung von Windkraftanlagen vorgegeben werden (BMJV 2017b, §8, Abs. 7). Da die Bauleitplanung an die Ziele der Raumordnung gebunden ist (BMJV 2017a, §1, Abs. 4), kann die Regionalplanung somit steuernd in den Bau von Windkraftanlagen eingreifen.

Aus diesem Grund gibt es regional unterschiedlich definierte Ausschlusskriterien, die festlegen, in welchen Gebieten keine WKA errichtet werden sollen. Im RE³ASON-Modell können diese Kriterien individuell an die lokalen Gegebenheiten angepasst werden, für die Berechnungen im Rahmen dieser Arbeit werden jedoch die Kriterien des Regionalverbandes Nordschwarzwald angewandt, vgl. Tabelle 14. Die entsprechenden Flächen werden ebenfalls über OpenStreetMap bezogen und mit den zugehörigen Pufferzonen versehen.

Tabelle 14: Mindestabstandsregeln für die Errichtung von Windkraftanlagen (Standardeinstellungen im RE³ASON-Modell). Quelle: Klein (2015).

Flächentyp	Mindestabstand [m]
Wohn-, Geschäfts- und Industriegebiete	700
Flughäfen	2.100
Kur- und Klinikgebiete, Krankenhäuser	1.000
Naturschutzgebiete	200
Autobahnen	100
Bundes-/Landesstraßen, Schienen	40
Kreisstraßen	30
Stromtrassen	100

Aus diesen Angaben kann somit die Verbots- oder Negativfläche bestimmt werden, die aus regionalplanerischen Gründen als Standort für potenzielle Windkraftanlagen ausgeschlossen werden muss. In dicht besiedelten Gebieten kann diese Fläche einen Großteil der gesamten Gemeindefläche beinhalten (vgl. Abb. 38).

maximale Höhendifferenz in x- und y-Richtung berechnet und auf die jeweilige Schrittweitendistanz bezogen.

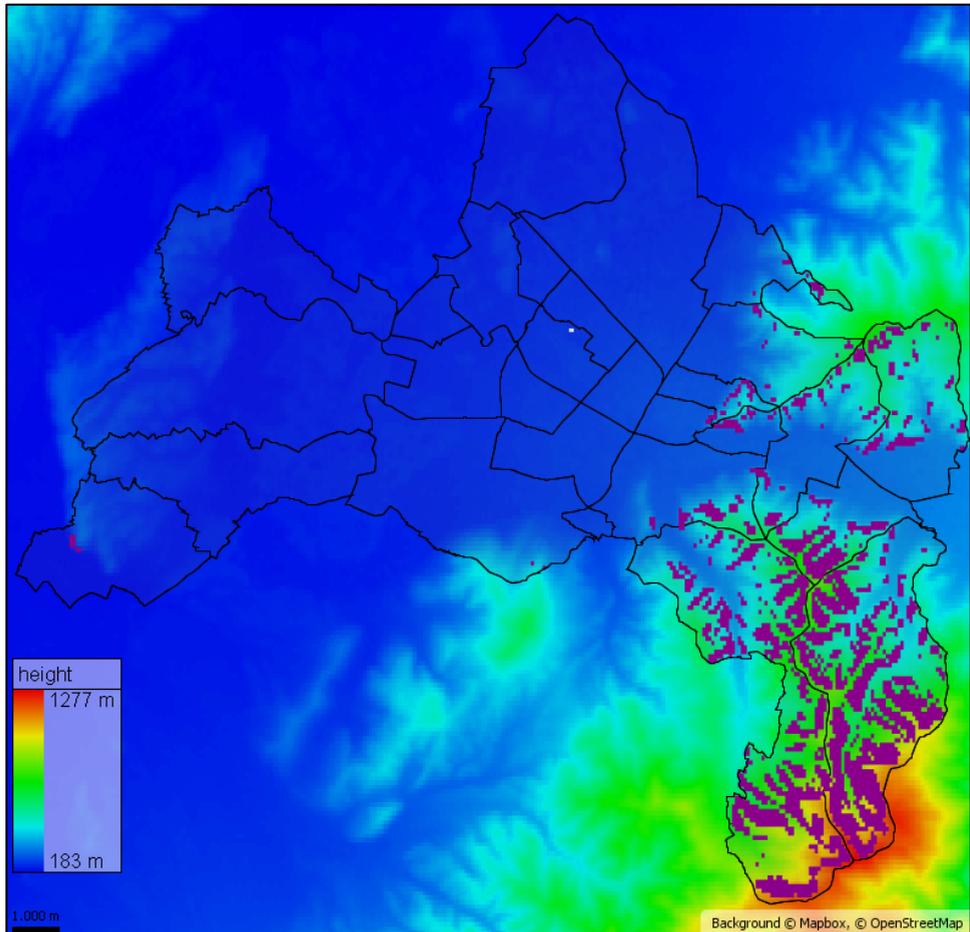


Abb. 39: Analyse der topographischen Höhendaten im Stadtgebiet von Freiburg. Flächen mit einer Hangneigung von über 20° sind lila hervorgehoben. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von NASA (2015) und OSM (2018).

Die Negativfläche, die sich nun aus den regionalplanerischen Ausschlussflächen und den Flächen mit starker Hangneigung zusammensetzt, kann zusätzlich individuell erweitert werden. Dies ermöglicht bspw. die Berücksichtigung spezieller Schutzgebiete oder den Ausschluss von Flächen, die bereits für andere Zwecke vorgesehen sind. Unter anderem für diese Analysen ermöglicht das RE³ASON-Modell den Zugriff auf so genannte Web

Map Services (WMS), Kartendienste die in einem standardisierten Format über das Internet bereitgestellt werden. Im Modell sind bereits über 50 dieser Kartendienste zu verschiedenen Themen wie Klima, Emissionen, sozio-ökonomische Statistiken, usw. hinterlegt, weitere Dienste können über die Angabe einer entsprechenden URL mit Hilfe der grafischen Benutzeroberfläche hinzugefügt werden. Im Modell ist beispielsweise ein Kartendienst des Bundesamtes für Naturschutz (BfN 2015) integriert, in dem die Lage verschiedener Schutzgebiete verzeichnet ist. Die Anzeige dieser Flächen im Kartenhintergrund ermöglicht bspw. die Berücksichtigung von Vogelschutzgebieten (welche nicht notwendigerweise als Naturschutzgebiete verzeichnet sind). Diese können, wenn die entsprechende Karte als Hintergrund gewählt wurde, als individuelle Negativflächen markiert und somit von der Potenzialermittlung ausgeschlossen werden (vgl. Abb. 40).

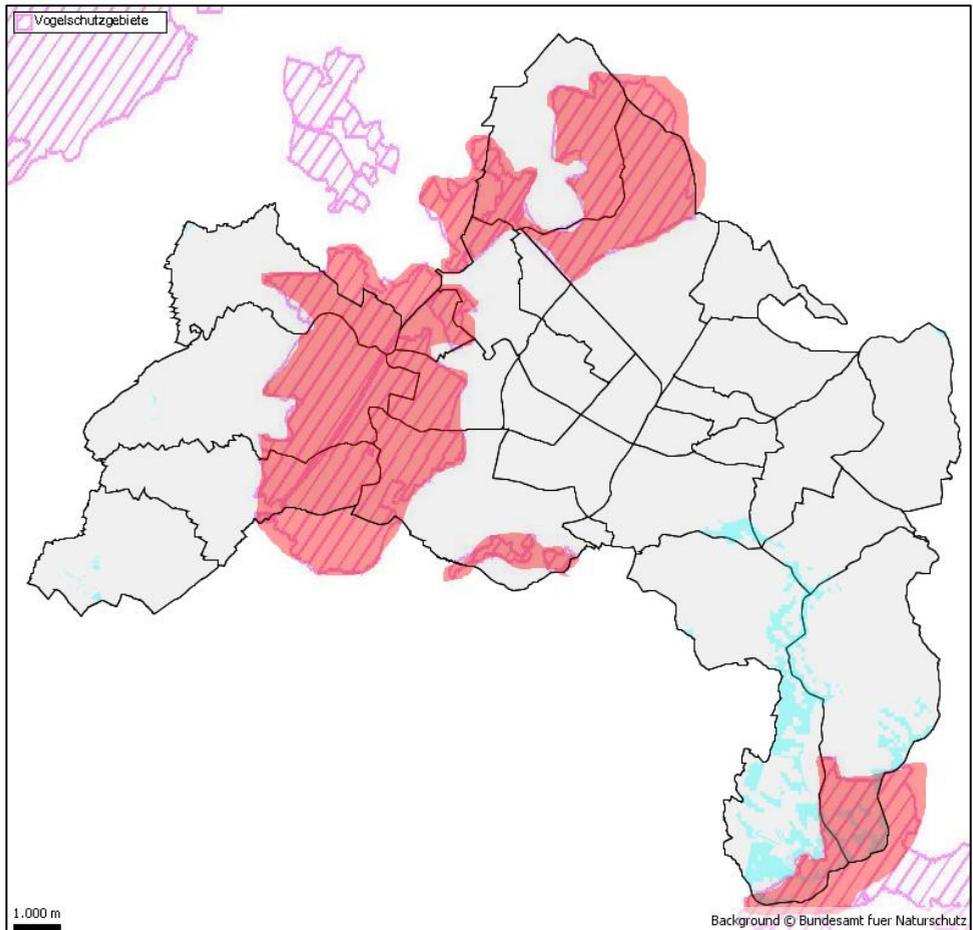


Abb. 40: Nutzbare Fläche (cyan) für Windkraftanlagen. Zu sehen ist zudem die individuelle Markierung einer Ausschlussfläche (rot) auf Basis von Vogelschutzgebieten (schraffierte Fläche). Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von NASA (2015), BfN (2015) und OSM (2018).

2. Analyse der Windgeschwindigkeiten

In vergleichbaren Studien zur Potenzialermittlung für Windkraft wird häufig die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit verwendet und die Häufigkeitsverteilung mit Hilfe der Weibull- oder Rayleigh-Verteilung abgeschätzt (z. B. McKenna et al. 2014a; Jäger et al. 2016; BMVI 2015; Zaspel-Heisters 2015). Diese können jedoch nicht alle Windverhältnisse beschreiben, bspw. in Gegenden, in denen häufig Windgeschwindigkeiten von 0 auftreten, oder wenn die Windgeschwindigkeiten einer bimodalen Verteilung folgen (vgl. Angelis-Dimakis et al. 2011).

Da zudem für die Optimierung des Energiesystems (vgl. Kap. 4) nicht nur die statistische Häufigkeitsverteilung, sondern insbesondere auch das zeitliche Profil der (potenziellen) Stromerzeugung aus Windkraft benötigt wird, werden im RE³ASON-Modell zeitlich hoch aufgelöste Profile der Windgeschwindigkeit und -richtung im Jahresverlauf als Grundlage für die Berechnungen verwendet. Hierfür werden die MERRA-2-Reanalysedaten der NASA (Gelaro et al. 2017)²⁹ ausgewertet, die verschiedene Klimadaten, u. a. die Windgeschwindigkeit und -richtung in 10 m Höhe über Grund, in viertelstündlicher Auflösung frei zur Verfügung stellen. Die räumliche Auflösung dieser Daten ist mit ca. 50 km recht grob, dies wird jedoch durch die Berücksichtigung lokaler Bedingungen an den geplanten Anlagenstandorten ausgeglichen (vgl. Schritt 3 b und Abb. 43). Die grafische Oberfläche des Modells erlaubt zudem die Auswahl des verwendeten Wetterjahres, so dass bspw. auch ein eher unterdurchschnittliches Windjahr gewählt werden kann, um das Risiko einer Überschätzung der Erträge zu vermindern.

Zur Berechnung der potenziellen Stromerzeugung anhand der Leistungskurven der Windkraftanlagen wird aus diesen Windgeschwindigkeitsprofilen durch Aggregation über die viertelstündlichen Einzelwerte in Klassen mit 0,1 m/s Klassenbreite die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten WSF_{v_i} (%) bestimmt (vgl. Abb. 41).

$$WSF_{v_i} = \frac{1}{T} * \sum_{t: v_i \leq v_t < v_{i+1}} 1, \text{ für alle } v_i \in \{0,0; 0,1; \dots; 49,9\} \quad (4.21)$$

mit:

- v_t Windgeschwindigkeit (m/s) zum Zeitpunkt t
- v_i Windgeschwindigkeitsklasse (m/s)
- T Anzahl der Zeitpunkte t

²⁹ zur Verfügung gestellt von: <http://www.soda-pro.com/web-services/meteo-data/merra>

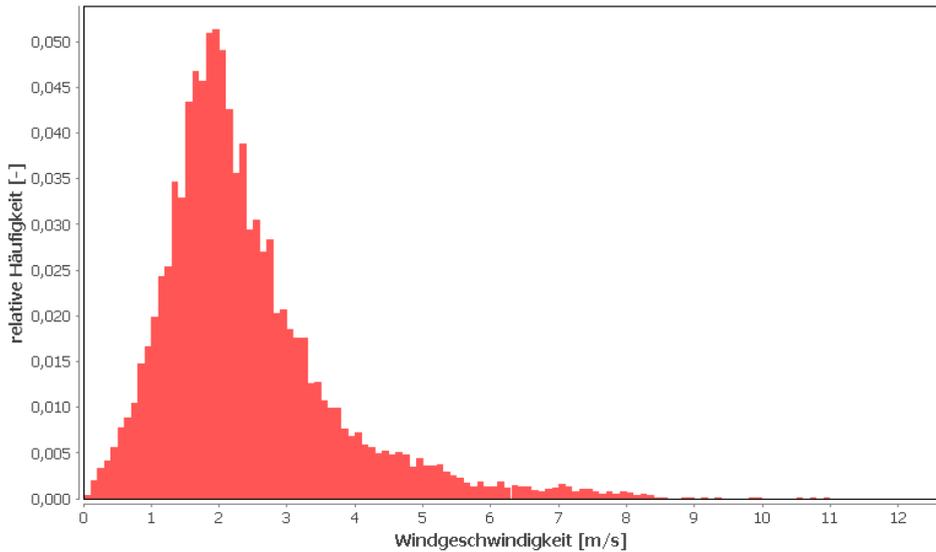


Abb. 41: Histogramm zur Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten in Freiburg in 10m Höhe im Jahr 2016 (Klassenbreite: 0,1 m/s). Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Gelaro et al. (2017).

Zusätzlich wird die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen (WDF_i , vgl. Abb. 42) bestimmt, indem sämtliche Windrichtungswerte zu Klassen mit jeweils einem Grad Klassenbreite aggregiert werden (wobei eine Gewichtung mit der zugehörigen Windstärke vorgenommen wird). Somit kann die Hauptwindrichtung MWD bestimmt werden.

$$WDF_{d_i} = \frac{1}{\sum_{t \in T} v_t} * \sum_{t: d_i \leq d_t < d_{i+1}} v_t, \text{ für alle } d_i \in \{0; \dots; 359\} \quad (4.22)$$

$$MWD = \max_{d_i} WDF_{d_i} \quad (4.23)$$

mit:

- d_t Windrichtung (Grad) zum Zeitpunkt t
- d_i Windrichtungsklasse (Grad)
- T Anzahl der Zeitpunkte t

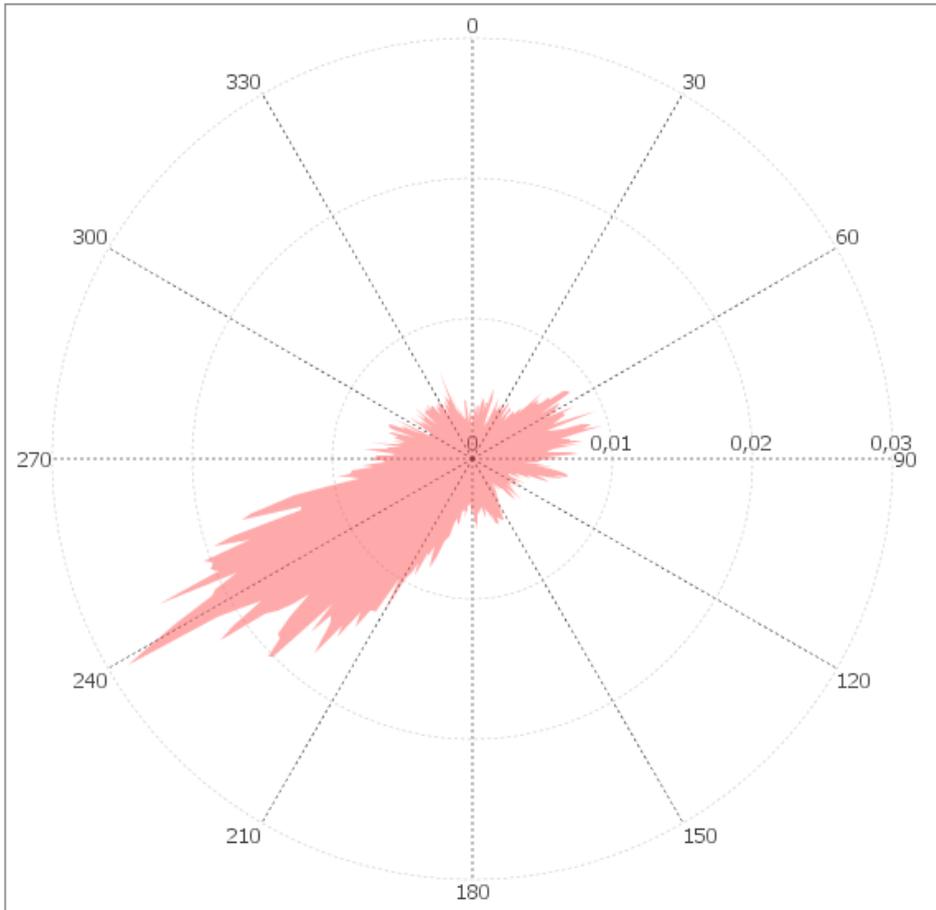


Abb. 42: Relative Häufigkeiten der Windrichtungen im Jahresverlauf in Freiburg. Die vorherrschende Windrichtung ist in diesem Fall 239° (West-südwest). Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von Gellaró et al. (2017).

Zur Beurteilung der möglichen Stromerzeugung einer WKA muss die Windgeschwindigkeit auf deren Nabenhöhe berechnet werden. Hierfür lässt sich die *logarithmische Höhenformel* (Hau 2016, S. 575), welche die Windgeschwindigkeit v_H in einer bestimmten Höhe H auf Basis der Windgeschwindigkeit v_{ref} in einer Referenzhöhe H_{ref} berechnet, anwenden:

$$v_H = v_{ref} * \frac{\ln \frac{H}{z_0}}{\ln \frac{H_{ref}}{z_0}} \tag{4.24}$$

Die Rauigkeitslänge z_0 (m) ist dabei ein Maß für die Beschaffenheit der Erdoberfläche und bezeichnet eine fiktive Höhe über dem Erdboden, in der die mittlere Windgeschwindigkeit den Wert 0 annimmt. Die mittlere Rauigkeitslänge der gesamten betrachteten Region z_0^{avg} wird nun als flächengewichteter Mittelwert der Rauigkeitslängen der in dieser Region vorhandenen Flächentypen bestimmt (vgl. Tabelle 15).

Tabelle 15: Zuordnung von Rauigkeitslängen zu Flächentypen. In Anlehnung an Quaschnig 2013.

Flächentyp	Rauigkeitslänge z_0 [m]
Wasser	0,005
Wiese	0,01
Ackerfläche	0,10
Friedhof	0,15
Weinreben	0,20
Wald	0,80
Industriegebiet	1,00
Wohngebiet	1,50
Wohn- & Gewerbegebiet	1,80
Sonstige / unbekannt	0,01

Mit Hilfe der Windgeschwindigkeiten in 10 m Höhe und der mittleren Rauigkeitslänge der Region kann nun unter Verwendung der logarithmischen Höhenformel die Häufigkeitsverteilung sowie das Jahresprofil der Windgeschwindigkeiten v_H^g am Rande der Peplosphäre (d. h. auf Höhe der planetaren Grenzschicht, $H_g = 2 \text{ km}$) berechnet werden (vgl. Schritt 3 b und Abb. 43). Der Wind in dieser Höhe wird als geostrophischer Wind bezeichnet (Troen und Lundtang Petersen 1990). Dieser ist unabhängig von der lokalen Oberflächenbeschaffenheit und wird daher als gleichbleibend innerhalb der betrachteten Region angenommen und als Grundlage für die Berechnung der lokalen Windgeschwindigkeiten verwendet (vgl. Schritt 3 b).

3. WKA-Auswahl und Platzierung

In diesem Schritt werden innerhalb der nutzbaren Fläche so lange neue WKAs platziert, bis die Fläche komplett ausgeschöpft ist. Da das so genannte „windfarm positioning problem“ zur Komplexitätsklasse der NP-vollständigen Problemen gehört, sind Heuristiken zur Lösung erforderlich (Mosetti et al. 1994). Auch die hier beschriebene Vorgehensweise ist eine Heuristik und kann daher keine optimale Nutzung der vorhandenen Flächen garantieren. Die Vorgehensweise bei der WKA-Auswahl und Platzierung ist in den Punkten a bis c beschrieben:

a) Auswahl eines Standortes

Zunächst wird ein beliebiger Punkt am Rande der verfügbaren Fläche als potenzieller Standort für die nächste WKA ausgewählt.

b) Auswahl des geeignetsten Windkraftanlagentyps

Aus einer Datenbank werden techno-ökonomische Parameter (insbesondere die Nabenhöhen, Leistungskurven, Investitionen und spezifische Kosten) zu 249 Typen von WKA importiert (McKenna et al. 2015). Nun wird bestimmt, welcher Anlagentyp für den gewählten Standort am besten geeignet ist. Hierfür kann zwischen drei Kriterien unterschieden werden:

- maximale Jahresstromerzeugung,
- maximale flächenspezifische Jahresstromerzeugung
- oder minimale Stromgestehungskosten.

Für jeden Anlagentyp werden daher am gewählten Standort diese drei Kennwerte berechnet. Der wichtigste Parameter hierfür ist die Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten am potenziellen Anlagenstandort.

Zur Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten wird zunächst anhand der Flächentypen innerhalb eines 500m-Radius um die geplante Anlage die lokale Rauigkeitslänge z_0^l an diesem Standort berechnet. Anschließend wird über den geostrophischen Wind mittels der logarithmischen Höhenformel die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der geplanten Anlage bestimmt. Dabei wird zudem die lokale Höhendifferenz H_l zwischen dem geplanten Standort und der Grundhöhe des untersuchten Gebietes berücksichtigt. Somit werden sowohl die Oberflächenbeschaffenheit, als auch die topographische Lage eines potenziellen Anlagenstandortes adäquat berücksichtigt.

Abb. 43 stellt die Zusammenhänge zwischen mittleren und lokalen Rauigkeitslängen, sowie Windgeschwindigkeiten auf unterschiedlichen Höhen schematisch dar.

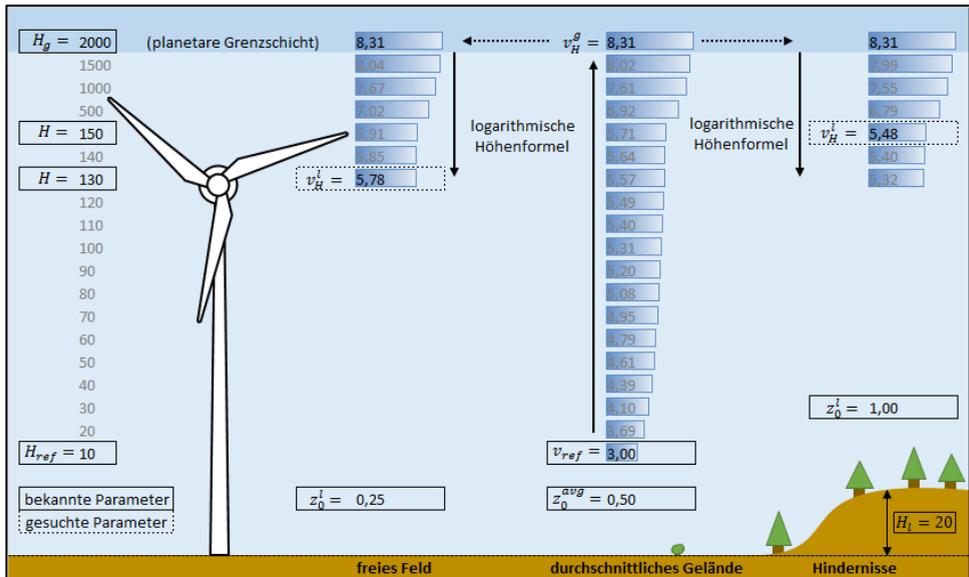


Abb. 43: Schematische Darstellung der Vorgehensweise zur Berechnung der Windgeschwindigkeiten [m/s] in Nabenhöhe an potenziellen WKA-Standorten, in Abhängigkeit von den lokalen Rauheitslängen [m].

Zur Bestimmung der geeignetsten WKA werden nun die mögliche jährliche Stromerzeugung W_0 (kWh/a), die flächenspezifische Stromerzeugung w (kWh/m²/a), sowie die Stromgestehungskosten SGK (€/kWh) jedes Anlagentyps bestimmt.

$$W_0 = \sum_{v_i} W S F_{v_i} * 8.760 * P C_{v_i} * \eta \quad (4.25)$$

$$w = \frac{W_0}{\pi * n_{HW} * n_{NW} * d_R^2} \quad (4.26)$$

$$SGK = \frac{I + \sum_{t=0}^{T-1} c_o * W_0 * (1-d)^t * (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{T-1} W_0 * (1-d)^t * (1+i)^{-t}} \quad (4.27)$$

mit:

v Windgeschwindigkeit (m/s)

$W S F_v$ Relative Häufigkeit (%) der Windgeschwindigkeit v

$P C_{v_i}$ Leistung (kW) der WKA bei Windgeschwindigkeit v_i , abgeleitet aus der Kennlinie der WKA

η	Windpark-Effizienz (%)
d_R	Rotordurchmesser (m)
n_{HW}	Mindestabstand in Hauptwindrichtung (Vielfache von d_R)
n_{NW}	Mindestabstand in Nebenwindrichtung (Vielfache von d_R)
t	Zeitschritt (Jahr)
T	Lebensdauer der WKA (Jahre)
I	Investition (€, vgl. Schritt 5)
c_o	operative Kosten (€/kWh)
d	jährliche Degradation (%)
i	Zinssatz (%)

Die Windpark-Effizienz fasst mehrere Effekte, die zu Effizienzverlusten führen, aber nicht explizit quantifiziert werden können, zusammen. Dies sind bspw. aerodynamische Abschattungen, fehlerhaft dimensionierte Komponenten, Verluste wegen nicht optimalem Betriebsablauf (z. B. Vogelschlag, Eisabwurf, Windrichtungsnachführung, etc.) sowie technische Nichtverfügbarkeiten. In der Grundeinstellung des Modells wird hierfür $\eta = 85\%$ angenommen (Hau 2016; Ali et al. 2012; González-Longatt et al. 2012).

Je nachdem, welcher Kennwert für die Auswahl des Anlagentyps über die grafische Oberfläche vorgegeben wurde, wird nun der beste Anlagentyp bzgl. dieses Kennwertes ausgewählt. In der Grundeinstellung des Modells wird die Anlage mit den geringsten Stromgestehungskosten ausgewählt.

c) Platzierung der WKA und Reduzierung der nutzbaren Fläche

In vergleichbaren Studien zur Wind-Potenzialermittlung (z. B. McKenna et al. 2014a; Zappel-Heisters 2015) wird die Anzahl der platzierbaren Anlagen durch Multiplikation der verfügbaren Fläche mit einer durchschnittlichen Packungsdichte ermittelt. Der tatsächliche Flächenbedarf für eine einzelne Anlage ist jedoch gering (im Wesentlichen nur die betonierte Fundamentfläche), lediglich die Abstände zwischen mehreren Anlagen müssen vergleichsweise groß sein, um gegenseitige aerodynamische Abschattungen zu reduzieren. Der Großteil der Fläche kann jedoch weiterhin z. B. landwirtschaftlich genutzt werden. Diesem Umstand kann durch die diskrete Anlagenplatzierung innerhalb der nutzbaren Fläche unter Verwendung von Abstandsellipsen Rechnung getragen werden. Hierbei muss in Hauptwindrichtung ein größerer Abstand als in Nebenwindrichtung verwendet werden. Üblich sind dabei Abstände vom 5- bis 10-fachen Rotordurchmesser in Haupt- und 3- bis 5-fachen Rotordurchmesser in Nebenwindrichtungen (Hau 2016, S. 804). In der Grundeinstellung verwendet das RE³ASON-Modell den 8-fachen Rotordurchmesser in Haupt- und den 5-fachen Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung.

Nun wird geprüft, ob innerhalb der Abstandsellipse dieser geplanten WKA bereits eine andere (existierende oder geplante) WKA platziert wurde. Dies ist möglich, da die unterschiedlichen Rotordurchmesser verschiedener Anlagentypen auch unterschiedlich große Abstandsellipsen zur Folge haben. Ist dies der Fall, wird die nutzbare Fläche reduziert, indem die Abstandsellipse der neuen Anlage auf den Standort der bestehenden Anlage angewandt wird. Anschließend befindet sich der aktuelle Standort nicht mehr innerhalb der nutzbaren Fläche, und es wird zu Punkt a) zurückgekehrt und ein neuer Standort gewählt.

Wenn es keinen Konflikt mit anderen WKAs gibt, kann die neue Anlage dort platziert werden. Anschließend wird die verbleibende nutzbare Fläche um die Fläche der Abstandsellipse reduziert.

Wenn die nutzbare Fläche durch diese Reduzierung vollständig erschöpft wurde, ist die Anlagenplatzierung beendet. Ansonsten wird zu Punkt a) zurückgekehrt und ein neuer Standort innerhalb der verbleibenden Fläche gewählt. Die nutzbare Fläche wird durch diesen Algorithmus also immer vollständig ausgenutzt. Ein Beispiel für die resultierende Anlagenplatzierung ist in Abb. 44 zu sehen.

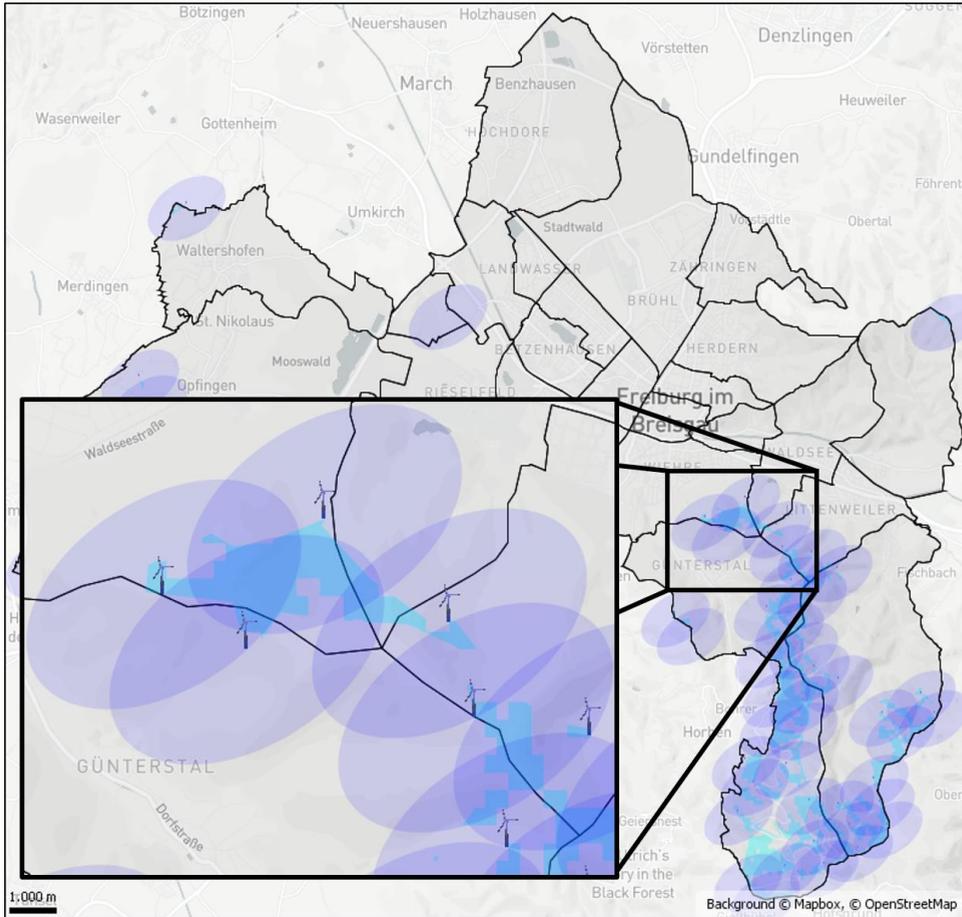


Abb. 44: Beispielhaftes Ergebnis für die Platzierung von Windkraftanlagen (dunkelblaue Symbole mit halbtransparenten Abstandsellipsen) innerhalb der nutzbaren Fläche (cyan). Quelle: Eigene Darstellung mit Kartendaten von OSM (2018) und Mapbox (2018).

4. Stromerzeugungssimulation

Für jede platzierte Anlage wird nun das Jahresprofil der Stromerzeugung in viertelstündlicher Auflösung berechnet. Im Unterschied zur Berechnung der Stromerzeugung auf Basis der Häufigkeitsverteilung (vgl. Formel (4.25)), wird nun die exakte Windgeschwindigkeit berücksichtigt. Dabei wird die WKA-Leistung P_v (kW) für jeden Zeitpunkt, bzw. für jede Windgeschwindigkeit, durch lineare Interpolation der WKA-spezifischen Leistungskurve zwischen abgerundeter ($\lfloor v \rfloor$) und aufgerundeter ($\lceil v \rceil$) Windgeschwindigkeit bestimmt.

$$P_t = P_v(v_t), \text{ für alle } t \in T, \text{ mit} \quad (4.28)$$

$$P_v(v) = (([v] - v) * PC_{[v]} + (v - [v]) * PC_{[v]}) * \eta$$

5. Wirtschaftlichkeitsanalyse

Zur ökonomischen Bewertung der ermittelten Potenziale werden nun die Stromgestehungskosten (vgl. Kapitel 2.5.4) anhand Formel (4.27) berechnet. Die Investition I beinhaltet dabei nicht nur die Investition in Fundament und WKA I_{WKA} , sondern auch die Netzanschlusskosten I_{Grid} , sowie weitere Nebenkosten der Investition I_{Other} :

$$\begin{aligned} I &= I_{WKA} + I_{Grid} + I_{Other}, \text{ mit} \\ I_{Grid} &= P_N * (c_{gc,p} + d_{gcp} * c_{gc,d}). \end{aligned} \quad (4.29)$$

mit:

- P_N Nennleistung der WKA [kW],
- $c_{gc,p}$ Netzanschlusskosten [€/kW],
- $c_{gc,d}$ Netzanschlusskosten [€/kW/km],
- d_{gcp} Entfernung der WKA zum nächsten Netzanschlussknoten [km].

Als Annahme für die Netzanschlusskosten für Onshore-WKA in Abhängigkeit von ihrer Nennleistung und der Entfernung zum nächsten Netzanschlussknoten werden $c_{gc,p} = 30 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$ und $c_{gc,d} = 8,57 \frac{\text{€}}{\text{kW*km}}$ verwendet (basierend auf Swider et al. 2008), für die Nebenkosten der Investition (Fundament, Erschließung, Planung, Sonstige Kosten) werden $I_{Other} = 263 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$ angenommen (Deutsche Windguard 2010).

Aus diesen Werten kann schließlich die Kosten-Potenzialkurve (vgl. Kapitel 2.5.4) abgeleitet werden. Diese stellt das techno-ökonomische Potenzial für die Stromerzeugung aus Windkraft in der Region dar. Jede WKA kann dabei unterschiedliche Stromgestehungskosten haben, begründet durch unterschiedliche Jahresstromerzeugung aufgrund der Windgeschwindigkeiten, Geländetopographie und Rauigkeitslängen, die sich je nach Standort unterscheiden.

In das Optimierungsmodell gehen schließlich die Standorte, Kosten und Stromerzeugungsprofile aller so ermittelten potenziellen WKAs ein. Beispiele zur Anwendung der Methodik finden sich in Kapitel 6.1.

4.3 Biomasse

Die Stromerzeugung aus Biomasse trägt in Deutschland ca. 7% zur gesamten Bruttostromerzeugung bei und rangiert damit hinter der Windkraft auf dem zweiten Platz (in 2016, vgl. BMWi 2017). In Bezug auf den Primärenergiebedarf ist Biomasse sogar mit Abstand die wichtigste erneuerbare Energiequelle. Dies liegt unter anderem daran, dass Biomasse im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energien aufgrund der vielfältigen Wertschöpfungsketten neben der Stromerzeugung auch in den Bereichen Wärme, Verkehr (in Form von Biokraftstoffen) und Gas (in Form von Biomethan) eingesetzt werden kann. Die energetische Nutzung von Biomasse bietet im Vergleich zu den Technologien PV und Windkraft zusätzlich den Vorteil der zeitlichen Flexibilität. Da Biomasseerzeugnisse einfach gelagert und zu einem späteren Zeitpunkt energetisch verwertet werden können, kann die energetische Verwertung an die Nachfrage angepasst werden, um so z. B. die Fluktuationen bei der Stromerzeugung durch PV und Wind auszugleichen.

Bei der energetischen Nutzung von Biomasse kommen verschiedene Energieträger, Technologien und Energieumwandlungspfade zum Einsatz. Folgende Verfahren stehen hierfür grundsätzlich zur Verfügung (vgl. Bidart et al. 2017b):

- Biochemische Verfahren
 - Fermentierung
 - Anaerobe Vergärung
- Thermochemische Verfahren
 - Verbrennung
 - Vergasung
 - Pyrolyse
- Physikalisch-chemische Verfahren
 - Pressung, Extraktion

Heutzutage kommen davon v. a. die anaerobe Vergärung sowie die Verbrennung von Biomasse in größerem Ausmaß zum Einsatz (vgl. Bidart et al. 2017a). Die anderen Verfahren werden derzeit erforscht und teilweise auch schon in der Praxis erprobt, sind jedoch meist noch nicht als marktreif einzustufen (vgl. IEA 2017c). Im RE³ASON-Modell sind aktuell nur Technologien implementiert, die bereits reif für die kommerzielle Anwendung und gleichzeitig relevant für die im Modell abgebildeten Sektoren Strom und Wärme sind. Dies betrifft insbesondere die im folgenden beschriebenen Technologien:

- Restabfälle werden in Deutschland vorwiegend energetisch in der Abfallverwertung genutzt (UM 2016). Hausmüll wird dabei üblicherweise in *Müllverbrennungsanlagen* mittels Rostfeuerung verbrannt, wobei die im Abfall enthaltene Energie in Form von Strom und ggfs. Wärme genutzt wird.

- Bei der Verbrennung von holzgutartiger Biomasse werden in der Regel heimische Holzreststoffe oder auch importierte Reststoffe in *Holzfeuerungsanlagen*, bzw. Holzfeuerungsheizkraftwerken, in Strom und Wärme umgewandelt.
- Bei der anaeroben Vergärung wird organische Biomasse in *Biogasanlagen* durch die Einwirkung verschiedener Mikroorganismen unter Abwesenheit von Sauerstoff in Methan und Kohlendioxid (Biogas) umgewandelt. Das erzeugte Biogas kann entweder aufbereitet und als Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist, oder direkt bei der Biogasanlage unter Verwendung eines Blockheizkraftwerks (BHKW) in Strom und Wärme umgewandelt werden.

Tabelle 16 listet die im Modell abgebildeten Technologien, sowie die verwendeten Substrate und die dabei erzeugten Energieformen auf.

Tabelle 16: Im RE³ASON-Modell abgebildete Bioenergie-Technologien, Substrate und erzeugte Energieformen.

Technologie	Substrate	Energieform
Müllverbrennungsanlage	Hausmüll	Strom & Wärme
Holzfeuerungsanlage	Waldrestholz, Rebschnitt, Stroh	Strom & Wärme
Biogasanlage mit BHKW	Maissilage, Gras	Strom & Wärme
Biogasaufbereitung	Maissilage, Gras	Biomethan

Im RE³ASON-Modell können die Bioenergiepotenziale für diese vier Technologien für beliebige Gemeinden bestimmt werden. Da für diese Anlagentypen jeweils unterschiedliche Flächen und Substrate verwendet werden, gibt es zwischen diesen Technologien keine Nutzungskonkurrenz. Lediglich bei Biogasanlagen muss entschieden werden, ob diese in Kombination mit einem BHKW zur Produktion von Strom und Wärme, oder in Kombination mit einer Gasaufbereitungsanlage zur Produktion von Biomethan eingesetzt werden sollen. Standardmäßig wird die aktuell in der Praxis wesentlich häufiger eingesetzte Variante (vgl. FNR 2017) von Biogasanlagen mit BHKW verwendet.

Die Ergebnisse können jedoch nicht komplett als zusätzliches Potenzial zur Energiebereitstellung interpretiert werden, da ein Großteil der betrachteten Flächen und Substrate bereits bspw. zur Futter- und Nahrungsmittelproduktion genutzt wird (FNR 2017). Eine Gemeinde kann mit dem Ergebnis jedoch bewerten, welche lokalen Energiebereitstellungspotenziale genutzt werden könnten, wenn z. B. ein gewisser Anteil der Ackerflächen der Bioenergienutzung gewidmet würde, oder wenn die Gemeinde eine eigene Müllverbrennungsanlage betreiben würde, anstatt den Hausmüll zu einer entfernten Anlage zu exportieren. Bereits bestehende Bioenergieanlagen können über das EEG-Anlagenregister (BNetzA 2017a) importiert und dargestellt werden. Da jedoch nicht genau bekannt ist, welche Flächen durch diese Anlagen beansprucht werden, können diese lediglich berücksichtigt werden, indem

ein Teil der Flächen entweder durch einen Zufallsalgorithmus oder individuell über die graphische Benutzeroberfläche als Verbotfläche markiert wird.

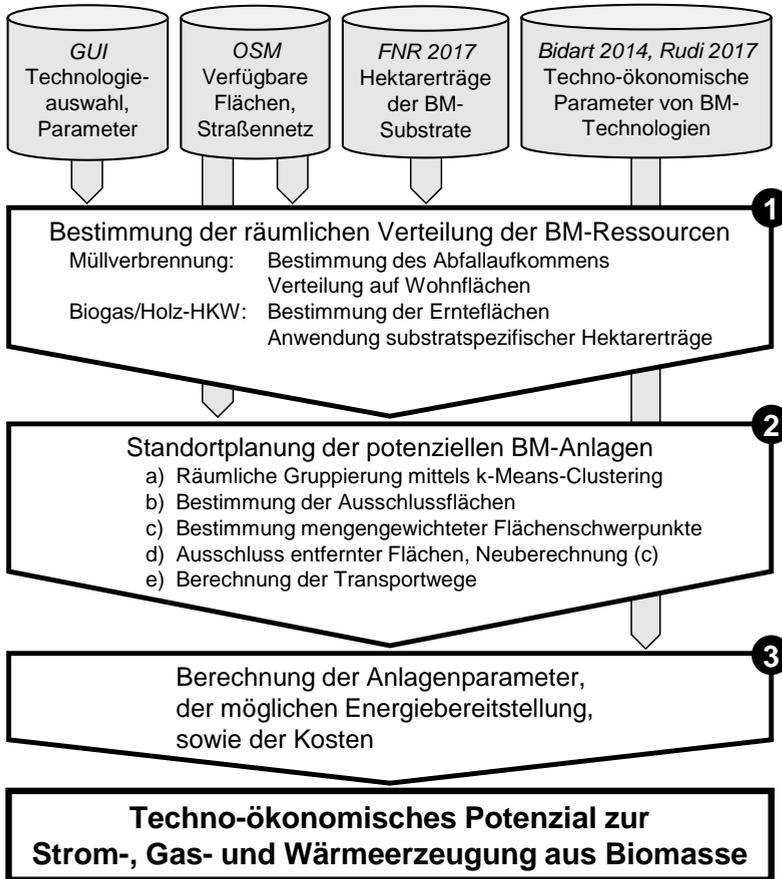


Abb. 45: Vorgehensweise bei der Ermittlung der Potenziale aus Biomasse.

Abb. 45 zeigt eine schematische Übersicht der Vorgehensweise sowie der verwendeten Daten und Methoden bei der Ermittlung der Potenziale zur Strom-, Gas- und Wärmeerzeugung aus Biomasse. Die wesentlichen Daten sind zudem in Tabelle 18 zusammengefasst. Die Vorgehensweise erfolgt in drei Schritten und diversen Teilschritten:

1. Bestimmung der räumlichen Verteilung der Biomasse-Ressourcen

Zunächst werden die innerhalb der betrachteten Gemeinde verfügbaren Ressourcen zur bioenergetischen Nutzung identifiziert und räumlich lokalisiert. Die Vorgehensweise unterscheidet sich dabei für die jeweils betrachteten Technologien:

- Bei der Berechnung des Stromerzeugungspotenzials aus Müllverbrennungsanlagen wird zunächst das spezifische pro-Kopf-Aufkommen an Hausmüll mit der Anzahl der Einwohner der Gemeinde multipliziert, um das gesamte Abfallaufkommen innerhalb eines Jahres zu bestimmen. Anschließend werden aus OSM alle Wohnflächen (d. h. mit Kennzeichnung „landuse=residential“) bezogen. Basierend auf der Annahme, dass das Abfallaufkommen innerhalb dieser Flächen anfällt, erfolgt nun eine räumliche Zuordnung zu diesen Flächen, gewichtet mit den Größen der jeweiligen Flächen.
- Für die Berechnung des Strom- und Wärmeerzeugungspotenzials aus Biogasanlagen und Holzfeuerungsanlagen werden zunächst die Flächen (Waldflächen, Weinreben, Ackerflächen und Wiesen) bestimmt, auf denen die genutzten Substrate anfallen. Anschließend wird unter der Verwendung von spezifischen Hektarertragszahlen die jährlich anfallende Substratmenge für jede Fläche bestimmt. Dabei gilt die Annahme, dass die Substrate so lange vor Ort lagern, bis der für die weiteren Berechnungen angenommene Wasseranteil von 15% erreicht ist.

Abb. 46 zeigt die im Modell berücksichtigten Landnutzungskategorien am Beispiel der Stadt Karlsruhe.

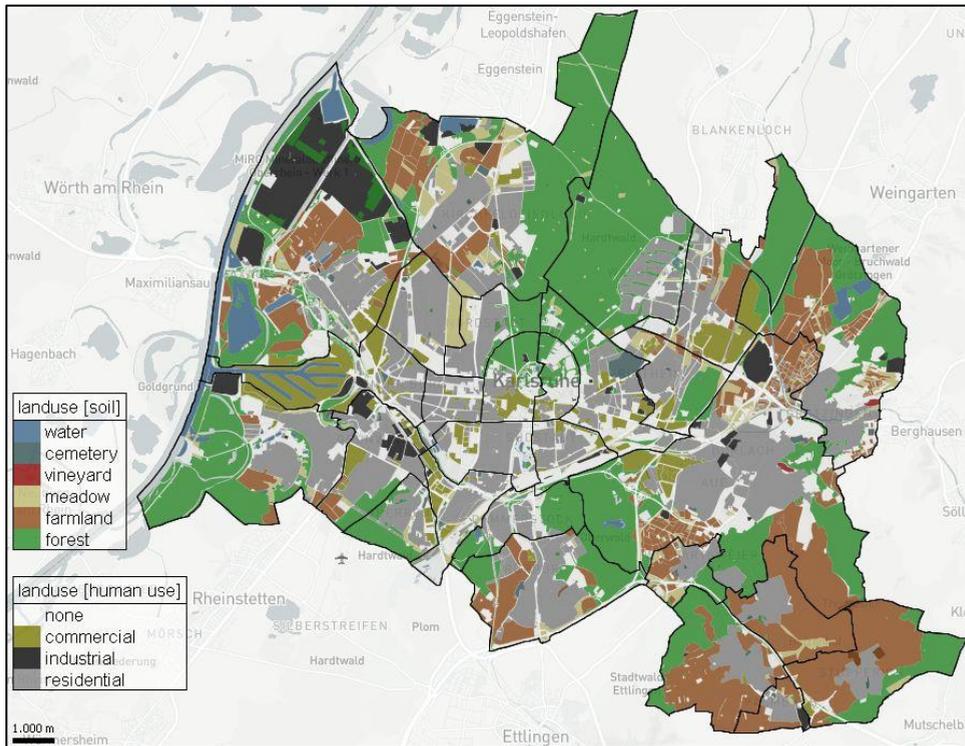


Abb. 46: Verfügbare Flächen in Karlsruhe, eingefärbt nach Landnutzungskategorien. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von OSM (2018) und Mapbox (2018).

2. Standortplanung der potenziellen Biomasse-Anlagen

Die Standortplanung erfolgt in folgenden Teilschritten:

a) Räumliche Gruppierung mittels k-Means-Clustering

In Abhängigkeit davon, auf wie viele Biomasse-Anlagen die Substratmengen verteilt werden sollen, erfolgt eine räumliche Gruppierung der verfügbaren Flächen. Hierfür werden die zur Verfügung stehenden Flächen mittels des k-Means++ Algorithmus (Arthur und Vassilvitskii 2007) in mehrere Gruppen („Cluster“) aufgeteilt, wobei Gruppen mit geringer Varianz bezüglich der räumlichen Koordinaten gesucht werden. Dabei wird die Summe der quadrierten Abweichungen aller Punkte einer Gruppe vom jeweiligen Gruppenschwerpunkt minimiert, als Entfernungsmaß wird die euklidische Distanz verwendet. Dieser Schritt soll sicherstellen, dass die Transportentfernungen innerhalb der Flächengruppen möglichst gering sind.

b) Bestimmung der Ausschlussflächen

Bestimmte Flächen müssen als potenzielle Standorte für Bioenergieanlagen ausgeschlossen werden. Aktuell gibt es keine gesetzlich verbindlichen Mindestabstandsregelungen für Bioenergieanlagen. Die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft sieht jedoch für diverse vergleichbare Anlagentypen (u. a. geschlossene Anlagen zur Vergärung von Bioabfällen, zum Trocknen von Abfällen und zur Lagerung von Gülle) einen Mindestabstand von 300 m zur nächstgelegenen Wohnbebauung vor (vgl. BMU 2002). Standardmäßig werden daher Wohn- und Geschäftsflächen mit einer zusätzlichen Pufferzone von 300 m als Ausschlussflächen betrachtet. Im Falle von Biogasanlagen wurde nachgewiesen, dass Anwohner im Umkreis von 750 m durch den von Biogasanlagen verursachten Geruch besonders gestört werden könnten (Soland et al. 2013). Da die Geruchswahrnehmung stark von der Windrichtung beeinflusst wird, kann für diese Anlagen daher zusätzlich ein Mindestabstand zu Wohnbebauung in Hauptwindrichtung angegeben werden, wobei als Standardwert ein Abstand von 750 m verwendet wird (vgl. Abb. 47).

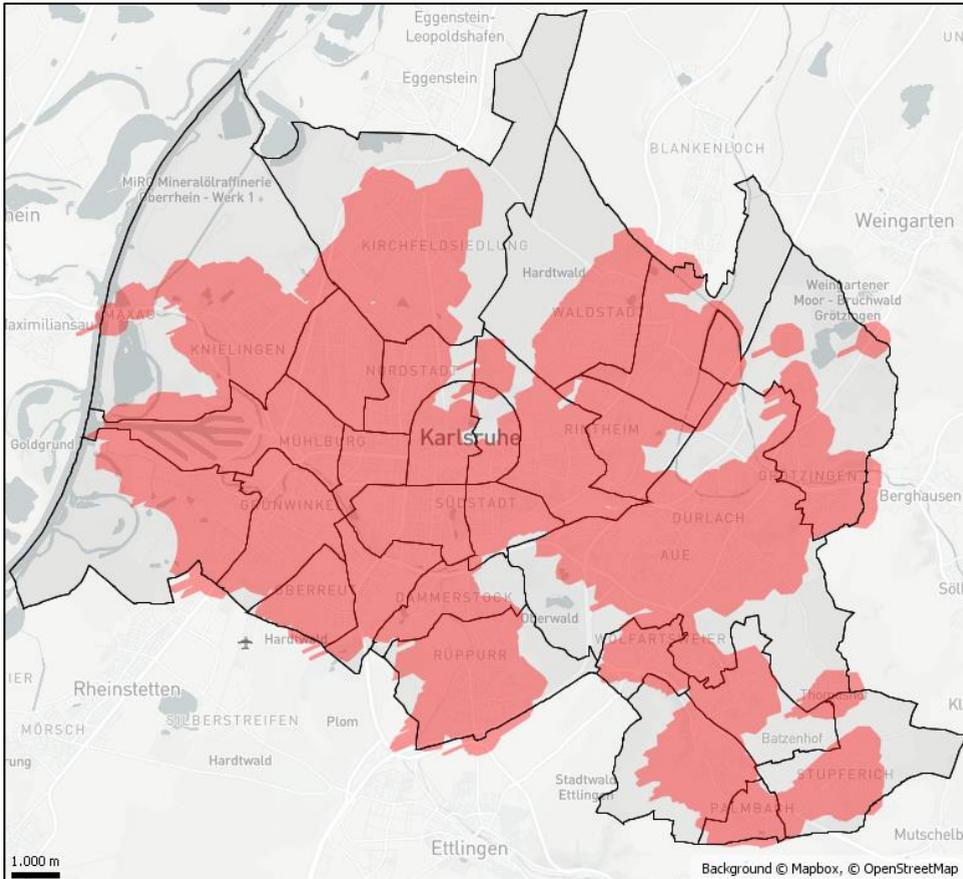


Abb. 47: Bestimmung von Ausschlussflächen für die Standortplanung von Biogasanlagen in Karlsruhe. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von OSM (2018) und Mapbox (2018).

c) Bestimmung mengengewichteter Flächenschwerpunkte

Für jede Gruppe von Substratflächen wird nun der Flächenschwerpunkt ermittelt. Dabei erfolgt eine Gewichtung anhand der jährlich erzeugten Substratmenge pro Fläche. Liegt der dabei bestimmte Flächenschwerpunkt innerhalb der Ausschlussflächen, wird stattdessen der nächstmögliche Punkt auf dem Rande der Ausschlussfläche bestimmt.

d) Ausschluss entfernter Flächen, Neuberechnung (c)

Bei der Nutzung von Ackerflächen durch Bioenergieanlagen können Nutzungskonkurrenzen entstehen. Da in vielen Fällen eine vollständige Nutzung aller zur Verfügung stehenden Flächen nicht gewünscht oder nicht möglich ist, erlaubt das RE³ASON-Modell die Angabe eines Nutzungsfaktors in Prozent der verfügbaren Fläche. Standardmäßig wird hierbei ein

Wert von 80% verwendet. Auf Basis der zuvor bestimmten Flächenschwerpunkte und der diesen Punkten zugeordneten Flächen werden nun sukzessive so lange Flächen entfernt, bis der Anteil der Summe der verbleibenden Flächen von der Gesamtfläche dem Nutzungsfaktor entspricht. Dabei werden standardmäßig zufällige Flächen entfernt, was zufällige Nicht-Verfügbarkeiten einzelner Flächen, z. B. aufgrund von anderweitiger Nutzung oder mangelnder Kooperation der Eigentümer, abbilden soll. Wahlweise können stattdessen jedoch auch die jeweils am weitesten von der geplanten Anlage entfernten Flächen ausgeschlossen werden, was eine optimistischere Sichtweise bezüglich der Wahl der zu bewirtschaftenden Flächen darstellt. Anschließend wird Schritt c) mit den verbleibenden Flächen erneut ausgeführt, um den Standort der geplanten Biomasseanlage als Schwerpunkt der tatsächlich genutzten Substratflächen zu bestimmen.

e) Berechnung der Transportwege

Anschließend werden die Transportentfernungen für die Anlieferung der Biomasse-Substratmengen zu den Anlagen bestimmt. Während in bisherigen Arbeiten zur Bestimmung der Bioenergiepotenziale meist einfache Abschätzungen mit pauschalen Werten für die Transportdistanzen (Kaltschmitt et al. 2003, Oettli et al. 2004) oder die Luftlinienentfernung (Rudi et al. 2017) verwendet wurden, soll in dieser Arbeit die tatsächliche Entfernung unter Verwendung des Straßennetzes als Entfernungsmaß verwendet werden. Hierfür wird aus OpenStreetMap das Straßennetz der betrachteten Region bezogen, wobei jeweils nur Straßentypen verwendet werden, die für die Nutzung durch landwirtschaftliche Fahrzeuge geeignet sind (vgl. Tabelle 17). Basierend auf dem Straßennetz wird anschließend für jede Anlage ein Transportnetzwerk erstellt und unter Verwendung des Dijkstra-Algorithmus (Dijkstra 1959) der kürzeste Transportweg zu jeder Substratfläche bestimmt. In Verbindung mit den Erträgen der jeweiligen Flächen kann somit jeder Fläche das Produkt aus Transportstrecke und –menge als Basis für die Bestimmung der Transportkosten zugeordnet werden.

Tabelle 17: Zugelassene Tags zur Bestimmung des Straßennetzes für den Transport von Biomassesubstraten. Ausgeschlossen sind z. B. verkehrsberuhigte Bereiche und Fußgängerwege.

Tags	Beschreibung ³⁰
highway=motorway highway=motorway_link	Autobahn (inkl. Zufahrt)
highway=trunk highway=trunk_link	Autobahnähnliche Straße
highway=primary highway=primary_link	Bundesstraße
highway=secondary highway=secondary_link	Landesstraße

³⁰ vgl.: <https://wiki.openstreetmap.org/wiki/DE:Key:highway#Wege>

highway=tertiary	Kreisstraße
highway=tertiary_link	
highway=unclassified	Öffentlich befahrbare Nebenstraße
highway=residential	Straße an und in Wohngebieten
highway=service	Erschließungsweg
highway=track	Wirtschafts-, Feld- oder Waldweg

Abb. 48 zeigt die ermittelten Anlagenstandorte, die genutzten Flächen (in diesem Fall die Ackerflächen, braun), sowie die kürzesten Transportwege für jede Fläche am Beispiel von drei potenziellen Biogasanlagen in Karlsruhe.

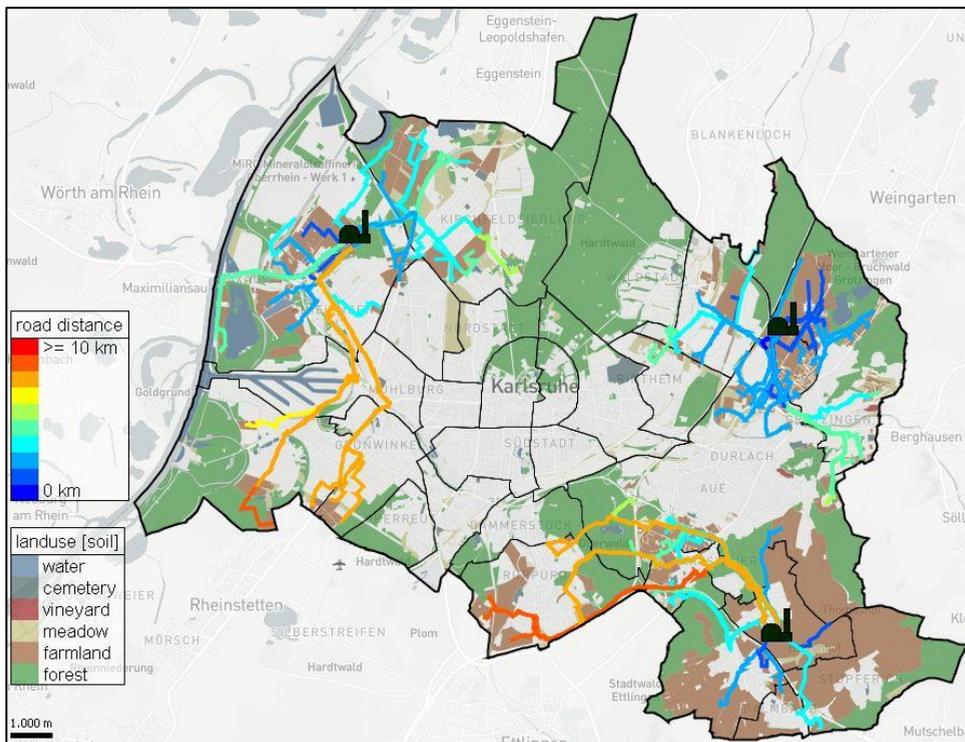


Abb. 48: Ergebnis der Standortplanung für drei Biogasanlagen in Karlsruhe. Quelle: Eigene Darstellung mit Daten von OSM (2018) und Mapbox (2018).

3. Berechnung der Anlagenparameter, der möglichen Energiebereitstellung, sowie der Kosten

Nachdem die Standorte, die bewirtschafteten Flächen, sowie die Transportwege für alle potenziellen Bioenergieanlagen ermittelt wurden, können die technischen und ökonomischen Parameter der potenziellen Anlagen bestimmt werden. Hierfür erfolgt zunächst die

Berechnung der benötigten Anlagenkapazität unter Berücksichtigung der jährlich verarbeiteten Substratmengen, der Energieumwandlungseffizienzwerte, sowie des vorgegebenen Nutzungsgrades der Anlagen. Als Standard wird hierfür ein Wert von 6.000 Volllaststunden angenommen (Witt et al. 2012), dieser Wert kann jedoch reduziert werden, um zum Preis höherer Stromgestehungskosten eine größere Flexibilität der Anlagen zu ermöglichen (6.000 Volllaststunden entsprechen einem Überbauungsfaktor von 1,46). Dies ermöglicht dem Optimierungsmodell (vgl. Kapitel 5), den Einsatz der Bioenergieanlagen z. B. anhand der Strom- und Wärmenachfrage zu optimieren. Mit diesen Werten kann anschließend der jährliche Umsatz, bzw. die jeweilige Strom-, Wärme- und Biomethanerzeugung berechnet werden. Die erforderliche Investition berechnet sich nach für jede Technologie unterschiedlich gestalteten, aber in allen Fällen degressiv verlaufenden Kostenfunktionen in Abhängigkeit von der jeweils installierten Leistung. Hinzu kommen investitionsabhängige, jährlich fixe Kosten für Betrieb und Instandhaltung, variable Kosten für die Ernte und Verarbeitung der Biomassesubstrate sowie für die Entsorgung der Reststoffe und die Kosten für den Transport der Substratmengen in Abhängigkeit von der Transportmenge und den jeweiligen Entfernungen auf dem Straßennetz. Opportunitätskosten für die Nutzung der Flächen werden nicht berücksichtigt. Mit diesen Angaben lassen schließlich die Gestehungskosten für Strom, Wärme und Biomethan für alle Anlagen berechnen (vgl. Kapitel 2.5.4). Da hier im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Vorgehensweisen für PV und Wind mehrere Energieträger erzeugt werden können, könnten die Kosten hierbei auch anteilig auf die jeweils produzierten Energieträger aufgeteilt werden. Im Rahmen dieser Arbeit und für die Ergebnisse in Kapitel 6.1 werden die Kosten jedoch stets voll auf den jeweils betrachteten Energieträger veranschlagt. Die Stromgestehungskosten stellen somit eine konservative Schätzung dar und gelten so bspw. nur in Situationen, in denen die mit der Stromerzeugung produzierte Wärme nicht genutzt wird.

Die bei den einzelnen Schritten verwendeten Annahmen zu den Massen-, Biogas- und Energieerträgen der verschiedenen Substrate können Tabelle 18, die techno-ökonomischen Parameter der abgebildeten Anlagentypen Tabelle 19, Tabelle 20 und Tabelle 21 entnommen werden.

Tabelle 18: Verwendete Annahmen der Massen-, Biogas- und Energieerträge bei der energetischen Umwandlung verschiedener Substrate in Bioenergieanlagen. Quelle: FNR 2017.

Substraterträge					
Hausmüll:	120	$[\text{kg}_{\text{FM}}/(\text{E} \cdot \text{a})]$	Waldrestholz:	1	$[\text{t}_{\text{FM}}/(\text{ha} \cdot \text{a})]$
Rebschnitt:	2	$[\text{t}_{\text{FM}}/(\text{ha} \cdot \text{a})]$	Stroh:	4,5	$[\text{t}_{\text{FM}}/(\text{ha} \cdot \text{a})]$
Mais:	50	$[\text{t}_{\text{FM}}/(\text{ha} \cdot \text{a})]$	Gras:	29	$[\text{t}_{\text{FM}}/(\text{ha} \cdot \text{a})]$
Biogaserträge					
Mais:	98,9	$[\text{Nm}^3/\text{t}_{\text{FM}}]$	Gras:	86,93	$[\text{Nm}^3/\text{t}_{\text{FM}}]$
Untere Heizwerte					
Hausmüll:	15.000	$[\text{MJ}/\text{t}_{\text{FM}}]$	Waldrestholz:	15.600	$[\text{MJ}/\text{t}_{\text{FM}}]$
Rebschnitt:	7.959	$[\text{MJ}/\text{t}_{\text{FM}}]$	Stroh:	14.200	$[\text{MJ}/\text{t}_{\text{FM}}]$
Biogas:	5	$[\text{kWh}/\text{Nm}^3]$	Biomethan:	9,97	$[\text{kWh}/\text{Nm}^3]$

FM = Frischmasse, E = Einwohner, ha = Hektar, Nm³ = Normkubikmeter

Tabelle 19: Techno-ökonomische Annahmen bei der Standortplanung und Berechnung der Anlagenauslegung von Müllverbrennungsanlagen. Quellen: FNR 2017, Rudi et al. 2017, Bidart et al. 2014, Strobl und Dorfner 2014, UM 2016, Witt et al. 2012, sowie eigene Annahmen.

Müllverbrennungsanlage					
Anlagenzahl:	1	[-]	Nutzungsgrad:	6.000	$[\text{h}/\text{a}]$
Effizienz _{el} :	21	$[\%]$	Effizienz _{ht} :	30	$[\%]$
Lebensdauer:	20	$[\text{a}]$	Abstand:	300	$[\text{m}]$
Fixe Kosten:	0,04	$[\text{€}/(\text{Inv€} \cdot \text{a})]$	Variable Kosten:	38,1	$[\text{€}/\text{t}]$
Transportkosten:	0,09	$[\text{€}/(\text{t} \cdot \text{km})]$			
Investition:	$15.797 \cdot P^{0,82}$		$[\text{€}], P$ in $[\text{kW}_{\text{el}}]$		

el = Strom, ht = Wärme, Abstand = Mindestabstand zu Wohn- und Geschäftsflächen

Tabelle 20: Techno-ökonomische Annahmen bei der Standortplanung und Berechnung der Anlagenauslegung von Holzfeuerungsanlagen. Quellen: FNR 2017, Rudi et al. 2017, Bidart et al. 2014, Strobl und Dorfner 2014, UM 2016, Witt et al. 2012, sowie eigene Annahmen.

Holzfeuerungsanlage					
Anlagenzahl:	1	[-]	Nutzungsgrad:	6.000	$[\text{h}/\text{a}]$
Effizienz _{el} :	23	$[\%]$	Effizienz _{ht} :	64	$[\%]$
Lebensdauer:	20	$[\text{a}]$	Abstand:	300	$[\text{m}]$
Fixe Kosten:	0,047	$[\text{€}/(\text{Inv€} \cdot \text{a})]$	Variable Kosten:	54,25	$[\text{€}/\text{t}]$
Transportkosten:	0,18	$[\text{€}/(\text{t} \cdot \text{km})]$			
Investition:	$75.935 \cdot P^{0,547}$		$[\text{€}], P$ in $[\text{kW}_{\text{el}}]$		

el = Strom, ht = Wärme, Abstand = Mindestabstand zu Wohn- und Geschäftsflächen

Tabelle 21: Techno-ökonomische Annahmen bei der Standortplanung und Berechnung der Anlagenauslegung von Biogasanlagen. Quellen: FNR 2017, Rudi et al. 2017, Bidart et al. 2014, Strobl und Dorfner 2014, UM 2016, Witt et al. 2012, sowie eigene Annahmen.

Biogasanlage mit BHKW					
Anlagenzahl:	3	[-]	Nutzungsgrad:	6.000	[h/a]
Effizienz _{be} :	37,5	[%]	Effizienz _{bh} :	44,5	[%]
Lebensdauer:	20	[a]			
Abstand:	300	[m]	Abstand _{WR} :	750	[m]
Fixe Kosten:	0,12	[€/(Inv _€ *a)]	Variable Kosten:	5,9	[€/t]
Transportkosten:	0,35	[€/(t _{Mais} *km)]	Transportkosten:	0,80	[€/(t _{Gras} *km)]
Investition:	Stückweise linear nach FNR 2017 [€/kW _{el}]				
Biogasaufbereitungsanlage					
Anlagenzahl:	3	[-]	Nutzungsgrad:	6.000	[h/a]
Methananteil:	50	[%]	Lebensdauer:	20	[a]
Abstand:	300	[m]	Abstand _{WR} :	750	[m]
Fixe Kosten:	0,12	[€/(Inv _{BG} €*a)]	Fixe Kosten:	0,25	[€/(Inv _{Auf} €*a)]
Transportkosten:	0,35	[€/(t _{Mais} *km)]	Transportkosten:	0,80	[€/(t _{Gras} *km)]
Variable Kosten:	5,9	[€/t]			
Investition in Biogasanlage:	18.248*Q ^{0,859}		[€, Q in [Nm ³ Biogas / h]		
Investition in Aufbereitungsanlage:	83.268*Q ^{0,479}		[€, Q in [Nm ³ Biomethan / h]		
be = Biogas zu Strom, bh = Biogas zu Wärme, Methananteil = Volumenanteil von Methan in Biogas, Abstand = Mindestabstand zu Wohn- und Geschäftsflächen, Abstand _{WR} = Mindestabstand zu Wohn- und Geschäftsflächen in Hauptwindrichtung					

Das Modell erlaubt die individuelle Anpassung sämtlicher verwendeter Parameter über die grafische Benutzeroberfläche (vgl. Abb. 49). Somit können in kurzer Zeit verschiedene Varianten und Nutzungspfade erprobt, bewertet und miteinander verglichen werden.

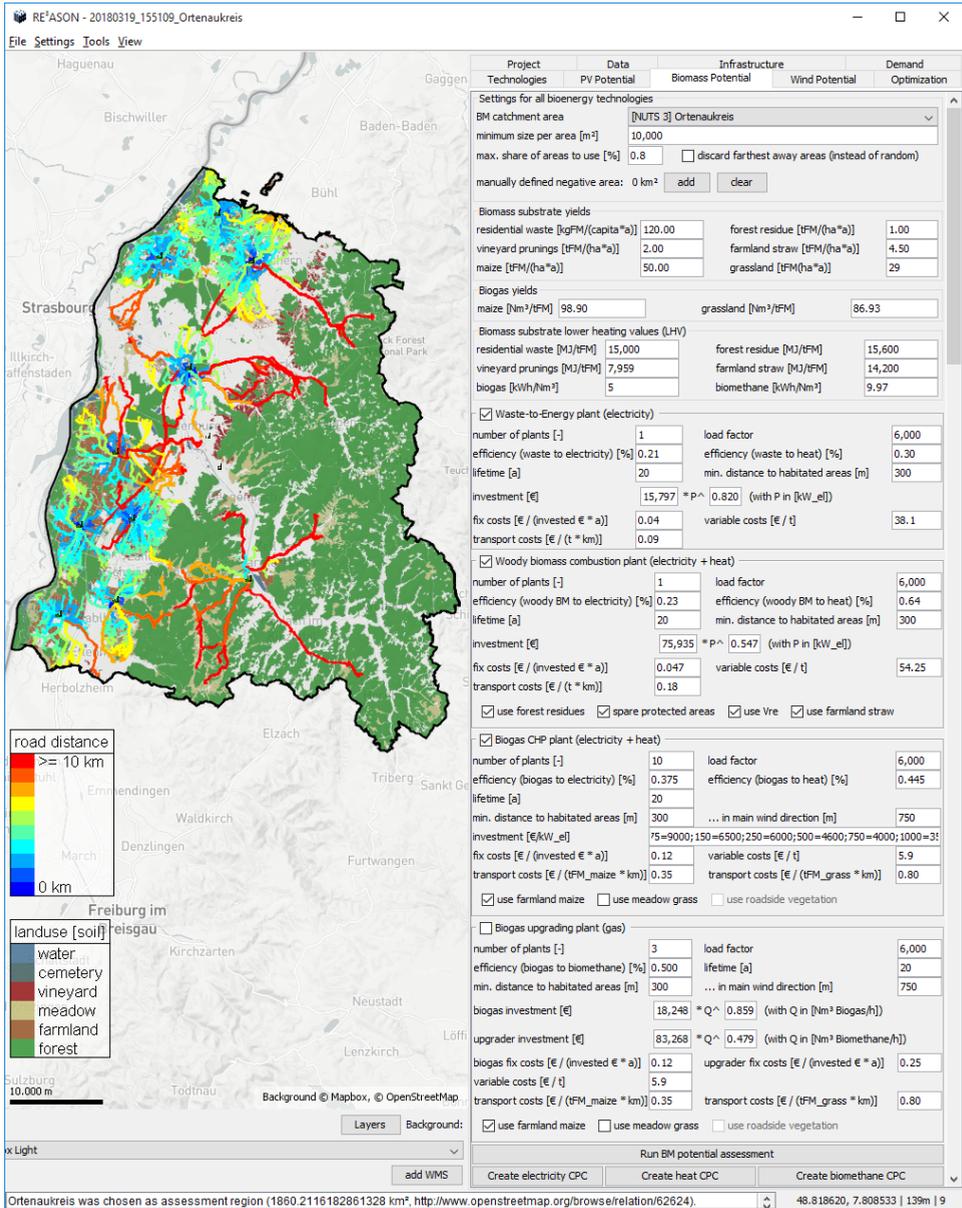


Abb. 49: Grafische Oberfläche des RE³ASON-Modells bei der Ermittlung der Biomasse-Potenziale im Landkreis Ortenaukreis. Quelle: Eigene Darstellung mit Kartendaten von OSM (2018) und Mapbox (2018).

In das Optimierungsmodell gehen schließlich die Standorte, Kosten, Kapazitäten, sowie die jährlich maximal nutzbare Substratmenge aller so ermittelten potenziellen Bioenergieanlagen ein. Beispiele zur Anwendung der Methodik finden sich in Kapitel 6.1.

5 Entwicklung eines techno-ökonomischen Optimierungsmodells

Während in den Kapiteln 3 und 4 die Methoden beschrieben wurden, mit denen im ersten Teilmodell des RE³ASON-Modells die wesentlichen Daten zur Analyse des städtischen Energiesystems ermittelt werden, beschreibt dieses Kapitel das zweite Teilmodell, welches diese Daten zur Bestimmung der optimalen Systemgestaltung nutzt. Es handelt sich dabei um ein deterministisches Modell zur Einsatz- und Ausbauplanung, welches die optimalen Investitionen in Energieumwandlungstechnologien aus Sicht der betrachteten Kommune bestimmt.

In den folgenden Abschnitten werden zunächst die Perspektive des Modells (5.1), die Zielvorgaben und Entscheidungsgrößen (5.2), die zeitliche und räumliche Modellstruktur (5.3), sowie die abgebildeten Technologien (5.4) erläutert. Abschnitt 5.5 liefert die formale Beschreibung des Modells und listet sämtliche Mengen, Parameter, Variablen und Gleichungen auf. Daraufhin folgt die Erläuterung eines methodischen Ansatzes zur Reduktion der Rechenzeit des Modells (5.6). Abschnitt 5.7 beschreibt schließlich Details zur Implementierung sämtlicher entwickelter Modellkomponenten.

5.1 Perspektive

Wie in Kapitel 1.2 beschrieben, adressiert das RE³ASON-Modell die Zielgruppe der Planer, die Konzepte für die Gestaltung der Energiesysteme von Städten und Kommunen entwickeln. Das Modell nimmt daher eine gesamtwirtschaftliche Perspektive aus Sicht der Gemeinde ein. Dabei werden sämtliche entscheidungsrelevanten Ausgaben innerhalb des städtischen Energiesystems, unabhängig davon, welcher Akteur diese Ausgaben tätigt, berücksichtigt. Das Modell bestimmt also z. B. die aus Systemsicht optimalen Investitionen privater Haushalte in neue Heizungssysteme ohne Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit dieser Investitionen aus Sicht des jeweiligen Einzelhaushaltes. Die Interessenskonflikte, die bei der Umsetzung eines auf diese Weise entwickelten Energiekonzeptes in der Praxis auftreten können, werden in Kapitel 7.3 adressiert.

Das Optimierungsmodell nimmt eine gesamtwirtschaftliche Perspektive ein, innerhalb derer gesetzliche Förderungen und Subventionen lediglich als eine Umverteilung von Kosten betrachtet und daher nicht in der Kostenkalkulation berücksichtigt werden. Dies bedeutet beispielsweise, dass die EEG-Umlage im Strompreis für Endkunden nicht berücksichtigt wird, gleichzeitig aber auch die Eigentümer von EE-Anlagen keine Einspeisevergütung für

die Stromerzeugung erhalten. Diese Sichtweise liegt auch darin begründet, dass die Gesetzeslage aufgrund häufiger Änderungen (vgl. Kapitel 2.1) über den vergleichsweise langfristigen Zeithorizont des Modells nicht als konstant angenommen werden kann. Ein Grund für die häufigen Anpassungen der Gesetzeslage sind Fehlsteuerungen, die in der Vergangenheit immer wieder zur Über- oder Unterförderung verschiedener Technologien geführt haben und einen neutralen Vergleich zwischen Technologien erschweren. Da eine technologieneutrale, ergebnisoffene Bewertung auf Basis der technischen Parameter und der tatsächlich anfallenden Ausgaben bei der Investition und Nutzung von Technologien zur Energieumwandlung jedoch wünschenswert ist, werden Förderungen und Subventionen bei der ökonomischen Bewertung innerhalb des Modells nicht berücksichtigt.

Die gleiche Annahme gilt für die Preise der Energieträger: hierfür werden im Modell lediglich die Kosten für Beschaffung und Vertrieb, sowie Netzentgelte berücksichtigt. Steuern, Abgaben und Umlagen, die im Jahr 2015 z. B. im Falle von Haushaltsstrom ca. 52%, beim Erdgas ca. 26% und bei Heizöl ca. 26,5% der jeweiligen Endkundenpreise ausmachten (vgl. BDEW 2017), werden ebenfalls als Umverteilung von Kosten betrachtet und daher auch nicht zur ökonomischen Bewertung verwendet. Der Preis für die lokale Nutzung von z. B. aus dem Übertragungsnetz importiertem Strom setzt sich im Modell daher zusammen aus den Kosten für Beschaffung und Vertrieb ($CF_{y,e}$), sowie Kosten für die Übertragung ($CT_{y,e}$) und Verteilung ($CD_{y,e}$) des Stroms (vgl. Abschnitt 5.5.3).

Eine Bewertung der Modellergebnisse aus einzelwirtschaftlicher Perspektive unter Berücksichtigung von Förderungen, Subventionen, Steuern und Abgaben kann im Anschluss an die Bestimmung der optimalen Systemgestaltung im Rahmen der Umsetzung erfolgen. Hierfür können spezialisierte Werkzeuge, wie in Kapitel 7.3 beschrieben, verwendet werden.

Obwohl bei der Modellierung einige Annahmen bezüglich zukünftiger Entwicklungen (z. B. Energieträgerpreise) getroffen werden müssen, sind die Modellergebnisse keine Prognose über die zukünftige Systementwicklung. Die Ergebnisse stellen stattdessen eine normative Sichtweise dar: das Modell ermittelt nicht, wie das Energiesystem sich voraussichtlich entwickeln wird, sondern wie es sich entwickeln sollte, um die vorgegebenen Ziele bestmöglich zu erfüllen.

Bei der Optimierung des Energiesystems gilt stets die Annahme der perfekten Voraussicht über den gesamten Planungszeitraum. Dies bedeutet, dass die Entscheidungen aller Zeitschritte gleichzeitig optimiert werden, die Anforderungen sämtlicher zukünftiger Zeitschritte also bereits zum Zeitpunkt der Planung bekannt sind und berücksichtigt werden. Dies ermöglicht dem Modell die strategische Planung über einen langfristigen Zeithorizont, womit z. B. optimale Investitionspläne zur Erreichung eines langfristigen Emissionsminderungsziels entworfen werden können. Die möglichen Nachteile dieser Annahmen

werden in Kapitel 7.4 diskutiert, alternative Vorgehensweisen werden in Kapitel 5.6 vorgestellt.

5.2 Optimierungsziel und Entscheidungsgrößen

Zweck des Modells ist die Bestimmung der optimalen Gestaltung des städtischen Energiesystems. Die Güte einer Lösung wird dabei anhand der Zielfunktion gemessen, die im RE³ASON-Modell wahlweise in der Minimierung der diskontierten entscheidungsrelevanten Systemausgaben, der Emissionen von Treibhausgasen (in Form von CO₂-Äquivalenten), der Netto-Energieimporte, oder der Primärenergieimporte bestehen kann (vgl. Abschnitt 5.5.2).

Das Modell wird verwendet, um aus der großen Anzahl aller möglichen Technologiekombinationen diejenigen zu bestimmen, die diese Zielfunktion minimieren. Dabei wird sowohl bestimmt, welche Technologien genutzt werden sollten, als auch, zu welchen Zeitpunkten diese eingesetzt werden sollten. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, wird der Anfangsbestand und die Altersstruktur der bereits vorhandenen Technologien aus statistischen Daten abgeleitet. Das Modell entscheidet dann zunächst über neue Investitionen in Energieumwandlungstechnologien, sowie über den Rückbau bestehender Technologien. Der modellendogene Anlagenrückbau erhöht die Modellkomplexität dabei deutlich, ist jedoch sehr wichtig, da nur so bspw. bestehende Ölheizungen vor dem Ende ihrer Lebensdauer ausgetauscht werden können. Aus den Investitions- und Rückbauentscheidungen ergibt sich zu jedem Zeitpunkt der aktuelle Anlagenbestand. Gleichzeitig bestimmt das Modell für alle Anlagen aus dem Anlagenbestand optimale Einsatzpläne, wodurch sich wiederum die Energieflüsse ergeben.

Einige Variablen bilden diskrete (ganzahlige) Entscheidungen ab, weshalb das Modell als gemischt-ganzzahliges lineares Programm (engl. mixed integer linear program, MILP) formuliert ist. Diskrete Entscheidungsvariablen sind wesentliche Treiber der Modellkomplexität und damit der Rechendauer, werden jedoch benötigt, um bspw. zu modellieren, welche der prinzipiell verfügbaren Heiztechnologien in einem Gebäude verwendet wird (vgl. Abschnitt 5.5.10).

Treiber des Modells ist die Deckung der Nachfrage nach Nutzenergie, wie z. B. der Bedarf nach Raumwärme in Wohngebäuden. Zusätzliche Restriktionen können in Form von Maximalwerten für verschiedene Indikatoren vorgegeben werden (vgl. Abschnitt 5.5.9). So können beispielsweise die Gesamtsystemausgaben und/oder die Energieimporte auf einen bestimmten Wert beschränkt oder Emissionsminderungsziele vorgegeben werden.

5.3 Zeitliche und räumliche Modellstruktur

Das Modell nimmt eine langfristige Optimierung, üblicherweise über einen Zeithorizont von 15 bis 35 Jahren vor. Dieser Zeitraum entspricht in etwa dem üblichen Planungshorizont für die Formulierung kommunaler energiepolitischer Ziele (vgl. Kapitel 2.2) und ist zudem hinreichend lange, um die typischen Nutzungsdauern der berücksichtigten Technologien abzubilden. Die optimale Investitionsplanung erfolgt jedoch nicht explizit für jedes Jahr innerhalb dieses Zeitraumes, sondern jeweils für konkrete Umsetzungszeitpunkte, die in einem Abstand von fünf Jahren über den Betrachtungszeitraum verteilt sind und im Folgenden als Modelljahre bezeichnet werden.

Der Anlageneinsatz wird hingegen unterjährig optimiert. Hierfür ist jedes Modelljahr weiter unterteilt in mehrere Zeitschritte, die in Form von Zeitscheiben implementiert sind. Zeitscheiben bilden unterschiedlich lange Blöcke zusammenhängender Stunden innerhalb eines Tages ab. Die Zeitscheibenstruktur im RE³ASON-Modell ist flexibel und kann über die grafische Oberfläche angepasst werden. Eine entsprechende Aggregation der viertelstündlichen Nachfrage- und Erzeugungsprofile auf die gewählte Zeitscheibenstruktur erfolgt dann automatisch. Wie durch Poncelet (2018) gezeigt werden konnte, kann die Wahl der Zeitscheibenstruktur insb. bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien die Ergebnisse optimierender Energiesystemmodelle deutlich beeinflussen. Im Vergleich zu früheren optimierenden Energiesystemmodellen liegt im RE³ASON-Modell ein besonderer Fokus auf der Abbildung erneuerbarer Energien, weshalb für die Berechnungen im Rahmen dieser Arbeit eine feinere zeitliche Unterteilung mit jeweils 72 Zeitscheiben innerhalb eines Jahres (vgl. z. B. Möst 2006 mit 36, Merkel 2016 mit 48 Zeitscheiben) gewählt wurde. Auf diese Weise kann insb. die Zeit zwischen 6 und 20 Uhr, in der bspw. die Stromerzeugung aus PV starke Leistungssprünge verzeichnet, genauer abgebildet werden (vgl. Abb. 50). In der zukünftigen Entwicklung des RE³ASON-Modells könnte die flexible Implementierung der Zeitreihenaggregation genutzt werden, um gute Kompromisse zwischen Rechenzeit und Abbildungsgenauigkeit durch unterschiedliche Ausgestaltungen der Zeitscheibenstruktur zu bestimmen (vgl. z. B. Bahl et al. 2018).

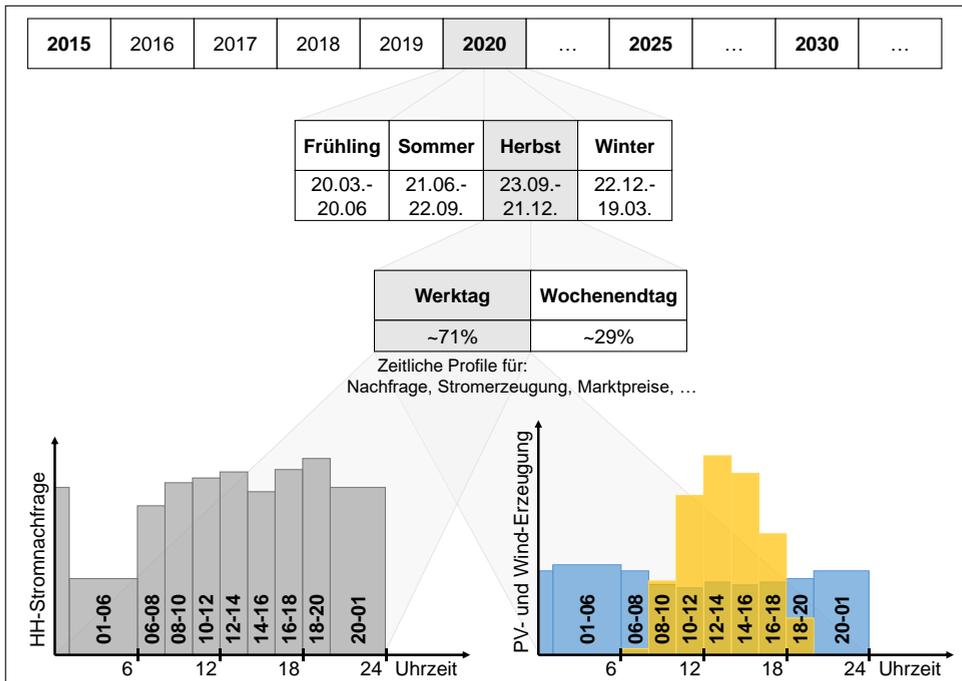


Abb. 50: Überblick über die zeitliche Differenzierung im RE³ASON-Modell in den Standardeinstellungen.

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Möst (2006).

Jeder Zeitschritt wird innerhalb des Modells als stationärer Zustand betrachtet, innerhalb dessen gewisse Bedingungen, z. B. der Ausgleich der Energiebilanz, gewährleistet sein muss. Abb. 51 veranschaulicht die räumliche Struktur des Optimierungsmodells.

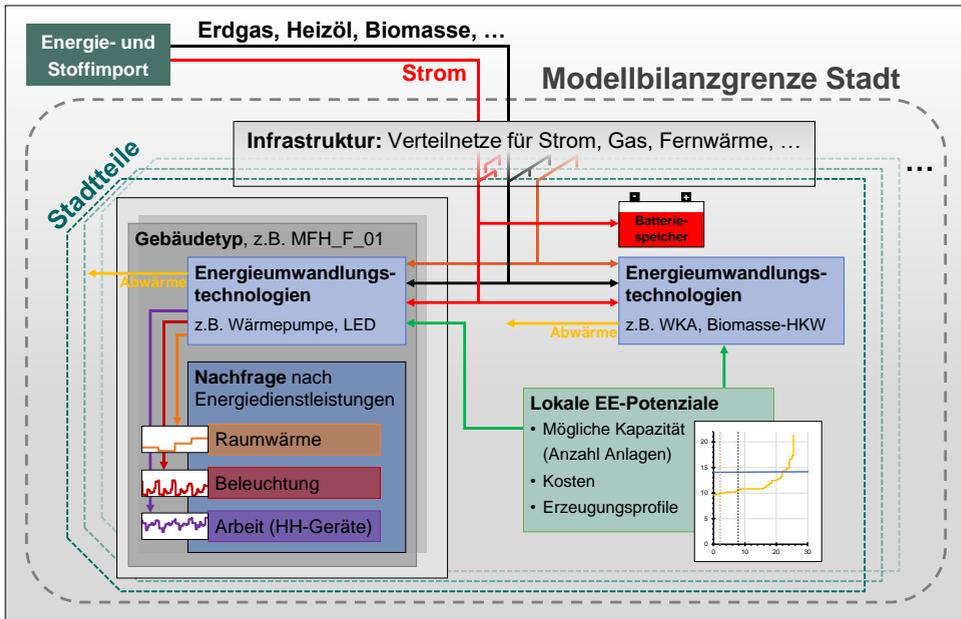


Abb. 51: Räumliche Struktur des Optimierungsmodells.

Die administrative Grenze der betrachteten Stadt oder Gemeinde bildet die Bilanzgrenze des Optimierungsmodells. Innerhalb dieser Grenze ist das Modell weiter in mehrere Regionen unterteilt. Üblicherweise sind dies die verschiedenen Stadtteile, möglich sind jedoch auch andere Methoden der Regionalisierung (vgl. Kapitel 3.1). Innerhalb der Stadtteile sind die Gebäude in Gebäudetypen (vgl. Kapitel 3.2) gruppiert, die wiederum unterschiedlichen Sektoren zugeordnet werden können. Ein Gebäudetyp stellt die kleinste räumliche Einheit innerhalb des Modells dar. Energiewandlungstechnologien können sich sowohl in Gebäuden (z. B. Wärmepumpe), als auch direkt in einem Stadtteil (z. B. Windkraftanlage) befinden.

Der Energieaustausch zwischen verbundenen Stadtteilen (vgl. Kapitel 3.2) wird mittels der Verteilnetze für Strom, Gas und Fernwärme ermöglicht. Andere Energieträger wie Öl oder Pellets können ebenfalls zwischen Stadtteilen transportiert werden und sind auf die gleiche Art und Weise (d. h. vereinfacht in Form von Stoffflüssen, vgl. Kapitel 3.5) modelliert. Über die Bilanzgrenze hinaus ist der Import und Export von Energieträgern möglich, falls die entsprechenden (modellendogenen) Stadtteile eine Verbindung zu einem Import-/Exportknoten („exogene Stadtteile“) haben.

Für Großtechnologien, wie bspw. Kohle- oder Kernkraftwerke, wird, selbst wenn diese sich innerhalb des Stadtgebietes befinden sollten, keine Einsatz- und Ausbauplanung vorgenommen. Da diese Technologien üblicherweise an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, werden sie als modellexogen betrachtet und nicht abgebildet.

5.4 Abbildung von Technologien

Um die Nachfrage nach Nutzenergie in Form von Raumwärme, Beleuchtung und Arbeit in den Gebäuden zu befriedigen, setzt das Modell Energieumwandlungstechnologien ein, die einen oder mehrere Energieträger in einem bestimmten Verhältnis in einen oder mehrere andere Energieträger transformieren können. Die abgebildeten Technologien umfassen dezentrale Energieumwandlungstechnologien sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite. Dazu gehören verschiedene Heiz- und Beleuchtungstechnologien, Haushaltsgeräte, unterschiedliche Dämmstandards, sowie erneuerbare Energien. Zur lokalen Energiespeicherung sind Investitionen in Batteriespeicher auf Stadtteilebene möglich. Aktuell sind im Modell nur Technologien abgebildet, die bereits zur Marktreife entwickelt wurden. Eine Projektion der möglichen technischen Verbesserungen z. B. in Bezug auf die zukünftige Effizienz von Technologien, findet nicht statt. Tabelle 22 zeigt in vereinfachter Form, welche Technologieklassen im Modell abgebildet sind und welche Energieträger diese umwandeln können.

Tabelle 22: Im Modell abgebildete Technologieklassen sowie deren Möglichkeiten der Energieumwandlung.

Technologie	Input	Output
Heiztechnologien		
Gaskessel	Gas	> Wärme
Gas-Brennwertkessel	Gas	> Wärme
Ölkessel	Heizöl	> Wärme
Elektrospeicherheizung	Strom	> Wärme
Pelletheizung	Pellets	> Wärme
Luft-Wärmepumpe	Strom	> Wärme
Wasser-Wärmepumpe	Strom	> Wärme
BHKW klein	Gas	> Strom + Wärme
BHKW groß	Gas	> Strom + Wärme
Fernwärme	Fernwärme	> Wärme
Beleuchtungstechnologien		
Glühlampe	Strom	> Beleuchtung
Halogenlampe	Strom	> Beleuchtung
Energiesparlampe	Strom	> Beleuchtung
LED	Strom	> Beleuchtung
Effizienzklassen der Haushaltsgeräte		
C	Strom	> Arbeit
B	Strom	> Arbeit
A	Strom	> Arbeit
A+	Strom	> Arbeit
A++	Strom	> Arbeit
A+++	Strom	> Arbeit
Dämmstandards		
Ursprungszustand	Wärme	> Raumwärme
konventionell	Wärme	> Raumwärme
zukunftsweisend	Wärme	> Raumwärme
Erneuerbare Energien		
PV	Strahlungsenergie	> Strom
Wind	Windenergie	> Strom
Müllverbrennungsanlage	Hausmüll	> Strom + Wärme
Holzfeuerungsanlage	Holz	> Strom + Wärme
Biogasanlage mit BHKW	Biogassubstrat	> Strom + Wärme
Biogasaufbereitung	Biogassubstrat	> (Biomethan-)Gas
Speichertechnologien		
Batteriespeicher	Strom	> Strom

Das Verhältnis zwischen Erzeugung und Verbrauch bei diesen Umwandlungsprozessen kann als Effizienz verstanden werden. Da jedoch häufig nicht nur ein Energieträger in einen anderen umgewandelt wird, ist diese Effizienz nicht als einzelne Zahl, sondern als Liste abgebildet, die für jeden Energieträger darstellt, welche Input- oder Output-Leistung beim Einsatz einer Einheit der jeweiligen Technologie entsteht. Die vollständige Angabe der Umwandlungsverhältnisse und maximalen Erzeugungsleistungen der Technologien findet sich in Tabelle 37 (Anhang).

Die Bilanzierung der Technologien erfolgt im Modell in Form von Einheiten. Eine Einheit einer Technologie hat eine fest vorgegebene Leistung, die durch die oben beschriebene Input-Output-Liste definiert ist. Besonderer Wert wurde auf die korrekte Abbildung von

Heiztechnologien gelegt. Für diese wird gefordert, dass in jedem Gebäude nur eine Technologieklasse verwendet werden darf, es dürfen also beispielsweise nicht Wärmepumpen und Gasbrennwertkessel gleichzeitig verwendet werden. Zusätzlich muss mindestens eine Einheit einer Heiztechnologie verbaut sein, es gilt also eine Mindestgröße für diese Technologien. Mehrere Einheiten, auch in nicht-diskreten Schritten (z. B. 1,5 Einheiten der Technologie Gasbrennwertkessel), sind jedoch zulässig. Auf diese Weise können unterschiedliche Größenklassen (z. B. BHKW mit unterschiedlichen Kosten- und Effizienzparametern) modelliert, sowie in der Praxis unrealistische Technologiekombinationen ausgeschlossen werden. Für andere Technologien gelten keine Mindestgrößen.

Weitere technische Parameter der Technologien sind deren technische Nutzungsdauer und die bei ihrem Einsatz entstehenden CO₂- und Feinstaub-Emissionen. Die ökonomischen Parameter der Technologien umfassen investitionsabhängige, fixe und variable Kosten, die bei der Installation und Nutzung von Technologien zusätzlich zu den Kosten für die Beschaffung der Energieträger anfallen. Die Investitionen umfassen sowohl die Investition in die Anlagenkapazität, die linear mit der Anzahl installierter Einheiten skaliert, als auch Installationskosten, die unabhängig von der installierten Menge (z. B. für die Anbringung eines Gerüsts bei der Sanierung von Gebäudehüllen) anfallen. Die techno-ökonomischen Parameter der im Modell abgebildeten Technologien sind in Tabelle 38 (Anhang) detailliert dargestellt.

Bei den erneuerbaren Energien sind jeweils mehrere einzelne Technologien im Modell abgebildet: Bei Biomasseanlagen wird eine eigene Technologie für jeden Standort erzeugt, jede Anlage hat dabei eine bestimmte Menge an Biomassesubstraten zur Verfügung. Der Anlagennutzungsgrad, der bei der Berechnung der Potenziale angegeben wurde, entscheidet über die Flexibilität der Anlagen. Dies wird abgebildet, indem eine begrenzte Menge an lokalen Ressourcen (Biomassesubstrate) innerhalb eines Jahres zur Verfügung steht. Das Modell kann entscheiden, wann diese Ressourcen in der jeweiligen Anlage energetisch verwertet werden sollen. Ein Übertrag verbleibender Ressourcen in ein späteres Modelljahr ist jedoch nicht möglich. So kann der Anlageneinsatz von Biomasseanlagen innerhalb gewisser Grenzen optimal gestaltet werden. Bei PV wird für jede Ausrichtung, bei Wind für jeden Standort unter Verwendung der in Kapitel 4 beschriebenen Methoden jeweils eine Technologie mit eigenem Stromerzeugungsprofil erzeugt. Diese beiden Technologien verfügen somit im Unterschied zu den anderen Technologien über ein fest vorgegebenes Erzeugungsprofil und unterliegen daher nicht der optimalen Einsatzplanung.

5.5 Formale Beschreibung des Optimierungsmodells

Während in den vorherigen Abschnitten der Aufbau und die grundlegende Struktur des Optimierungsmodells vorgestellt wurde, ist der Gegenstand dieses Abschnittes die mathematische Beschreibung des Optimierungsmodells. Dabei werden zunächst die grundlegenden Elemente des Modells, namentlich die Mengen, Parameter und Variablen definiert. Anschließend erfolgt eine Erläuterung und Auflistung der Gleichungen³¹ des Modells, gegliedert nach deren jeweiligen Funktionalitäten.

5.5.1 Definitionen und Nomenklatur

Die folgenden Tabellen liefern einen Überblick über die im Modell verwendeten Mengen, Parameter und Variablen, auf die in den folgenden Abschnitten Bezug genommen wird.

Mengen (Tabelle 23) dienen dazu, die zeitliche und räumliche Modellstruktur, sowie die Technologie- und Güterklassen des Modells formal zu beschreiben. Hochgestellte Indizes in den Bezeichnungen kennzeichnen Untermengen, wie z. B. die Menge aller Technologien auf Gebäudeebene TC^{bi} , die eine Untermenge aller Technologien TC darstellt. Zur mehrfachen Referenzierung von Elementen aus der gleichen Menge, z. B. um einen Energiefluss von einem Stadtteil d zu einem anderen Stadtteil $d1$ zu modellieren, werden den Indizes Zahlen nachgestellt.

³¹ Im Folgenden wird der Begriff „Gleichungen“ sowohl für Gleichungen, als auch für Ungleichungen verwendet.

Tabelle 23: Beschreibung der Mengen und verwendete Indizes zur Referenzierung der Elemente aus diesen Mengen.

Index / Menge	Beschreibung
Zeitliche Modellstruktur	
$\alpha y \in AY$	Alle Jahre des Betrachtungszeitraums, z. B. {1880 – 2030}
$y \in MY$	Umsetzungszeitpunkte, z. B. {2015; 2020; 2025; 2030}
$t \in TS$	Zeitschritte, d. h. kontinuierliche Zeitscheiben
$dy \in DY$	Tage (Gruppen von Zeitscheiben)
Räumliche Modellstruktur	
$d \in DS$	Stadtteile, -bezirke, -viertel
$d \in DS^{en}$	Endogene Stadtteile
$d \in DS^{ex}$	Exogene Stadtteile (Knoten für den Energieimport und -export)
$s \in ST$	Sektoren
$b \in BI$	Gebäudetypen
Technologie- und Güterklassen	
$tc \in TC$	Technologien
$tc \in TC^{bi}$	Technologien auf Gebäudeebene
$tc \in TC^{ds}$	Technologien auf Stadtteilebene
$tc \in TC^{re}$	Technologien auf Basis erneuerbarer Energien
$tc \in TC^{fx}$	Technologien mit vorgegebenem Aktivitätsprofil, z. B. PV
$tc \in TC^{ht}$	Heiztechnologien
$e \in EC$	Energieträger
$e \in EC^b$	Energieträger, deren Bilanzsumme zu jedem Zeitpunkt 0 sein muss
$e \in EC^d$	Energieträger, deren Bilanzsumme für jeden Tag 0 sein muss
$e \in EC^n$	Energieträger, deren Bilanzsumme größer 0 sein kann
$m \in EM$	Emissionen bzw. Schadstoffe
$m \in EM^l$	Lokale Emissionen (z. B. Feinstaub)
$m \in EM^g$	Globale Emissionen (z. B. CO ₂)
$lt \in LT$	Landnutzungskategorien

Parameter (Tabelle 24) stellen die Inputdaten des Modells dar. Diese Daten werden vom RE³ASON-Modell jeweils für die betrachtete Gemeinde berechnet (vgl. Kapitel 3 und 4) und anschließend in geeigneter Form aggregiert (z. B. passend zur gewählten zeitlichen Modellstruktur), so dass sie im Optimierungsmodell genutzt werden können.

Bei Parametern und Variablen dienen hochgestellte Indizes der genaueren Spezifizierung des jeweiligen Parameters oder der Variable, z. B. bezeichnet die Variable $a_{y,t,d,s,b,tc}^{bi}$ das Aktivitätsniveau einer Technologie auf Gebäudeebene. Die tiefgestellten Indizes beziehen sich auf die zuvor definierten Mengen, die Variable aus dem vorherigen Beispiel gilt daher für ein bestimmtes Modelljahr, einen Zeitschritt, Stadtteil, Sektor, Gebäude und Technologie. Der Index bi bezeichnet im Folgenden jeweils einen Parameter oder eine Variable auf Gebäude-, ds auf Stadtteilebene.

Tabelle 24: Beschreibung und verwendete Einheiten der Parameter des Optimierungsmodells.

Parameter	Beschreibung	Einheit
Zeitliche Modellstruktur		
NY_y	Periodenlänge (Anzahl der abgebildeten Jahre)	[a]
NH_t	Dauer je Zeitscheibe	[h]
NT_t	Häufigkeit einer Zeitscheibe	[a ⁻¹]
Räumliche Modellstruktur		
$NB_{y,d,s,b}$	Skalierungsfaktor je Gebäudetyp	[-]
$HG(d,s,b)$	Geographische Zuordnung/Hierarchie	[-]
$DT(dy,t)$	Zeitliche Zuordnung (Zeitscheiben zu Tagen)	[-]
Technische Parameter		
$IO_{tc,e}$	Input- und Outputraten für Technologien	[kWh/VLH]
$LU_{tc,lt}$	Flächenbedarf für Technologien	[m ² /Einheit]
$ER_{tc,m}^l$	Emissionsrate für lokale Schadstoffe (technologiespezifisch)	[kg/VLH]
$ER_{y,ec,m}^g$	Emissionsrate für globale Schadstoffe (Energieträgerspezifisch)	[kg/kWh]
$PEF_{y,e}$	Primärenergiefaktor importierter Energieträger	[kWh/kWh]
SD_e	Selbstentladerate für Speichertechnologien	[-]
OL_{tc}	Technische Lebensdauer einer Technologie	[a]
$RL_{tc,y',y}$	Verbleibende Lebensdauer in Jahr y einer im Jahr y' installierten Technologie	[a]
OLS_e	Technische Lebensdauer einer Speichertechnologie	[a]
$AL_{y,t,tc}^x$	Aktivitätsniveau von Technologien mit vorgegebenen Profilen	[0 - 1]
Betriebswirtschaftliche Parameter		
I	Zinssatz	[%]
$CF_{y,t,e}$	Kosten für Energieimporte	[€/kWh]
$CE_{y,m}$	Emissionskosten	[€/kg]
$CT_{y,e}$	Energie-Übertragungskosten	[€/kWh]
$CD_{y,e}$	Energie-Verteilungskosten	[€/kWh]
CV_{tc}	Variable Kosten	[€/VLH]
CX_{tc}	Fixe Kosten	[€/Einheit/a]
$CI_{tc,y}$	Kapazitätsunabhängige Installationskosten	[€]
$CL_{d,lt}$	(Opportunitäts-)Kosten für die Landnutzung	[€/m ²]
$CR_{y,d,s,b,e}^{bi}$ / $CR_{y,d,e}^{ds}$	Kosten für die Nutzung/Gewinnung lokaler Ressourcen	[€/kWh]
$UI_{tc,y}$	Investitionsausgaben für Technologien	[€/Einheit]
$SI_{e,y}$	Investitionsausgaben für Speichertechnologien	[€/kWh]
$PE_{y,t,e}$	Erlöse für Energieexporte	[€/kWh]
Restriktionen und Zielvorgaben		
$DM_{y,t,d,s,b,e}$	Nachfrage nach Nutzenergie	[kW]
$IS_{y,d,s,b,tc}^{bi}$ / $IS_{y,d,s,b,tc}^{ds}$	Anfangsbestand der installierten Technologien	[Einheit]
$EM^{l,ex}$	Modellxogene lokale Emissionen (z. B. PM10 aus dem Verkehrssektor)	[kg]
$EM^{g,ex}$	Modellxogene globale Emissionen (z. B. CO ₂ aus dem Verkehrssektor)	[kg]
$EM_{y,d,m}^{l,max}$	Maximal zulässige lokale Emissionen	[kg]
$EM_{y,m}^{g,max}$	Maximal zulässige globale Emissionen	[kg]
UA^{bi} / UA^{ds}	Maximal erlaubte Anzahl installierter Technologien	[Einheit]

$LA_{d,s,b,t}^{bi}$ / $LA_{d,t}^{ds}$	Verfügbare Fläche	[m ²]
$RA_{y,t,d,s,b,e}^{bi}$ / $RA_{y,d,e}^{ds}$	Lokal verfügbare Ressourcen (z. B. Biomassesubstrate)	[kWh]
SS^{max}	Maximal erlaubte Speichergröße	[kWh]
FD^{max}	Maximaler Energiefluss zwischen Stadtteilen	[kW]
$FB_{y,d,e}^{min}$	Maximaler Energiefluss von Gebäude- auf Stadtteileebe (z. B. Anschlussleistung Verteilnetz)	[kW]
$FB_{y,d,e}^{max}$	Maximaler Energiefluss von Stadtteil- auf Gebäudeebene (z. B. Anschlussleistung Verteilnetz)	[kW]
$FB_{y,d,s,b,e}^{min}$	Maximaler Energiefluss von Gebäude- auf Stadtteileebe (z. B. Anschlussleistung Einzelgebäude)	[kW]
$FB_{y,d,s,b,e}^{max}$	Maximaler Energiefluss von Stadtteil- auf Gebäudeebene (z. B. Anschlussleistung Einzelgebäude)	[kW]
AD_y	Bilanzieller Autarkiegrad (Mindestanteil des jährlichen Strombedarfs, der aus lokalen erneuerbaren Energien gedeckt werden soll)	[0-1]
ZC^{max}	Maximal erlaubte Kosten	[€]
ZE^{max}	Maximal erlaubte (CO ₂ -)Emissionen	[kg]
ZI^{max}	Maximal erlaubte Netto-Energieimporte	[kWh]
ZP^{max}	Maximal erlaubte Primärenergienutzung	[kWh]
w^c	Gewichtungsfaktor für die Gesamtsystemkosten	[-]
w^e	Gewichtungsfaktor für die Emissionen	[-]
w^i	Gewichtungsfaktor für die Netto-Energieimporte	[-]
w^p	Gewichtungsfaktor für die Primärenergienutzung	[-]

Variablen (Tabelle 25) bilden die Entscheidungen des Optimierungsmodells ab. Von besonderem Interesse sind die Entscheidungsvariablen, die den Einsatz, Zubau und Rückbau von Technologien in jeder Lösung des Modells darstellen. Weitere Variablen werden von diesen Entscheidungen abgeleitet und modellieren die Energieflüsse, Bestände, Kosten und Emissionen, sowie die Indikatorwerte, die in der Zielfunktion verwendet werden.

Tabelle 25: Beschreibung, Einheiten (Einh.) und Wertebereiche (WB) der Variablen des Optimierungsmodells.

Variable	Beschreibung	Einh.	WB
Entscheidungsvariablen – Einsatz, Zubau und Rückbau von Technologien			
$al_{y,t,d,s,b,tc}^{bi}$ / $al_{y,t,d,tc}^{ds}$	Aktivitätsniveau einer Technologie (Anlageneinsatz)	[-]	∈ [0, us]
$uc_{y,d,s,b,tc}^{bi}$ / $uc_{y,d,tc}^{ds}$	Anzahl in Betrieb genommener Technologien (Zubau)	[-]	≥ 0
$ud_{y,y,d,s,b,tc}^{bi}$ / $ud_{y,y,d,tc}^{ds}$	Anzahl der in y' zugebauten Technologien, die in y modellendogen außer Betrieb genommen werden (Rückbau/Austausch)	[-]	≥ 0
$sc_{y,d,e}$	Zugebaute Speichergröße	[kWh]	≥ 0
Binäre Entscheidungsvariablen			
$bni_{y,d,s,b,tc}^{bi}$ / $bni_{y,d,tc}^{ds}$	Indikatorvariable, die angibt, ob eine neue Investition in eine Technologie getätigt wird	[-]	∈ {0,1}
$bti_{y,d,s,b,tc}^{bi}$	Indikatorvariable, die angibt, ob eine Technologieart installiert ist	[-]	∈ {0,1}
Energieflüsse			

$f_{y,t,d1,d,e}^d$	Energiefluss zwischen Stadtteilen	[kWh]	≥ 0
$f_{y,t,d,s,b,e}^b$	Energiefluss von Stadtteil- auf Gebäudeebene	[kWh]	-
$f_{y,t,d,e}^s$	Energiefluss zum Speicher	[kWh]	-
$l_{y,t,d,s,b,e}^{bi}$ / $l_{y,t,d,e}^{ds}$	Lokal bezogene Energie (z. B. Umgebungswärme, Biomasse)	[kWh]	≥ 0
Bestandsvariablen			
$u_{y,d,s,b,tc}^{bi}$ / $u_{y,d,tc}^{ds}$	Anzahl der installierten Technologien (Technologiebestand)	[-]	≥ 0
$u_{y,d,s,b,tc}^{da}$ / $u_{y,d,tc}^{ds}$	Anzahl der außer Betrieb genommenen Technologien	[-]	≥ 0
$ss_{y,d,e}$	Installierte Speichergröße	[kWh]	≥ 0
$sl_{y,t,d,e}$	Speicherstand	[kWh]	≥ 0
Kosten- und Emissionsbilanzierung			
c_y^{ei}	Kosten für den Import (> 0), bzw. Erlöse für den Export (< 0) von Energieträgern	[€]	-
c_y^{et}	Kosten für die Energieübertragung (Import)	[€]	-
c_y^{ed}	Kosten für die Energieverteilung (zwischen Stadtteilen)	[€]	-
c_y^{ia}	Annuität der Investitionen	[€]	-
c_y^{fx}	Fixkosten	[€]	-
c_y^{vr}	variable Kosten	[€]	-
c_y^{em}	Emissionsabhängige Kosten	[€]	-
$em_{y,t,d,e}^l$	Menge lokaler Emissionen (z. B. PM10)	[kg]	-
$em_{y,t,e}^g$	Menge globaler Emissionen (z. B. CO ₂)	[kg]	-
Zielfunktionswerte			
z	Kombinierter Zielfunktionswert	[-]	-
z^c	Summe der auf das Basisjahr diskontierten Gesamtsystemausgaben	[€]	-
z^e	Summe der diskontierten (CO ₂ -)Emissionen	[kg]	-
z^i	Summe der diskontierten Netto-Energieimporte	[kWh]	-
z^p	Summe der diskontierten Primärenergienutzung	[kWh]	-

5.5.2 Zielfunktion

Die zu minimierende Zielfunktion z setzt sich zusammen aus den vier Indikatoren Gesamtsystemausgaben z^c , CO₂-Emissionen z^e , Netto-Energieimporte z^i und Primärenergiebedarf z^p (5.1). Jeder dieser vier Indikatoren wird über den gesamten Modellierungszeitraum betrachtet und jeweils auf das Basisjahr y_0 diskontiert. Jeder Indikator geht mit einem binären Gewichtungsfaktor w in die Zielfunktion ein. Die binäre Natur der Gewichtungsfaktoren wird genutzt, um verschiedene Alternativen zu berechnen, bei denen jeweils andere Optimierungsgrößen in der Zielfunktion berücksichtigt und somit nur die jeweils „aktiven“ Indikatoren minimiert werden sollen.

$$\min z = (w^c * z^c + w^e * z^e + w^i * z^i + w^p * z^p) \quad (5.1)$$

mit: $w^c, w^e, w^i, w^p \in \{0; 1\}$, und $(w^c + w^e + w^i + w^p) = 1$

Die diskontierten Gesamtsystemausgaben z^c (5.2) fassen insgesamt sieben Kostenfaktoren zusammen und stellen das zentrale Maß für die ökonomische Bewertung der durch das Optimierungsmodell berechneten Alternativen dar. Die Bilanzierung der einzelnen Kostenfaktoren wird im folgenden Abschnitt (5.5.3) näher beschrieben.

$$z^c = \sum_{y \in MY} \left(DF_y * NY_y * (c_y^{ei} + c_y^{et} + c_y^{ed} + c_y^{ia} + c_y^{fx} + c_y^{vr} + c_y^{em}) \right) \quad (5.2)$$

Die CO₂-Emissionen z^e (5.3), bzw. die Emissionen CO₂-äquivalenter Schadstoffe, stellen das wesentliche Maß für die Bewertung der ökologischen Nachhaltigkeit im Rahmen dieser Arbeit dar. Die Bilanzierung der Emissionen wird in Abschnitt 5.5.4 näher beschrieben.

$$z^e = \sum_{y \in MY, m \in \{CO_2\}} (DF_y * NY_y * em_{y,m}) \quad (5.3)$$

Die Netto-Energieimporte z^i (5.4) werden als Maß für den Autarkiegrad der betrachteten Gemeinde verwendet. Je größer dieser Wert ist, desto mehr Energie muss von außerhalb der Gemeindegrenzen zur Befriedigung der Nachfrage importiert werden. Ein negativer Wert bedeutet, dass die Gemeinde in der Jahresbilanz Energie exportiert.

$$z^i = \sum_{y \in MY} \left(DF_y * NY_y * \sum_{t \in TS, e \in EC} (NT_t * \sum_{d1 \in DS^{ex}, d2 \in DS^{en}} (fl_{y,t,d1,d2,e}^d - fl_{y,t,d2,d1,e}^d)) \right) \quad (5.4)$$

Der Primärenergiebedarf z^p (5.5) kann ebenfalls als Maß für den Autarkiegrad betrachtet werden, bei dessen Berechnung werden die jeweils importierten oder exportierten Energieträger jedoch zusätzlich mit ihren jeweiligen Primärenergiefaktoren gewichtet, wodurch z. B. der Öl-Importe stärker gewichtet werden als der Import von Holzpellets.

$$\begin{aligned}
z^p = \sum_{y \in MY} & \left(DF_y * NY_y \right. \\
& * \sum_{t \in TS, e \in EC} \left(NT_t * PEF_{y,e} \right. \\
& * \left. \left. \sum_{d1 \in DS^{ex}, d2 \in DS^{en}} (f_{y,t,d1,d2,e}^d - f_{y,t,d2,d1,e}^d) \right) \right) \quad (5.5)
\end{aligned}$$

Die Diskontierung erfolgt dabei jeweils mit Hilfe des Diskontierungsfaktors

$$DF_y = \frac{1}{(1 + I)^{y+0,5*NY_y-y_0}} \quad (5.6)$$

der Ausgaben vom Modelljahr y (bzw. von der Mitte des Zeitraums $[y; y + NY_y]$, den das Modelljahr y beschreibt) auf das Basisjahr y_0 diskontiert.

5.5.3 Bilanzierung der Kosten

Die diskontierten Gesamtsystemausgaben (5.2) setzen sich aus insgesamt sieben Kostenfaktoren zusammen, die im Folgenden beschrieben werden.

c^{ei} (5.7) beschreibt die Kosten für den Energieimport und Erlöse aus dem Energieexport. Für die ökonomische Bewertung von Import und Export können jeweils unterschiedliche Preise angesetzt werden. In den im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Fallstudien wurden bspw. für den Energieimport die Kosten für Beschaffung und Vertrieb angesetzt, während Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen hier nicht eingepreist wurden. Begründet wird dies durch die gesamtwirtschaftliche Sichtweise des Modells (vgl. Abschnitt 5.1). Für die Bewertung des Energieexportes (bspw. wenn ein Überschuss aus der Stromerzeugung erneuerbarer Energien entsteht) wird hingegen der Großhandelspreis (berechnet auf Basis der stündlichen Day-Ahead-Preise des Physical Electricity Index an der europäischen Strombörse EPEX Spot für das Jahr 2015) angesetzt.

$$c_y^{ei} = \sum_{t \in TS, e \in EC} \left(NT_t * \left(\begin{array}{c} CF_{y,t,e} * \sum_{d1 \in DS^{ex}, d2 \in DS^{en}} (f_{y,t,d1,d2,e}^d) \\ -PE_{y,t,e} * \sum_{d1 \in DS^{ex}, d2 \in DS^{en}} (f_{y,t,d2,d1,e}^d) \end{array} \right) \right) \quad (5.7)$$

$$\forall y \in MY$$

c_y^{et} (5.8) beschreibt die Kosten für die Nutzung der Übertragungsnetze (Netzentgelte), die sowohl beim Import, als auch beim Export von Energie anfallen.

$$c_y^{et} = \sum_{e \in EC} \left(CT_{y,e} * \sum_{t \in TS, d1 \in DS^{ex}, d2 \in DS^{en}} (NT_t * (f_{y,t,d1,d2,e}^d + f_{y,t,d2,d1,e}^d)) \right) \quad (5.8)$$

$$\forall y \in MY$$

c_y^{ed} (5.9) beschreibt die Kosten der Energieverteilung, die beim Transport innerhalb der betrachteten Gemeinde anfallen.

$$c_y^{ed} = \sum_{e \in EC} \left(CD_{y,e} * \sum_{\substack{t \in TS, e \in EC, \\ d1 \in DS^{en}, d2 \in DS^{en}: d1 \neq d2}} (NT_t * f_{y,t,d1,d2,e}^d) \right) \quad (5.9)$$

$$\forall y \in MY$$

Um Effekte wie die Vermeidung von Investitionen zum Ende des zeitlichen Betrachtungshorizonts zu verhindern, werden Investitionen unter Verwendung der Annuitätenmethode bewertet (vgl. Kapitel 2.5.3). Dabei wird der Gesamtwert der Investition jeweils unter Verwendung des technologiespezifischen Annuitätenfaktors ANF auf die jeweilige Lebensdauer der Technologie verteilt. Die dabei verwendeten Annuitätenfaktoren sind

$$ANF_{tc} = \frac{(1 + I)^{OL_{tc}} * I}{(1 + I)^{OL_{tc}} - 1} \quad (5.10)$$

$$\forall tc \in TC$$

für allgemeine Technologien, und

$$ANF_e = \frac{(1 + I)^{OLS_e} * I}{(1 + I)^{OLS_e} - 1} \quad (5.11)$$

$$\forall e \in EC$$

für Speichertechnologien. Hierbei ist es wichtig zu betonen, dass die Annuitäten eines Modelljahres jeweils für sämtliche im Betrachtungszeitraum bis dahin getätigten Investitionen anfallen, aber unabhängig vom bilanzierten Anlagenbestand in diesem Jahr sind. Obwohl also modellendogener Anlagenrückbau erfolgen kann, bedeutet dies nicht, dass es eine „Rückerstattung“ der mit der entsprechenden Technologie verbundenen Investitionen gibt. Lediglich die fixen Kosten (s. u.) werden durch den Rückbau beeinflusst. c^{ia} (5.12) fasst die Annuitäten sämtlicher Investitionen in Technologien zur Energieumwandlung zusammen. Diese setzen sich zusammen aus den Investitionen in Technologien auf der Gebäude- und auf der Stadtteilebene, sowie in Speichertechnologien.

$$\begin{aligned}
c_y^{ia} = & \sum_{\substack{d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{bi}: \\ HG(d,s,b)}} \left(ANF_{tc} / NY_y \right. \\
& * \sum_{y_1 \in MY: y_1 \leq y, RL_{tc,y_1,y} > 0} \left(\min(RL_{tc,y_1,y}, NY_y) * NB_{y_1,d,s,b} \right. \\
& * \left. \left(bni_{y_1,d,s,b,tc}^{bi} * CI_{tc,y_1} \right) \right. \\
& * \left. \left. \left. + uc_{y_1,d,s,b,tc}^{bi} * UI_{tc,y_1} \right) \right) \right) \\
+ & \sum_{d \in DS^{en}, tc \in TC^{ds}} \left(ANF_{tc} / NY_y \right. \\
& * \sum_{\substack{y_1 \in MY: \\ y_1 \leq y, RL_{tc,y_1,y} > 0}} \left(\min(RL_{tc,y_1,y}, NY_y) \right. \\
& * \left. \left(bni_{y_1,d,tc}^{ds} * CI_{tc,y_1} \right) \right. \\
& * \left. \left. \left. + uc_{y_1,d,tc}^{ds} * UI_{tc,y_1} \right) \right) \right) \\
+ & \sum_{d \in DS^{en}, e \in EC} \left(ANF_e / NY_y * \sum_{y_1 \in MY: y_1 \leq y} (NY_y * sc_{y_1,d,e} * SI_{e,y_1}) \right) \\
& \forall y \in MY
\end{aligned} \tag{5.12}$$

c^{fx} (5.13) beschreibt die jährlich fixen Kosten, die z. B. für die Wartung und Instandhaltung von Technologien anfallen.

$$\begin{aligned}
c_y^{fx} &= \sum_{\substack{d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{bi}: \\ HG(d,s,b)}} (NB_{y,d,s,b} * us_{y,d,s,b,tc}^{bi} * CX_{tc}) \\
&+ \sum_{d \in DS^{en}, tc \in TC^{ds}} (us_{y,d,tc}^{ds} * CX_{tc}) \\
\forall y &\in MY
\end{aligned} \tag{5.13}$$

c^{vr} (5.14) beschreibt die variablen Kosten für den Einsatz der installierten Technologien.

$$\begin{aligned}
c_y^{vr} &= \sum_{\substack{t \in TS, d \in DS^{en}, \\ s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{bi}: \\ HG(d,s,b)}} (NT_t * NB_{y,d,s,b} * al_{y,t,d,s,b,tc}^{bi} * NH_t * CV_{tc}) \\
&+ \sum_{t \in TS, d \in DS^{en}, tc \in TC^{ds}} (NT_t * al_{y,t,d,tc}^{ds} * NH_t * CV_{tc}) \\
\forall y &\in MY
\end{aligned} \tag{5.14}$$

c^{em} (5.15) beschreibt Kosten, die für die Emission lokaler oder globaler Schadstoffe anfallen können (vgl. Abschnitt 5.5.4). In den bisher untersuchten Fallstudien wurden jedoch für alle Schadstoffklassen m Preise von $CE_{y,m} = 0$ angenommen und somit keine ökonomischen Strafkosten für Emissionen berücksichtigt.

$$\begin{aligned}
c_y^{em} &= \sum_{d \in DS^{en}, m \in EM^l} em_{y,d,m}^l * CE_{y,m} + \sum_{m \in EM^g} em_{y,m}^g * CE_{y,m} \\
\forall y &\in MY
\end{aligned} \tag{5.15}$$

5.5.4 Bilanzierung der Emissionen

Die Emissionen pro Jahr und Schadstoff $em_{y,m}$ (5.16) setzen sich zusammen aus Emissionen lokaler und globaler Schadstoffe.

$$em_{y,m} = \begin{cases} \sum_{d \in DS^{en}} (em_{y,d,m}^l), m \in EM^l \\ em_{y,m}^g, m \in EM^g \end{cases} \tag{5.16}$$

$$\forall y \in MY, m \in EM$$

Lokale Emissionen em^l (5.17), wie z. B. Feinstaub, entstehen jeweils am Ort der Energieumwandlung, z. B. beim Einsatz einer Pelletheizung in dem Stadtteil, in dem sich das betreffende Gebäude befindet. Auf diese Weise können beispielsweise Grenzwerte oder Strafkosten für bestimmte lokale Schadstoffklassen im Modell berücksichtigt werden. Über den Parameter EM^{l-ex} können modellexogene Emissionen aus bisher nicht im Modell berücksichtigten Sektoren (z. B. dem Verkehrssektor) in die Bilanzierung mit einbezogen werden.

$$em_{y,d,m}^l = \sum_{t \in TS} \left(\sum_{\substack{s \in ST, b \in BI, \\ tc \in TC^{bi}: HG(d,s,b)}} (NT_t * NB_{y,d,s,b} * a_{y,t,d,s,b,tc}^{bi} * ER_{tc,m}^l * NH_t) + \sum_{tc \in TC^{ds}} (a_{y,t,d,tc}^{ds} * ER_{tc,m}^l * NH_t) \right) + EM_{y,d,m}^{l-ex} \quad (5.17)$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, m \in EM^l$$

Globale Emissionen em^g (5.18), wie z. B. CO₂, werden beim Import bzw. Export von Energieträgern bilanziert. Der Ort der Entstehung ist in diesem Fall nicht von Bedeutung. Diese Art der Bilanzierung ermöglicht die Verrechnung von negativen Emissionen für den Export lokaler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Auch hier können modellexogene Emissionen über den Parameter EM^{g-ex} berücksichtigt werden.

$$em_{y,m}^g = \sum_{t \in TS} \left(NT_t * \sum_{ec \in EC} \left(ER_{y,ec,m}^g * \sum_{d1 \in DS^{ex}, d2 \in DS^{en}} (f_{y,t,d1,d2,e}^d - f_{y,t,d2,d1,e}^d) \right) \right) + EM_{y,m}^{g-ex} \quad (5.18)$$

$$\forall y \in MY, m \in EM^g$$

5.5.5 Bilanzierung des Anlagenbestands

Der momentane Anlagenbestand jeder Technologie auf Gebäudeebene us^{bi} (5.19) und auf Stadtteilebene us^{ds} (5.20) berechnet sich auf Basis des jeweiligen Anfangsbestandes IS ,

sowie der Summe aller zu- (uc) und rückgebauten (uda) Anlagen bis hin zum entsprechenden Bilanzjahr.

$$\begin{aligned}
 us_{y,d,s,b,tc}^{bi} = & \\
 \sum_{\substack{ay \in AY: \\ ay < y}} (IS_{ay,d,s,b,tc}^{bi}) + \sum_{\substack{y_1 \in MY: \\ y_1 < y}} (uc_{y_1,d,s,b,tc}^{bi} - uda_{y_1,d,s,b,tc}^{bi}) & \quad (5.19)
 \end{aligned}$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{bi}: HG(d, s, b)$$

$$\begin{aligned}
 us_{y,d,tc}^{ds} = \sum_{\substack{ay \in AY: \\ ay < y}} (IS_{ay,d,tc}^{ds}) + \sum_{\substack{y_1 \in MY: \\ y_1 < y}} (uc_{y_1,d,tc}^{ds} - uda_{y_1,d,tc}^{ds}) & \quad (5.20)
 \end{aligned}$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, tc \in TC^{ds}$$

Die im Jahr y außer Betrieb genommenen Anlagen uda^{bi} (5.21) und uda^{ds} (5.22) berechnen sich als die Summe aus Zwangsrückbau und modellendogen bestimmtem Rückbau. Konkret bedeutet dies:

- Zwangsrückbau von
 - Anlagen aus dem Anfangsbestand (IS)
 - sowie modellendogen zugebauter Anlagen (uc)
(die jeweils im Jahr y das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben),
 - abzüglich der Anlagen, die im Jahr y das Ende ihrer Lebensdauer erreichen würden, jedoch bereits zuvor modellendogen zurückgebaut wurden (ud)
- sowie modellendogen durch Rückbau oder Ersatzinvestitionen außer Betrieb genommene Anlagen (ud).

Modellendogen bedeutet in diesen Fällen stets, dass der Zubau einer Technologie, bzw. deren Rückbau vor dem Ende ihrer Lebensdauer als gezielte strategische Entscheidung des Optimierungsmodells erfolgt, während sich der Zwangsrückbau als technologischer Zwang aus der maximalen Lebensdauer der jeweiligen Technologie ergibt.

$$\begin{aligned}
uda_{y,d,s,b,tc}^{bi} = & \\
& \sum_{\substack{ay \in AY: \\ ay < y, \\ RL(tc,ay,y-1) > 0, \\ RL(tc,ay,y) \leq 0}} \left(IS_{ay,d,s,b,tc}^{bi} + uc_{ay,d,s,b,tc}^{bi} - \sum_{\substack{y_1 \in MY: \\ y_1 \geq ay, \\ y_1 < y}} ud_{ay,y_1,d,s,b,tc}^{bi} \right) \\
& + \sum_{ay \in AY: ay < y} ud_{ay,y,d,s,b,tc}^{bi}
\end{aligned} \tag{5.21}$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{bi}: HG(d, s, b)$$

$$\begin{aligned}
uda_{y,d,tc}^{ds} = & \\
& \sum_{\substack{ay \in AY: \\ ay < y, \\ RL(tc,ay,y-1) > 0, \\ RL(tc,ay,y) \leq 0}} \left(IS_{ay,d,tc}^{ds} + uc_{ay,d,tc}^{ds} - \sum_{\substack{y_1 \in MY: \\ y_1 \geq ay, \\ y_1 \leq y}} ud_{ay,y_1,d,tc}^{ds} \right) \\
& + \sum_{ay \in AY: ay < y} ud_{ay,y,d,tc}^{ds}
\end{aligned} \tag{5.22}$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, tc \in TC^{ds}$$

Gleichungen (5.23) und (5.24) stellen sicher, dass nur (noch) existierende Anlagen modellendogen zurückgebaut werden können.

$$ud_{ay,y,d,s,b,tc}^{bi} \leq IS_{ay,d,s,b,tc}^{bi} + uc_{ay,d,s,b,tc}^{bi} - \sum_{\substack{y_1 \in MY: \\ y_1 < y}} uda_{y_1,d,s,b,tc}^{bi} \quad (5.23)$$

$$\forall ay \in AY, y \in MY, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{bi}:$$

$$HG(d, s, b)$$

$$ud_{ay,y,d,tc}^{ds} \leq IS_{ay,d,tc}^{ds} + uc_{ay,d,tc}^{ds} - \sum_{\substack{y_1 \in MY: \\ y_1 < y}} uda_{y_1,d,tc}^{ds} \quad (5.24)$$

$$\forall ay \in AY, y \in MY, d \in DS^{en}, tc \in TC^{ds}$$

Das Optimierungsmodell erlaubt die Abbildung von Speichertechnologien zur zeitlichen Entkopplung von Energiebereitstellung und –nachfrage auf Ebene der Stadtteile. Bislang wurden lediglich Stromspeicher abgebildet, die entsprechenden Gleichungen sind jedoch so allgemein formuliert, dass bspw. auch Speicher für Wärme oder andere Energieträger abgebildet werden könnten. Vereinfachend wird dabei angenommen, dass bislang keine Stromspeicher existieren und dass neu installierte Speicher eine Lebensdauer haben, die über den Betrachtungshorizont hinausreicht. Somit muss der Rückbau von Speichertechnologien nicht betrachtet werden, was die Modellkomplexität reduziert. Die installierte Speicherkapazität ss ergibt sich dadurch einfach als Summe der Kapazitätserweiterungen sc bis zum betreffenden Modelljahr (5.25).

$$ss_{y,d,e} = \sum_{y_1 \in MY: y_1 \leq y} sc_{y_1,d,e} \quad (5.25)$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, e \in EC$$

Für die installierbare Speichergröße je Stadtteil kann zudem ein Maximalwert SS^{max} vorgegeben werden (5.26).

$$ss_{y,d,e} \leq SS_{y,d,e}^{max} \quad (5.26)$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, e \in EC$$

5.5.6 Bilanzierung der Stoff- und Energieflüsse

Zu den wichtigsten Nebenbedingungen des Modells zählen die Energiebilanzgleichungen. Diese Gleichungen stellen sicher, dass der Energieerhaltungssatz erfüllt ist und dass die Energienachfrage durch ein entsprechendes Angebot gedeckt werden muss.

Für die Ebene der Gebäude umfasst die Energiebilanzgleichung (5.27) die lokale Energieumwandlung (d. h. den Transfer von Energie zwischen unterschiedlichen Energieträgern in Folge der Aktivität al^{bi} der installierten Technologien), die lokale Energiegewinnung ls^{bi} (d. h. die Nutzung lokal vorhandener Ressourcen), den Energieimport von der übergelagerten Stadtteilebene fl^b und die Nachfrage nach Nutzenergie DM , welche letztendlich als Energiesenke dient. Für alle exakt bilanzierten Energieträger EC^b , wie z. B. Strom, muss daher die Summe der Energiezuflüsse und -abflüsse zu jedem Zeitpunkt und für jede räumliche Einheit gleich 0 sein.

$$\left(\begin{array}{c} \sum_{tc \in TC^{bi}} (al_{y,t,d,s,b,tc}^{bi} * IO_{tc,e} * NH_t) \\ + ls_{y,t,d,s,b,e}^{bi} \\ + fl_{y,t,d,s,b,e}^b \\ - DM_{y,t,d,s,b,e} * NH_t \end{array} \right) = 0 \quad (5.27)$$

$$\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, e \in EC^b: HG(d, s, b)$$

Für die Stadtteilebene umfasst die Energiebilanzgleichung (5.28) ebenfalls die lokale Energieumwandlung und -gewinnung, die Energieimporte von, bzw. Exporte zu anderen Stadtteilen fl^d , sowie den Energiefluss auf die Gebäudeebene (fl^b) und zu bzw. aus dem Speicher, sofern dieser vorhanden ist (fl^s).

$$\left(\begin{array}{c} \sum_{tc \in TC^{ds}} (al_{y,t,d,tc}^{ds} * IO_{tc,e} * NH_t) \\ + ls_{y,t,d,e}^{ds} \\ + \sum_{d1 \in DS: d1 \neq d} fl_{y,t,d1,d,e}^d \\ - \sum_{d1 \in DS: d1 \neq d} fl_{y,t,d,d1,e}^d \\ - \sum_{s \in ST, b \in BI: HG(d,s,b)} (NB_{y,d,s,b} * fl_{y,t,d,s,b,e}^b) \\ - fl_{y,t,d,e}^s \end{array} \right) = 0 \quad (5.28)$$

$$\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, e \in EC^b$$

Für die Energieträger EC^d erlaubt das Modell, dass die Nachfrage nicht zu jedem Zeitpunkt, sondern lediglich in Summe für jeden Tag gedeckt sein muss. Aktuell wird der Energieträger Wärme auf diese Weise abgebildet. Dies bildet die Tatsache ab, dass Heiztechnologien in Wohngebäuden üblicherweise über ausreichend dimensionierte Pufferspeicher verfügen, die Wärmeerzeugung und -bedarf zeitlich entkoppeln können. Diese

methodische Vereinfachung erlaubt es dem Modell, auf eine explizite Modellierung des Speicherstandes dieser vielzähligen einzelnen Pufferspeicher zu verzichten, was die Gesamtkomplexität und damit die Rechenzeit wesentlich reduziert. Da die Bilanzsumme für jeden Tag ausgeglichen sein muss (vgl. (5.29) und (5.30)), bildet das Modell die in Summe benötigten Energieimporte dennoch korrekt ab.

$$\sum_{t \in TS: DT(dy,t)} \left(\begin{array}{c} \sum_{tc \in TC^{bi}} (a_{y,t,d,s,b,tc}^{bi} * IO_{tc,e} * NH_t) \\ + l_{y,t,d,s,b,e}^{bi} \\ + f_{y,t,d,s,b,e}^b \\ - DM_{y,t,d,s,b,e} * NH_t \end{array} \right) = 0 \quad (5.29)$$

$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, e \in EC^d, dy \in DY:$

$HG(d, s, b)$

$$\sum_{t \in TS: DT(dy,t)} \left(\begin{array}{c} \sum_{tc \in TC^{ds}} (a_{y,t,d,tc}^{ds} * IO_{tc,e} * NH_t) \\ + l_{y,t,d,e}^{ds} \\ + \sum_{d1 \in DS: d1 \neq d} f_{y,t,d1,d,e}^d \\ - \sum_{d1 \in DS: d1 \neq d} f_{y,t,d,d1,e}^d \\ - \sum_{s \in ST, b \in BI: HG(d,s,b)} (NB_{y,d,s,b} * f_{y,t,d,s,b,e}^b) \\ - f_{y,t,d,e}^s \end{array} \right) = 0 \quad (5.30)$$

$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, e \in EC^d, dy \in DY$

Für die Energieträger EC^n , wie bspw. Abwärme, ist auch ein Energieüberschuss erlaubt (vgl. (5.31) und (5.32)).

$$\left(\begin{array}{c} \sum_{tc \in TC^{bi}} (a_{y,t,d,s,b,tc}^{bi} * IO_{tc,e} * NH_t) \\ + l_{y,t,d,s,b,e}^{bi} \\ + f_{y,t,d,s,b,e}^b \\ - DM_{y,t,d,s,b,e} * NH_t \end{array} \right) \geq 0 \quad (5.31)$$

$$\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, e \in EC^n: HG(d, s, b)$$

$$\left(\begin{array}{c} \sum_{tc \in TC^{ds}} (a_{y,t,d,tc}^{ds} * IO_{tc,e} * NH_t) \\ + l_{y,t,d,e}^{ds} \\ + \sum_{d1 \in DS: d1 \neq d} f_{y,t,d1,d,e}^d \\ - \sum_{d1 \in DS: d1 \neq d} f_{y,t,d,d1,e}^d \\ - \sum_{s \in ST, b \in BI: HG(d,s,b)} (NB_{y,d,s,b} * f_{y,t,d,s,b,e}^b) \end{array} \right) \geq 0 \quad (5.32)$$

$$\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, e \in EC^n$$

Weitere Nebenbedingungen begrenzen die zulässigen Energieflüsse. Gleichung (5.33) begrenzt den Energiefluss zwischen Stadtteilen, um beispielsweise die begrenzten Kapazitäten der Verteilnetze für Elektrizität abzubilden. Dies könnte z. B. genutzt werden, um den Ausbaubedarf der Verteilnetze bei großen Einspeisungen durch dezentral verteilte EE-Anlagen zu bestimmen.

$$\frac{f_{y,t,d,d1,e}^d}{NH_t} \leq FD_{y,d,d1,e}^{max} \quad (5.33)$$

$$\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS, d1 \in DS, e \in EC: d1 \neq d$$

Zusätzlich kann der gesamte Energiefluss von Stadtteil- auf Gebäudeebene (5.34), und von Gebäude- auf Stadtteilebene (5.35) begrenzt werden, um beispielweise die begrenzte Anschlussleistung lokaler Verteilnetzknoten ($FB_{y,d,e}^{max}$ bzw. $FB_{y,d,e}^{min}$) abzubilden.

$$\frac{\sum_{s \in ST, b \in BI} (NB_{y,d,s,b} * f_{y,t,d,s,b,e}^b)}{NH_t} \leq FB_{y,d,e}^{max} \quad (5.34)$$

$$\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, e \in EC$$

$$\frac{\sum_{s \in ST, b \in BI} (NB_{y,d,s,b} * fl_{y,t,d,s,b,e}^b)}{NH_t} \geq FB_{y,d,e}^{min} \quad (5.35)$$

$$\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, e \in EC$$

Des Weiteren kann der Energiefluss zu (5.36) und von (5.37) jedem einzelnen Gebäude begrenzt werden, um die Anschlussleistungen einzelner Gebäude ($FB_{y,d,s,b,e}^{max}$, bzw. $FB_{y,d,s,b,e}^{min}$) abzubilden.

$$\frac{fl_{y,t,d,s,b,e}^b}{NH_t} \leq FB_{y,d,s,b,e}^{max} \quad (5.36)$$

$$\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, e \in EC: HG(d, s, b)$$

$$\frac{fl_{y,t,d,s,b,e}^b}{NH_t} \geq FB_{y,d,s,b,e}^{min} \quad (5.37)$$

$$\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, e \in EC$$

5.5.7 Bilanzierung der Speicherstände

Die folgenden Gleichungen beschreiben die Berechnung der Energieinhalte der Energiespeicher auf Stadtteilebene. Zunächst wird der Speicherstand zu Beginn (5.38) und Ende (5.39) jedes modellierten Jahres explizit auf 0 gesetzt.

$$sl_{y,t,d,e} = 0 + fl_{y,t,d,e}^s \quad (5.38)$$

$$\forall y \in MY, t = t_0, d \in DS^{en}, e \in EC$$

$$sl_{y,t,d,e} = 0 \quad (5.39)$$

$$\forall y \in MY, t = t_{max}, d \in DS^{en}, e \in EC$$

Gleichung (5.40) führt nun eine zeitliche Kopplung zwischen den einzelnen Zeitschritten des Jahres ein: der Speicherstand $sl_{y,t,d,e}$ in einem Zeitschritt t entspricht dem Speicherstand des vorangegangenen Zeitschrittes ($t - 1$), zuzüglich der Zu- bzw. Abflüsse $fl_{y,t,d,e}^s$ innerhalb des Zeitschrittes t . Zusätzlich wird die Selbstentladerate SD_e verwendet, um Speicherverluste zu modellieren. Verluste beim Be- und Entladen des Speichers werden explizit nicht modelliert, da dies eine mathematische Unterscheidung zwischen diesen beiden Vorgängen erfordern würde. Dies würde jedoch die Anzahl der Binärvariablen und

damit der Komplexität des Modells weiter erhöhen. Um dies zu vermeiden, werden daher lediglich die Selbstentladeverluste (in Höhe von 0,1% pro Stunde) abgebildet.

$$sl_{y,t,d,e} = sl_{y,t-1,d,e} * (1 - SD_e)^{NHt} + fl_{y,t,d,e}^s \quad (5.40)$$

$$\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, e \in EC$$

Gleichung (5.41) begrenzt schließlich den maximalen Speicherstand auf die jeweils installierte Speichergröße.

$$sl_{y,t,d,e} \leq ss_{y,d,e} \quad (5.41)$$

$$\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, e \in EC$$

5.5.8 Berücksichtigung technologischer Einschränkungen

Die Gleichungen (5.42) und (5.43) formulieren die Beschränkung der maximal zulässigen Menge bestimmter Technologien (z. B. aufgrund begrenzter Potenziale oder weil eine Technologie zu einem bestimmten Zeitpunkt noch nicht verfügbar ist).

$$us_{y,d,s,b,tc}^{bi} \leq UA_{y,d,s,b,tc}^{bi} \quad (5.42)$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{bi}: HG(d, s, b)$$

$$us_{y,d,tc}^{ds} \leq UA_{y,d,tc}^{ds} \quad (5.43)$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, tc \in TC^{ds}$$

Gleichung (5.44) beschränkt die Flächennutzung durch die installierten Technologien zur Berücksichtigung der Flächenverfügbarkeit $LA_{d,lt}^{ds}$. Dies wird genutzt, um die maximal verfügbare Dachfläche für PV-Anlagen mit unterschiedlichen Ausrichtungen festzulegen.

$$\sum_{tc \in TC^{DS}} (us_{y,d,tc}^{ds} * LU_{tc,lt}) \leq LA_{d,lt}^{ds} \quad (5.44)$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, lt \in LT$$

Die Nutzung lokaler Ressourcen auf Gebäudeebene kann durch die Gleichung (5.45) auf die Menge der verfügbaren Ressourcen $RA_{y,t,d,s,b,e}^{bi}$ beschränkt werden.

$$ls_{y,t,d,s,b,e}^{bi} \leq RA_{y,t,d,s,b,e}^{bi} \quad (5.45)$$

$$\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, e \in EC: HG(d, s, b)$$

Gleichung (5.46) beschränkt die Nutzung der Jahressumme lokaler Ressourcen auf der Ebene der Stadtteile und wird zur Abbildung der beschränkten Biomassesubstratmengen verwendet.

$$\sum_{t \in TS} (NT_t * lS_{y,t,d,e}^{ds}) \leq RA_{y,d,e}^{ds} \quad (5.46)$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, e \in EC$$

5.5.9 Berücksichtigung von energie- und klimapolitischen Zielvorgaben

Eine Reihe von energie- und klimapolitischen Zielvorgaben können für die Berechnung verschiedener alternativer Lösungen vorgegeben werden. Eine Möglichkeit, die auch im Rahmen der berechneten Szenarien in Kapitel 6.2 verwendet wird, ist die Vorgabe von Maximalwerten für einen oder mehrere der vier Zielindikatoren Gesamtsystemkosten (5.47), Emissionen (5.48), Energieimporte (5.49) und Primärenergiebedarf (5.50).

$$z^c \leq ZC^{max} \quad (5.47)$$

$$z^e \leq ZE^{max} \quad (5.48)$$

$$z^i \leq ZI^{max} \quad (5.49)$$

$$z^p \leq ZP^{max} \quad (5.50)$$

Mittels Gleichung (5.51) kann für jedes Modelljahr die Erreichung eines gewünschten Strom-Autarkiegrades AD_y , als Verhältnis von lokaler EE-Strom-Produktion zu lokalem Stromverbrauch, vorgegeben werden. Gemeinden können so Zielvorgaben definieren (z. B. 80% bis 2020, 100% bis 2030) und mit dem RE³ASON-Modell den optimalen Systementwicklungspfad zur Umsetzung dieser Ziele zu bestimmen.

$$\begin{pmatrix} \sum_{\substack{t \in TS, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, \\ tc \in \{TC^{bi} \cap TC^{re}\}, e \in \{el\}: \\ HG(d,s,b), IO_{tc,e} > 0}} \begin{pmatrix} NT_t * NH_t * NB_{y,d,s,b} \\ * a_{y,t,d,s,b,tc}^{bi} * IO_{tc,e} \end{pmatrix} \\ + \sum_{\substack{t \in TS, d \in DS^{en}, tc \in \{TC^{ds} \cap TC^{re}\}, e \in \{el\}: \\ IO_{tc,e} > 0}} \begin{pmatrix} NT_t * NH_t \\ * a_{y,t,d,tc}^{ds} * IO_{tc,e} \end{pmatrix} \end{pmatrix} \geq AD_y * \tag{5.51}$$

$$\begin{pmatrix} \sum_{\substack{t \in TS, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{bi}, e \in \{el\}: \\ HG(d,s,b), IO_{tc,e} < 0}} \begin{pmatrix} NT_t * NH_t * NB_{y,d,s,b} \\ * a_{y,t,d,s,b,tc}^{bi} * (-IO_{tc,e}) \end{pmatrix} \\ + \sum_{\substack{t \in TS, d \in DS^{en}, tc \in TC^{ds}, e \in \{el\}: \\ IO_{tc,e} < 0}} \begin{pmatrix} NT_t * NH_t \\ * a_{y,t,d,tc}^{ds} * (-IO_{tc,e}) \end{pmatrix} \end{pmatrix}$$

$$\forall y \in MY$$

Gleichung (5.52) beschränkt die globalen Emissionen auf einen Maximalwert $EM_{y,m}^{g,max}$. Hiermit können bspw. CO₂-Minderungsziele für die Gemeinde umgesetzt werden.

$$\begin{aligned} em_{y,m}^g &\leq EM_{y,m}^{g,max} \\ \forall y \in MY, m \in EM^g \end{aligned} \tag{5.52}$$

Gleichung (5.53) formuliert die Einhaltung der maximal zulässige Menge lokaler Emissionen $EM_{y,d,m}^{l,max}$ auf Stadtteilebene. Dies kann bspw. verwendet werden, wenn in einem bestimmten Stadtteil die Feinstaubemissionen gesenkt werden sollen.

$$\begin{aligned} em_{y,d,m}^l &\leq EM_{y,d,m}^{l,max} \\ \forall y \in MY, d \in DS^{en}, m \in EM^g \end{aligned} \tag{5.53}$$

5.5.10 Weitere Gleichungen zur Abbildung modellinterner Zusammenhänge

Eine Reihe von weiteren Nebenbedingungen dient zur Abbildung der internen Modellogik, so z. B. die Beschränkung des Aktivitätslevels von Technologien auf die installierte Anzahl der jeweiligen Technologie (5.54) und (5.55).

$$\begin{aligned}
a_{y,t,d,s,b,tc}^{bi} &\leq u_{y,d,s,b,tc}^{bi} \\
\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{bi}: \\
HG(d, s, b)
\end{aligned} \tag{5.54}$$

$$\begin{aligned}
a_{y,t,d,tc}^{ds} &\leq u_{y,d,tc}^{ds} \\
\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, tc \in TC^{ds}
\end{aligned} \tag{5.55}$$

Die Gleichungen (5.56) und (5.57) werden verwendet, um die Erzeugung von Technologien mit fest vorgegebenen Einspeiseprofilen (z. B. PV) zu modellieren. Für diese berechnet sich der Aktivitätslevel mittels der vorgegebenen Aktivitätslevel pro Einheit $AL_{y,t,tc}^{fx}$, skaliert mit der Anzahl an installierten Einheiten.

$$\begin{aligned}
a_{y,t,d,s,b,tc}^{bi} &= u_{y,d,s,b,tc}^{bi} * AL_{y,t,tc}^{fx} \\
\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{fx}: \\
HG(d, s, b)
\end{aligned} \tag{5.56}$$

$$\begin{aligned}
a_{y,t,d,tc}^{ds} &= u_{y,d,tc}^{ds} * AL_{y,t,tc}^{fx} \\
\forall y \in MY, t \in TS, d \in DS^{en}, tc \in TC^{fx}
\end{aligned} \tag{5.57}$$

Die verbleibende Lebensdauer im Jahr ay einer Technologie tc , die im Jahr ay' installiert wurde, berechnet sich nach Gleichung (5.58) mittels

$$\begin{aligned}
RL_{tc,ay',ay} &= \max(0, OL_{tc} - (ay - ay')) \\
\forall tc \in TC, ay' \in AY, ay \in AY.
\end{aligned} \tag{5.58}$$

Ein wesentlicher Treiber der Komplexität des hier beschriebenen Optimierungsproblems ist die Verwendung von Binärvariablen. In diesem Modell werden Binärvariablen unter Verwendung der so genannten Big-M-Methode formuliert, die in gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblemen üblicherweise verwendet wird, um „wenn...dann-Beziehungen“ abzubilden. Als Wert M sollte bei Big-M-Formulierungen stets eine hinreichend große Zahl verwendet werden, die jedoch nur so groß ist, dass die Formulierung in allen Fällen ein korrektes Ergebnis liefert³². In Gleichung (5.59) wurde für M bspw. der Wert 10.000

³² Der Grund hierfür ist, dass eine zu große Zahl u. a. aufgrund von Rundungsfehlern zu numerischen Instabilitäten führen kann. Diese können sowohl zu inkorrekten Lösungen führen, als auch längere Rechendauern bewirken, da der Solver die Instabilitäten durch Anpassungen der numerischen Toleranz zu lösen versucht.

gewählt, da davon ausgegangen wird, dass nie mehr als 10.000 Einheiten einer Technologie in einem Gebäude installiert werden.

Die Binärvariablen $bni_{y,d,s,b,tc}^{bi}$ und $bni_{y,d,tc}^{ds}$ geben an, ob eine Neuinvestition getätigt wird und werden für die Berechnung der Ausgaben, die bei der Installation der Technologien anfallen, benötigt (vgl. Gleichung (5.12)). Diese sind vor allem für Technologien, bei denen hohe einmalige, kapazitätsunabhängige Zahlungen anfallen, von großer Bedeutung. Ein Beispiel hierfür ist die Dämmung von Gebäudehüllen, bei der üblicherweise die Errichtung eines Gerüsts benötigt wird, oder die Ertüchtigung des Schornsteins bei Nutzung von Brennwertheizungen. Die Gleichungen (5.59) und (5.61) erzwingen, dass die Binärvariablen $bni_{y,d,s,b,tc}^{bi}$ bzw. $bni_{y,d,tc}^{ds}$ den Wert 1 annehmen, sobald eine Investition getätigt wird. Die Gleichungen (5.60) und (5.62) erzwingen wiederum, dass sie den Wert 0 annehmen, wenn nicht investiert wird. Gleichzeitig bewirken diese Gleichungen gemeinsam, dass bei jeder Investition mindestens eine ganze Einheit der entsprechenden Technologie zugebaut werden muss.

$$bni_{y,d,s,b,tc}^{bi} \geq uc_{y,d,s,b,tc}^{bi}/10.000$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{bi}: HG(d, s, b) \quad (5.59)$$

$$bni_{y,d,s,b,tc}^{bi} \leq uc_{y,d,s,b,tc}^{bi}$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{bi}: HG(d, s, b) \quad (5.60)$$

$$bni_{y,d,tc}^{ds} \geq uc_{y,d,tc}^{ds}/15.000$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, tc \in TC^{ds} \quad (5.61)$$

$$bni_{y,d,tc}^{ds} \leq uc_{y,d,tc}^{ds}$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, tc \in TC^{ds} \quad (5.62)$$

Die Binärvariable $bti_{y,d,s,b,tc}^{bi}$ drückt aus, ob eine bestimmte Wärmeerzeugungstechnologie in einem Gebäude installiert ist oder nicht. Durch Gleichung (5.63) muss diese Variable den Wert 1 annehmen, wenn eine beliebige Menge größer als 0 (und kleiner gleich 1.000) der entsprechenden Technologie installiert ist.

$$bti_{y,d,s,b,tc}^{bi} \geq us_{y,d,s,b,tc}^{bi}/1.000 \quad (5.63)$$

Vgl.: <https://orinanobworld.blogspot.de/2011/07/perils-of-big-m.html> und <http://www.thequestforoptimality.com/bigm-dual/>

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{ht}: HG(d, s, b)$$

Durch Gleichung (5.64) muss die Variable hingegen den Wert 0 annehmen, wenn keine entsprechende Technologie vorhanden ist.

$$bti_{y,d,s,b,tc}^{bi} \leq us_{y,d,s,b,tc}^{bi} \quad (5.64)$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC^{ht}: HG(d, s, b)$$

Gleichzeitig bewirken die Gleichungen (5.63) und (5.64) zusammen, dass immer mindestens eine ganze Einheit der entsprechenden Technologie installiert sein muss. Dies verhindert z. B., dass das Modell in einem Jahr eine Einheit eines Gaskessels zubaut und im nächsten Jahr 0,5 Einheiten wieder zurückbaut.

Die Binärvariable $bti_{y,d,s,b,tc}^{bi}$ wird schließlich in Gleichung (5.65) verwendet, um festzulegen, dass pro Gebäude nur eine Art von Wärmetechnologie (Technologie-Kategorie TC^{ht}) erlaubt ist.

$$\sum_{tc \in TC^{ht}} bti_{y,d,s,b,tc}^{bi} \leq 1 \quad (5.65)$$

$$\forall y \in MY, d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI: HG(d, s, b)$$

5.6 Reduktion der Rechenzeit durch Fix-and-Relax Technik³³

Aufgrund der benötigten langen Rechenzeiten zur optimalen Lösung des Optimierungsproblems (vgl. Abschnitt 5.7) wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Ansatz zur Reduktion der Rechendauer konzeptioniert, der auf einer Zerlegung des Problems und iterativer Lösung der Teilprobleme basiert. In diesem Abschnitt wird die Vorgehensweise bei dieser Methode näher erläutert, zudem werden die Auswirkungen auf die Qualität gefundener Lösungen und auf die Rechenzeit quantifiziert.

Langfristig optimierende Energiesystemmodelle werden üblicherweise unter der Annahme der perfekten Voraussicht formuliert. Dabei ist zum Entscheidungszeitpunkt die zukünftige

³³ Dieser Abschnitt basiert auf dem Vortrag "Rolling Horizon Planning Methods in Long-Term Energy System Analysis MILP Models", der auf dem CORS/INFORMS International Meeting 2015 in Montréal präsentiert wurde (Mainzer et al. 2015).

Entwicklung sämtlicher relevanter Parameter, z. B. der Strom- und Brennstoffpreise, vollständig bekannt (vgl. z. B. Fishbone und Abilock 1981; Schrattenholzer 1981). Dies ermöglicht die Ermittlung eines globalen Optimums bezüglich dieser (erwarteten) zukünftigen Rahmenbedingungen. Da der Lösungsraum und damit die Komplexität solcher Optimierungsprobleme jedoch exponentiell mit der Anzahl der ganzzahligen Variablen wachsen können (vgl. Kapitel 2.5.2), hat der große Zeithorizont dieser Modelle meist auch lange Rechenzeiten zur Folge.

In der Vergangenheit wurden daher myopische Ansätze erprobt, bei denen das Optimierungsproblem iterativ gelöst wird (vgl. Krey 2006; Keppo und Strubegger 2010; Babrowski et al. 2014). Dabei wird beispielsweise in jedem Iterationsschritt der Einsatz und Ausbau von Kraftwerkskapazitäten für ein Jahr bestimmt und der resultierende Kraftwerksausbau an die jeweils folgende Iteration übergeben. Obwohl die Anzahl der Variablen dabei in Summe unverändert ist, kann mit dieser Methode die Rechenzeit gegenüber Modellen mit perfekter Voraussicht deutlich verkürzt werden, da durch die Zerlegung in Teilprobleme die exponentielle Komplexitätszunahme vermieden wird. Der Nachteil dieser Methode ist jedoch, dass die Optimierung in jedem Zeitschritt „blind“ gegenüber zukünftiger Entwicklungen ist. Daher können beispielsweise keine Erwartungen über zukünftige Preisentwicklungen auf den Brennstoffmärkten berücksichtigt werden. Zusätzlich ist es mit dieser Methode nicht möglich, Restriktionen über den gesamten Zeithorizont des Modells, wie z. B. Emissionsminderungsziele festzulegen, da das Modell in diesem Fall nicht entscheiden kann, wie die benötigten Maßnahmen optimal auf die verschiedenen Perioden verteilt werden sollten. Als Folge dieser Einschränkungen kann bei dieser Art von Modellen beobachtet werden, dass eine Tendenz zur Aufschiebung von Investitionen besteht, da in jeder Periode nur die jeweils aktuellen Bedürfnisse befriedigt werden müssen und keine langfristige strategische Planung erfolgt (Keppo und Strubegger 2010).

Um die Vorteile der Zerlegung des Optimierungsproblems in einfacher zu lösende Teilprobleme zu nutzen, ohne dabei jedoch die oben genannten Nachteile in Kauf nehmen zu müssen, wurde im Rahmen dieser Arbeit ein hybrider Ansatz implementiert. Dieser Ansatz wurde in der Literatur unter der Bezeichnung „Fix-and-Relax“ eingeführt und für die Produktionsplanung (Dillenberger et al. 1994), später auch bei der Budgetierung von Rüstungsausgaben (Aytekin 2002) und in der Projektplanung (Escudero und Salmeron 2005) angewandt. Dieser Abschnitt beschreibt eine erste Anwendung der Methode im Bereich der Energiesystemanalyse.

Bei diesem Ansatz wird das Optimierungsproblem in mehrere Iterationen IT zerlegt:

$$IT = \{0, 1, \dots, n\}. \quad (5.66)$$

Alle Variablen des Modells werden nun um den Index $i \in IT$ erweitert. Im Gegensatz zum myopischen Ansatz, bei dem in jeder Iteration nur ein Teil des Problems betrachtet wird, wird bei der hier beschriebenen Vorgehensweise in jeder Iteration das vollständige Problem mit perfekter Voraussicht gelöst. Um die Problemgröße in jeder Iteration dennoch zu reduzieren, werden jedoch diejenigen Binärvariablen³⁴, die sich auf spätere Modelljahre beziehen, relaxiert – es wird also explizit erlaubt, die Ganzzahligkeitsbedingung dieser Variablen zu verletzen. Gleichzeitig werden in den späteren Iterationen diejenigen Binärvariablen, für die bereits optimale Werte ermittelt wurden, auf diese Werte fixiert. Hierfür werden die Matrizen R und F definiert (5.67), die jeweils beschreiben, in welcher Iteration und für welches Modelljahr die Binärvariablen relaxiert, bzw. fixiert werden.

$$\begin{aligned}
 R_{i,y} &= \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & \dots & 1 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \end{pmatrix} \\
 F_{i,y} &= \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 1 & 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \end{pmatrix} \tag{5.67}
 \end{aligned}$$

$$\forall i \in IT, y \in MY$$

Unter Verwendung der Matrix R wird nun bestimmt, welche Binärvariablen in jeder Iteration relaxiert werden. Für diese Variablen ändert sich der zulässige Wertebereich von der Menge $\{0,1\}$ auf das Intervall $[0,1]$.

³⁴ Im vorliegenden Fall handelt es sich bei den ganzzahligen Variablen stets um Binärvariablen, der Ansatz ist jedoch für alle ganzzahligen Variablen anwendbar.

$$bni_{i,y,d,s,b,tc}^{bi} \in \{0,1\}$$

$$bni_{i,y,d,tc}^{ds} \in \{0,1\}$$

$$bti_{i,y,d,s,b,tc}^{bi} \in \{0,1\}$$

$$\forall d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC, (i, y) \in \{(i, y) | R_{i,y} = 0\}$$

(5.68)

$$bni_{i,y,d,s,b,tc}^{bi} \in [0,1]$$

$$bni_{i,y,d,tc}^{ds} \in [0,1]$$

$$bti_{i,y,d,s,b,tc}^{bi} \in [0,1]$$

$$\forall d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC, (i, y) \in \{(i, y) | R_{i,y} = 1\}$$

Die Matrix F bestimmt hingegen, welche Binärvariablen in jeder Iteration jeweils auf den Optimalwert aus der vorherigen Iteration fixiert werden.

$$bni_{i,y,d,s,b,tc}^{bi} = bni_{i-1,y,d,s,b,tc}^{bi*}$$

$$bni_{i,y,d,tc}^{ds} = bni_{i-1,y,d,tc}^{ds*}$$

$$bti_{i,y,d,s,b,tc}^{bi} = bti_{i-1,y,d,s,b,tc}^{bi*}$$

(5.69)

$$\forall d \in DS^{en}, s \in ST, b \in BI, tc \in TC, (i, y) \in \{(i, y) | F_{i,y} = 1\}$$

Im Falle des vorliegenden Optimierungsmodells lässt sich diese Relaxierung am Beispiel der Binärvariable bni , die neue Investitionen abbildet, veranschaulichen: eine Relaxierung dieser Variable bedeutet, dass diese z. B. den Wert 0,0001 annehmen könnte. Damit müsste für eine neue Investition, z. B. in die Gebäudedämmung, nur ein Bruchteil der eigentlich fixen Installationskosten für neue Investitionen in diese Technologie (z. B. für die Aufstellung eines Gerüsts) bezahlt werden (vgl. Gleichungen (5.12), (5.59) und (5.60)). Somit werden die Ausgaben für Investitionen in den späteren Modelljahren in dieser Iteration lediglich mit einer gewissen Unschärfe abgebildet. Im Gegensatz zur myopischen Optimierung werden sie aber dennoch berücksichtigt, weshalb diese Vorgehensweise langfristige Investitionsplanungen tendenziell besser abbilden kann.

Durch die teilweise Relaxierung ist das Optimierungsproblem in jeder einzelnen Iteration wesentlich einfacher zu lösen. In den folgenden Iterationen werden nun die Binärvariablen

in den ersten Modelljahren auf die bereits gefundenen Werte fixiert und die Ganzzahligkeitsbedingungen für die späteren Jahre wieder aktiviert. Auf diese Weise wird mit jeder Iteration der Zeitraum, für den die Ganzzahligkeitsbedingungen erfüllt werden müssen, verschoben. Dies wird so lange wiederholt, bis schließlich für alle ganzzahligen Variablen Werte gefunden und fixiert wurden (vgl. Abb. 52). An dieser Stelle sollte erwähnt werden, dass es sich bei dieser Vorgehensweise um eine Heuristik handelt, die Optimalität der so gefundenen Lösung kann also nicht garantiert werden. Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Versuche (s. u.) legen jedoch nahe, dass die Lösung dem globalen Optimum sehr nahe kommt. Falls es zwingend notwendig sein sollte, das globale Optimum zu bestimmen, besteht zudem die Möglichkeit, die mit dieser Heuristik gefundene Lösung als Startlösung für das ursprüngliche Optimierungsproblem zu verwenden.

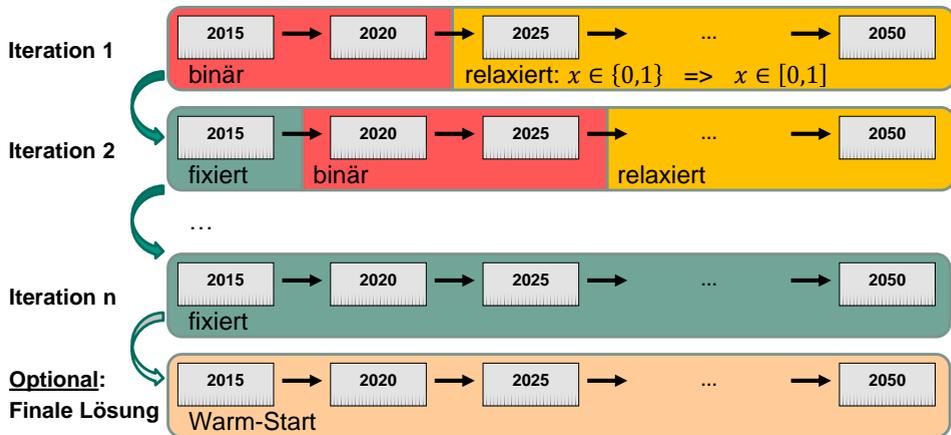


Abb. 52: Veranschaulichung der iterativen Vorgehensweise bei Anwendung der Fix-and-Relax Technik.
Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Mainzer et al. (2015).

Die Implementierung dieser Vorgehensweise erfolgt in GAMS. Dabei wird das *Prioritäts*-Attribut verwendet, welches genutzt werden kann, um dem Lösungsalgorithmus Hinweise zur Auswahl-Reihenfolge für das so genannte Branching (vgl. Kapitel 2.5.2) von Variablen zu geben³⁵. Eine Priorität von $+\infty$ erzwingt dabei die Relaxierung einer Variable. Durch das *Fx*-Attribut können Variablen zudem auf ihre aktuellen Werte fixiert werden. Zusätzlich hat es sich bei der Implementierung dieser Technik für das vorliegende Problem als vorteilhaft erwiesen, bei der ersten Iteration den Barrier-Algorithmus zur erstmaligen Lösung des relaxierten Problems einzusetzen und bei den folgenden Iterationen den dualen

³⁵ Weitere Hinweise zur Nutzung dieses Attributes: https://www.gams.com/latest/docs/UG_LanguageFeatures.html#UG_LanguageFeatures_SettingPrioritiesForBranching

Simplex-Algorithmus. Bei der finalen Lösung unter Verwendung der gefundenen Startlösung hat sich der primale Simplex-Algorithmus bewährt.

Die hier beschriebene Vorgehensweise wurde anhand einer Fallstudie in der Region Landau (Pfalz) erprobt (vgl. Mainzer et al. 2015). Die Fallstudie umfasst 9 Stadtteile, 54 Gebäudetypen und 72 Zeitscheiben. Dabei wurde die optimale Entwicklung des Energiesystems von 2015 bis 2050 in drei verschiedenen Szenarien mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen berechnet. Im ersten Szenario wurden alle Parameter mit den Standardwerten des Modells belegt, d. h. insb. Energieträgerpreise wie in Tabelle 39 und Tabelle 40 im Anhang angegeben, wobei für die zukünftige Entwicklung der Preise eine Steigerungsrate von 2% p. a. angenommen wurde. In den weiteren Szenarien wurden disruptive Preissteigerungen um zusätzliche 50% der Gas-, bzw. Strompreise im Jahr 2035 angenommen („Preis-Schock“). In allen drei Szenarien wurde als Zielfunktion die Minimierung der diskontierten Systemausgaben vorgegeben und das Problem wurde jeweils einmal nicht-iterativ unter der Annahme perfekter Voraussicht, und einmal iterativ unter Verwendung der Fix-and-Relax Methode gelöst.

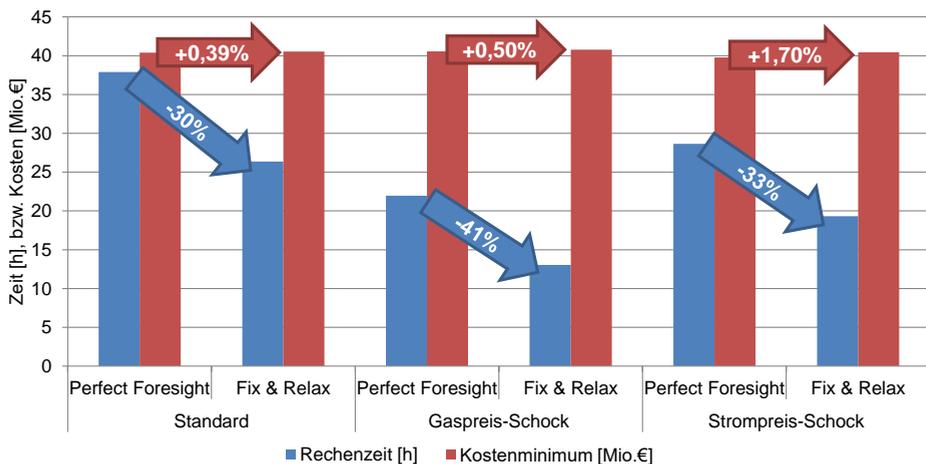


Abb. 53: Rechenzeit (blau) und gefundene Kostenminima (rot) in drei verschiedenen Szenarien unter Anwendung von perfekter Voraussicht, sowie der Fix & Relax Methode.

Die Auswertung der Ergebnisse (Abb. 53) zeigt, dass in allen drei Szenarien die Fix-and-Relax Methode erwartungsgemäß einen qualitativ schlechteren Zielfunktionswert, d. h. höhere Gesamtsystemausgaben, ausweist. Die Differenz der Ergebnisse liegt jedoch in allen Fällen unterhalb von 2% des Gesamtergebnisses. Auf der anderen Seite zeigt sich jedoch

auch, dass in allen Fällen wesentliche Verbesserungen, d. h. Reduzierungen bei der Rechenzeit in der Größenordnung von 30% bis 40% erzielt werden können. Es zeigt sich zudem, dass die Unterschiede sowohl bezüglich der Ergebnisqualität, als auch bezüglich der Rechendauer etwas größer sind, wenn disruptive Veränderungen erfolgen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Fix-and-Relax Methode durchaus dazu geeignet erscheint, die benötigte Rechenzeit zur Lösung von Langfrist-Optimierungsmodellen in energiewirtschaftlichen Fragestellungen zu reduzieren. Insbesondere in Fällen, in denen die Optimalität der gefundenen Lösung nicht garantiert werden muss, können diese Modelle deutlich schneller gelöst werden. Für eine abschließende Bewertung der Methode sollten in zukünftigen Arbeiten jedoch ausführlichere Tests in verschiedenen Szenarien und ggfs. auch mit unterschiedlichen Modellen und Fragestellungen durchgeführt werden. Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der Optimalität gefundener Lösungen, wird für die Berechnung der Ergebnisse in Kapitel 6 daher der übliche Ansatz mit perfekter Voraussicht verwendet.

5.7 Implementierung des RE³ASON-Modells

Dieser Abschnitt beschreibt die Implementierung des RE³ASON-Modells. Da es sich um ein aus mehreren Teilmodellen aufgebautes, integriertes Gesamtmodell handelt, beziehen sich die folgenden Darstellungen auf sämtliche der in den Kapiteln 3, 4 und 5 beschriebenen Methoden.

Um den verschiedenen Anforderungen an die einzelnen Komponenten des Modells gerecht zu werden, wurden verschiedene Programmier- und Modellierungssprachen, Datenquellen und Dateistrukturen verwendet. Abb. 54 stellt die entwickelten Software-Komponenten sowie die Datenflüsse innerhalb des RE³ASON-Modells grafisch dar.

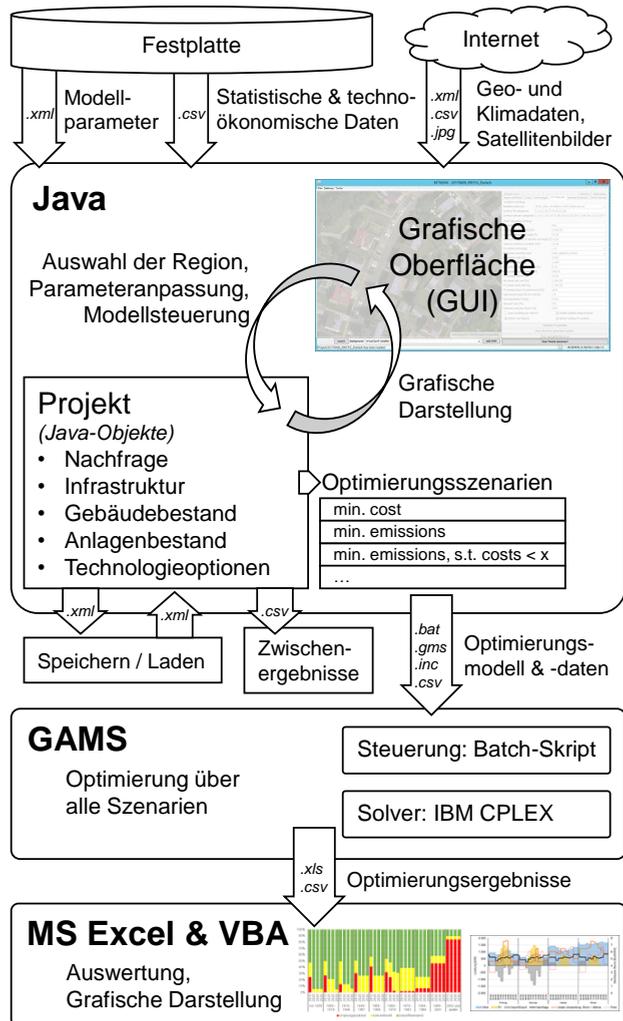


Abb. 54: Schematische Übersicht der entwickelten Software-Komponenten sowie der Datenflüsse innerhalb des RE³ASON-Modells.

Die in den Kapiteln 3 und 4 beschriebenen Methoden zur Bestimmung der Nachfrage, der Infrastruktur, des Gebäude- und Anlagenbestands, sowie der Potenziale für erneuerbare Energien einer Gemeinde sind vollständig automatisiert und in der Programmiersprache Java implementiert. Zur Entwicklung wurde die integrierte Entwicklungsumgebung Eclipse in Version 4.5.2 und das Java Development Kit in Version 8 verwendet. Während der Entwicklung wurde der Quellcode unter Verwendung der Versionsverwaltungsoftware Subversion (SVN) versioniert und die Entwicklung regelmäßig dokumentiert. Auf

eine umfassende Dokumentation der Struktur sämtlicher implementierten Klassen und Methoden des Java-Programms wird aufgrund des Umfangs an dieser Stelle verzichtet, Tabelle 26 listet jedoch einige Kennzahlen der Implementierung des Modells auf.

Tabelle 26: Kennzahlen zur Implementierung des RE³ASON-Modells in Java.

Kennzahl	
Anzahl der Code-Zeilen (ohne Leer- und Kommentarzeilen)	38.138
Anzahl der Klassen	126
Anzahl der Methoden	915

Durch die Verwendung von Java und nicht-proprietären Dateiformaten kann das Modell sowohl auf Windows-, als auch auf Linux-basierten Betriebssystemen ausgeführt werden.

Einige der Berechnungen des RE³ASON-Modells basieren auf stochastisch verteilten Zufallsvariablen. Diese werden innerhalb der Programmiersprache Java von einem Pseudozufallszahlengenerator erzeugt³⁶, der mit einem Startwert, engl. „Seed“, initialisiert wird. Damit die Ergebnisse des Modells reproduzierbar sind, wird im RE³ASON-Modell üblicherweise immer der gleiche Seed verwendet. Dies bedeutet gleichzeitig, dass immer die gleiche Sequenz an Zufallszahlen ausgegeben wird und somit, dass bei gleichen Input-Daten die gleichen Ergebnisse berechnet werden. Um die Sensitivität einzelner Ergebnisse in Bezug auf die verwendeten Zufallszahlen zu überprüfen, kann der Seed jedoch verändert werden, was im Rahmen der Sensitivitätsanalyse (vgl. Kapitel 6.4) genutzt wurde.

Bei der Implementierung des Java-Programms wurden diverse Programmbibliotheken verwendet, die in Tabelle 27 aufgelistet sind.

Tabelle 27: Übersicht über verwendete Programmbibliotheken bei der Implementierung des RE³ASON-Modells.

Programmbibliothek	Verwendungszweck
JXMapViewer2 ³⁷	Darstellung von Hintergrundkarten
Coordinate Transformation Suite ³⁸	Umwandlung von Koordinaten zwischen verschiedenen Koordinatensystemen / Projektionen
XStream ³⁹	Speichern und Laden von Projekten durch (De-)Serialisierung von Java-Objekten

³⁶ Vgl.: <https://docs.oracle.com/javase/7/docs/api/java/util/Random.html>

³⁷ <https://github.com/msteiger/jxmapviewer2>

³⁸ <https://github.com/orbisgis/cts/wiki>

³⁹ <http://x-stream.github.io/>

OpenCV ⁴⁰	Diverse Bildverarbeitungsalgorithmen, genutzt für die Erkennung von Teildachflächen auf Gebäudedächern
Deeplearning4j ⁴¹	Implementierung des neuronalen Netzes für die Detektion von bestehenden PV-Anlagen auf Satellitenbildern
Power Voronoi Diagram ⁴²	Gewichtete Voronoi Zerlegung für die Regionalisierung des Untersuchungsgebietes
Log4j ⁴³	Ausgabe und Speicherung von Anwendungsmeldungen
Joda-Time ⁴⁴	Erweiterung der Möglichkeiten von Java zur Abbildung von Zeiträumen
Apache Commons ⁴⁵	Diverse Algorithmen, u. a. zur Berechnung von statistischen Kennwerten

Das Modell verwendet Daten aus unterschiedlichen Quellen. Feste Modellparameter und Standardeinstellungen, sowie statistische Daten (z. B. Einwohnerzahlen von Gemeinden) und Technologiedaten (z. B. Kosten- und Effizienzparameter der verwendeten Technologien) werden zur Laufzeit von der Festplatte eingelesen. Daten, die aufgrund ihres Umfangs nicht für beliebige Gemeinden auf der Festplatte bereitgestellt werden können und die zudem stets aktuell sein sollten, werden bei Bedarf dynamisch aus dem Internet bezogen. Für den Zugriff auf Geodaten von OpenStreetMap wird dabei die Programmierschnittstelle „Overpass“ (Raifer 2017b) genutzt, die den Bezug beliebiger Vektordaten im XML-Format durch die Verwendung einer speziellen Abfragesprache („Overpass Query Language“) erlaubt. Weitere Dienste, deren automatisierte Verwendung im Rahmen dieser Arbeit implementiert wurden, sind u. a. „Nominatim“ für die Suche nach Orten durch Eingabe beliebiger Namen⁴⁶, die Fernerkundungsdaten SRTM/SIR-C der NASA für den Bezug topographischer Daten⁴⁷ und der Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS)⁴⁸ für den Bezug von Globalstrahlungsdaten. Satellitenbilder werden über den Online-Kartendienst Bing Maps bezogen (Microsoft 2017). Zur Beschleunigung von wiederkehrenden Analysen ist zudem ein Zwischenspeicher („Cache“) implementiert, der aus dem Internet bezogene Dateien bis zu einer Größe von 75 MB für bis zu 30 Tage auf der lokalen Festplatte des Benutzers zwischenspeichert.

Innerhalb des Java-Modells wird ein Projekt über Java-Objekte repräsentiert, die u. a. die berechnete Nachfrage, Infrastruktur, den Gebäude- und Anlagenbestand, sowie die Potenziale für erneuerbare Energien abbilden. Ein begonnenes Projekt kann jederzeit als .xml-

⁴⁰ <http://opencv.org/>

⁴¹ <https://deeplearning4j.org/>

⁴² <https://github.com/ArlindNocaj/power-voronoi-diagram>

⁴³ <http://logging.apache.org/>

⁴⁴ <http://www.joda.org/joda-time/>

⁴⁵ <http://commons.apache.org/>

⁴⁶ <http://nominatim.openstreetmap.org>

⁴⁷ NASA 2015, https://dds.cr.usgs.gov/srtm/version2_1/SRTM3

⁴⁸ European Commission 2017, <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-radiation-service>

Datei gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder geladen und weiterbearbeitet werden. Verschiedene Zwischenergebnisse der Berechnungen, wie z. B. die Strom- und Wärmenachfrage auf verschiedenen räumlichen und zeitlichen Aggregationsebenen, die technischen und ökonomischen Parameter potenzieller PV-, Bioenergie- und Windkraftanlagen, sowie die Stromerzeugungsprofile werden in Form von .csv-Dateien exportiert. Auf diese Weise können die Daten auch eigenständig für weitere Analysen, z. B. mittels Microsoft Excel, verwendet werden.

Das Modell kann über eine eigens entwickelte grafische Benutzeroberfläche (engl. graphical user interface, GUI) bedient werden, die die Anpassung sämtlicher Annahmen und Parameter zu den in den Kapiteln 3, 4 und 5 beschriebenen Methoden erlaubt und zudem der Visualisierung der Ergebnisse dient. Ein Großteil der in den Kapiteln 3 und 4 dargestellten Abbildungen wurden mit Hilfe dieser grafischen Oberfläche erstellt. Über die grafische Oberfläche können auch die Szenarien bzw. Alternativen definiert werden, die im Optimierungsmodell (Kapitel 5) untersucht werden sollen. Zur Nutzung der Daten im Optimierungsmodell werden diese in geeigneter Weise aggregiert (z. B. von viertelstündlichen Erzeugungsprofilen auf die gröbere Zeitscheibenstruktur des Optimierungsmodells) und in Form von .inc- und .csv-Dateien exportiert, welche wiederum im Optimierungsmodell eingelesen werden können. Das Optimierungsmodell kann dann direkt über die grafische Oberfläche gestartet werden. Alternativ kann das Optimierungsmodell nach Übertragung der vorbereiteten Daten, z. B. auf einen Hochleistungsrechner, dort auch eigenständig ausgeführt werden.

Die Steuerung des Optimierungsmodells und Iteration über die einzelnen Szenarien erfolgt über ein Batch-Skript (.bat, bzw. .sh für Linux-Systeme). Die Implementierung des Optimierungsmodells erfolgt in der Modellierungssprache General Algebraic Modeling System (GAMS). Das Optimierungsmodell verfügt, je nach Konfiguration (insb. zeitliche und räumliche Auflösung, Anzahl abgebildeter Gebäude und Technologien), über ca. 350.000 Gleichungen sowie ca. 300.000 Variablen, wovon ca. 7.000 Variablen ganzzahlig (binär) sind. Die Matrix der Problem Instanz enthält üblicherweise ca. 1 Mio. Elemente ungleich Null.

Für die Ausführung des Optimierungsmodells wurde GAMS in der Version 24.6.1 in Verbindung mit dem IBM CPLEX Solver in Version 12.6.3.0 genutzt. Die Rechenzeiten variieren erheblich in Abhängigkeit von der gewählten Zielfunktion, der Anzahl an Stadtteilen und Gebäudetypen, sowie der gewählten zeitlichen Struktur. Bei den im Rahmen dieser Arbeit beschriebenen Optimierungsproblemen lag die übliche Rechenzeit in einem Bereich von ca. 5 bis 90 Stunden je Szenario. Da redundante Variablen durch das Presolving von CPLEX eliminiert werden, kann die Rechenzeit auch wesentlich beeinflusst werden, indem

die Parameter des Modells verändert werden. So können beispielweise die Installationskosten für Heiztechnologien auf 0 reduziert, und dafür die (kapazitätsabhängigen) Investitionen erhöht werden.

Die Ergebnisse des Optimierungsmodells (d. h. die gefundenen Optimalwerte aller Variablen in den jeweiligen Szenarien) werden in Form von .xls und .csv Dateien exportiert. Für die Auswertung und grafische Darstellung der Ergebnisse kommt Microsoft Excel, sowie einige Routinen der Skriptsprache Visual Basic for Applications (VBA) zum Einsatz.

6 Anwendung des RE³ASON-Modells und Auswertung der Ergebnisse

Dieses Kapitel beschreibt die Anwendung des zuvor beschriebenen RE³ASON-Modells im Rahmen verschiedener Fallstudien. Das primäre Ziel der Modellanwendung soll dabei nicht sein, energiepolitische Erkenntnisse für nationale oder internationale Energiesysteme abzuleiten. Die Fallstudien erheben auch nicht den Anspruch, repräsentative und übertragbare Aussagen für Städte oder Gemeinden zu generieren. Vielmehr soll das Modell selbst, und weniger die damit generierten Aussagen, auf andere Städte übertragbar sein. Der vorliegende Abschnitt soll also demonstrieren, wie die Anwendung des Modells erfolgen kann und welche Art von Erkenntnissen unter Berücksichtigung der lokalen spezifischen Gegebenheiten der jeweils betrachteten Gemeinde aus solch einer Anwendung generiert werden können.

Um die Übertragbarkeit der entwickelten Ansätze zur Ermittlung der Energienachfrage und der Potenziale für erneuerbare Energien zu demonstrieren, wird das Modell zunächst auf eine heterogene Auswahl von Gemeinden in Deutschland angewandt (Abschnitt 6.1). Anschließend wird eine ausführlichere Fallstudie für die Gemeinde Ebhausen präsentiert (Abschnitt 6.2). Hierbei findet zudem eine Optimierung des städtischen Energiesystems statt, um mögliche Alternativen für die zukünftige Gestaltung des Energiesystems aufzuzeigen. In Abschnitt 6.3 werden Teilergebnisse aus der Modellanwendung unter Verwendung von vergleichbaren Daten validiert. In Abschnitt 6.4 erfolgt eine Bewertung des Einflusses verschiedener Parameter und Annahmen auf einzelne Modellergebnisse im Rahmen von Sensitivitätsanalysen.

6.1 Analyse von Energieangebot und -nachfrage für eine heterogene Gemeindeauswahl

Gegenstand dieses Abschnittes ist die Anwendung des RE³ASON-Modells auf eine Auswahl von Gemeinden, die sich bezüglich ihrer, für das Energiesystem relevanten, Kenndaten unterscheiden. Damit soll gezeigt werden, dass das Modell grundsätzlich übertragbar ist, dass die lokalen Gegebenheiten in verschiedenen Gemeinden sehr unterschiedlich sein können, und dass das Modell in der Lage ist, diese spezifischen Bedingungen einer Ge-

meinde bei der Berechnung der Ergebnisse korrekt zu berücksichtigen. Gleichzeitig können durch diese Analyse allgemeingültige Zusammenhänge zwischen diesen Kenndaten und den Ergebnissen aufgezeigt werden.

6.1.1 Beschreibung der Gemeindeauswahl

Um diese Aussagen zu ermöglichen, wurde eine Auswahl von 7 Gemeinden getroffen. Diese verfügen über eine möglichst heterogene Ausgangslage bezüglich der geographischen Lage, der Größe (Bevölkerungszahl und Fläche), der klimatischen Bedingungen (Jahressumme der Globalstrahlung, durchschnittliche Windgeschwindigkeit und Temperatur), sowie des Gebäudebestandes (durchschnittliches Alter und Gebäudearten). Diese Auswahl erhebt jedoch nicht den Anspruch, die Gesamtheit der Gemeinden in Deutschland repräsentativ widerzuspiegeln – hierfür wäre eine deutlich größere Anzahl betrachteter Gemeinden oder eine Typisierung sämtlicher Gemeinden, z. B. in Form von Clusteranalysen erforderlich. Wie Wall (2016) zeigt, müssten die hierbei verwendeten Indikatoren mit Sorgfalt ausgewählt werden, um energetisch vergleichbare Städte zu gruppieren, was jedoch nicht Gegenstand dieser Arbeit sein soll. Tabelle 28 zeigt eine Übersicht mit den charakteristischen Merkmalen der analysierten Gemeinden und Abb. 55 stellt deren geographische Lage, Fläche und Bevölkerungszahl grafisch dar.

Tabelle 28: Vergleich der analysierten Gemeinden.

Gemeinde	Bevölkerung ⁴⁹	Fläche ⁵⁰	Globalstrahlung ⁵¹	Windgeschwindigkeit ⁵²	Temperatur ⁵³	Gebäudealter ⁵⁴	Freistehende Gebäude ⁵⁵
Schneizlreuth	1.316	107	1.100	1,87	6,75	49	94%
St. Blasien	4.016	54	1.110	2,46	8,48	61	87%
Dummerstorf	7.316	120	1.010	5,10	9,34	43	85%
Bad Gandersheim	10.141	90	965	4,13	9,15	65	85%
Oldenburg	163.830	103	963	4,61	9,49	47	82%
Freiburg	226.393	153	1.110	2,41	8,73	53	54%
Karlsruhe	307.755	173	1.070	3,46	10,11	56	53%

⁴⁹ Bevölkerungsstand am 31.12.2015 auf Basis des Zensus 2011. Quelle: Destatis (2017a).

⁵⁰ Fläche der Gemeinde [km²]. Quelle: Destatis (2017a).

⁵¹ Jahressumme der Globalstrahlung auf einer horizontalen Fläche [kWh/m²]. Quelle: Classic PVGIS Database: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>, vgl. Huld (2017).

⁵² Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s] in 10m Höhe im Jahr 2016. Quelle: Gelaro et al. (2017).

⁵³ Mittlere Jahrestemperatur [°C] im Jahr 2016. Quelle: Gelaro et al. (2017).

⁵⁴ Mittleres Alter der Wohngebäude [a]. Quelle: Destatis (2014).

⁵⁵ Anteil freistehender Gebäude (Kategorien „freistehendes Haus“ und „Doppelhaushälfte“). Quelle: Destatis (2014).

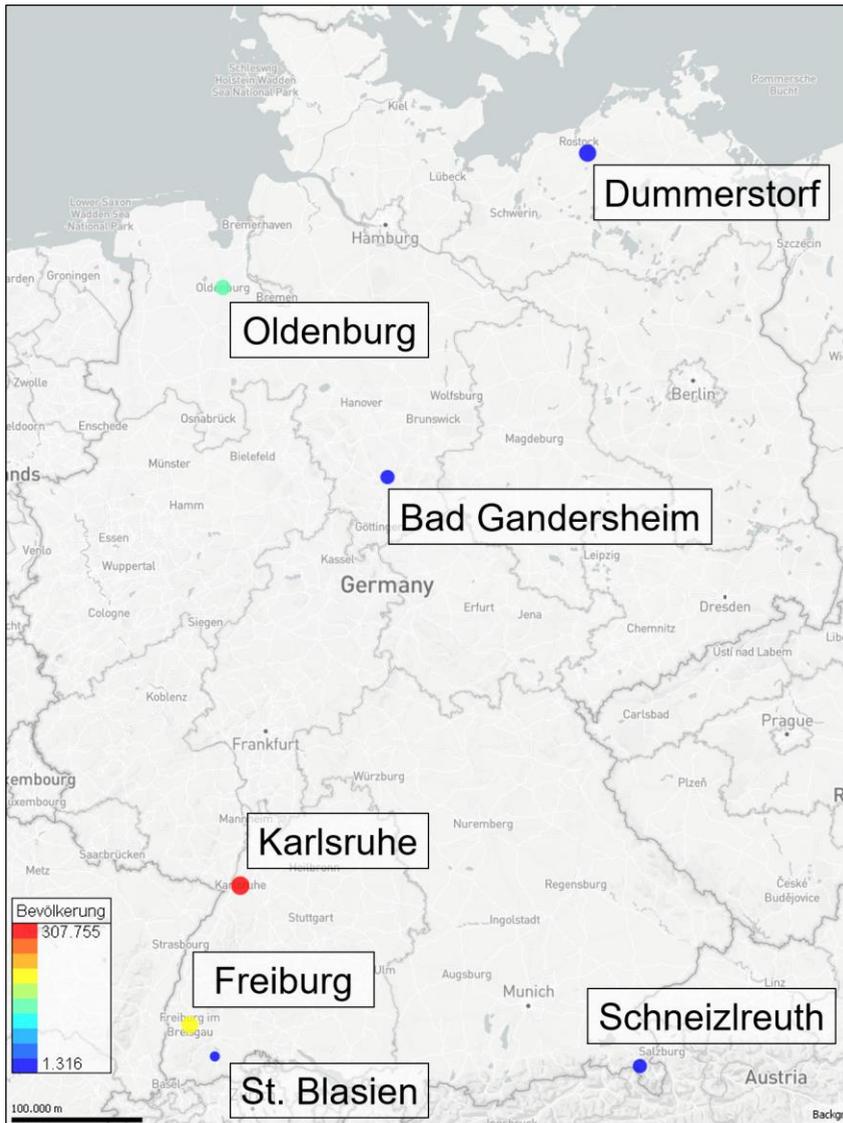


Abb. 55: Geographische Lage der betrachteten Gemeinden. Die Größe der Kreismarkierungen entspricht den jeweiligen Gemeindeflächen, die Farbe visualisiert die Bevölkerungszahlen. Quelle: Eigene Darstellung mit Kartendaten von OSM (2018) und Mapbox (2018).

6.1.2 Anwendung des RE³ASON-Modells zur Analyse der Energiesysteme der Gemeinden

Für jede dieser Gemeinden wurde unter Verwendung des RE³ASON-Modells eine Analyse der Energienachfrage, sowie der Potenziale für erneuerbare Energien durchgeführt. Tabelle 29 zeigt die dabei jeweils benötigten Rechenzeiten für die verschiedenen Teilschritte der Analyse. Zur Berechnung der Ergebnisse wurde ein PC mit Intel Xeon CPU E5-1650 (6 Kerne, 12 logische Prozessoren, 3,2Ghz Taktfrequenz) und 160 GB RAM eingesetzt. Hierbei sollte berücksichtigt werden, dass der verwendete PC nicht exklusiv genutzt werden konnte und zeitweise mehr oder weniger stark ausgelastet war. Die Rechenzeiten sollten daher mehr als Größenordnung, denn als verlässlich reproduzierbare Angabe verstanden werden.

Tabelle 29: Rechenzeiten und Arbeitsspeicherbedarf für die einzelnen Schritte der Analyse der städtischen Energiesysteme und Vorbereitung der Daten für das Optimierungsmodell.

Gemeinde	Rechenzeit [Min.]								max. Arbeitsspeicherbedarf [GB]
	Datenbezug	Bestimmung der Nachfragestruktur	Erzeugung von Stromlastprofilen	Bestimmung Windpotenzial	Bestimmung Biomassepotenzial	Bestimmung PV-Potenzial	Datenaggregation & -speicherung	Summe	
Schneizlreuth	0,5	0,1	1,2	1,4	0,1	7,9	8,9	20	55
St. Blasien	0,8	0,3	2,4	11,3	0,3	18,7	17,8	52	11
Dummerstorf	0,5	0,1	1,4	2,5	0,3	45,4	7,7	58	56
Bad Gandersheim	0,7	0,3	2,7	1,2	0,4	39,0	17,9	62	9
Oldenburg	0,9	0,6	1,2	2,2	1,3	420,9	41,3	468	83
Freiburg ⁵⁶	1,2	0,5	1,3	22,9	1,4	208,8	32,6	269	69
Karlsruhe	1,5	0,7	1,6	15,9	2,1	355,9	46,3	424	113

Die benötigten Rechenzeiten zur Bestimmung sämtlicher Daten für das Optimierungsmodell liegen zwischen 20 Minuten und ca. 8 Stunden, wobei die Analyse der PV-Potenziale aufgrund des hohen Detaillierungsgrades die größten Ansprüche sowohl an die Prozessorleistung als auch an den Arbeitsspeicherbedarf stellt. Die hierfür benötigte Rechendauer skaliert annähernd linear mit der Anzahl an betrachteten Gebäuden, was die großen Unter-

⁵⁶ Die geringeren Rechenzeiten für die Bestimmung der PV-Potenziale in Freiburg im Vergleich zu früheren Veröffentlichungen (Mainzer et al. 2017) sind auf zwischenzeitlich durchgeführte Verbesserungen bei der Implementierung zurückzuführen. Insbesondere die Implementierung eines Caching-Mechanismus zur Zwischenspeicherung der Parameter für die häufig verwendeten Transformationen zwischen verschiedenen Koordinatensystemen führte zu einem signifikanten Geschwindigkeitszuwachs.

schiede der Rechenzeiten für Gemeinden unterschiedlicher Größen erklärt. Die Rechen-dauer bei der Analyse der Wind-Potenziale wird hauptsächlich von der Anzahl und Kom-plexität einzelner Flächen (basierend auf der Landnutzung) und Wege (Straßen, Stromlei-tungen, etc.) bestimmt, da insbesondere die Berechnung von geographischen Pufferzonen bei komplexen Flächen viel Zeit in Anspruch nehmen kann. Ähnlich verhält es sich bei der Analyse der Biomasse-Potenziale, wobei hier weniger komplexe Abstandsrestriktionen be-rücksichtigt werden müssen und die Analyse entsprechend schneller durchgeführt werden kann. Der Bezug und die Vorbereitung der Daten, sowie die Ausführung der Methoden zur Bestimmung der Nachfragestruktur nimmt in allen Fällen nur vergleichsweise wenig Zeit in Anspruch und ist zudem nur in geringem Maße von der Größe der betrachteten Ge-meinde abhängig.

Die Übersicht zeigt, dass für die Analyse beliebiger deutscher Gemeinden nur ein ver-gleichsweise geringer Zeitaufwand erforderlich ist. Durch den hohen Grad an Automati-sierung sämtlicher implementierter Methoden kann die Analyse bei Verwendung der Stan-dardeinstellungen für alle Berechnungen zudem ohne manuellen Arbeitsaufwand erfolgen. Die Vorgehensweise ist damit gut dafür geeignet, das in Kapitel 1.2 formulierte Ziel der Übertragbarkeit zu gewährleisten. Außerdem wären die entwickelten Methoden damit auch prinzipiell dafür geeignet, Analysen größerer Gebiete (z. B. auf Landes- oder Bundes-ebene) durchzuführen. Auf solche Analysen wurde bisher aufgrund der erforderlichen Re-chenkapazitäten jedoch verzichtet.

6.1.3 Auswertung der Nachfragestruktur und der Potenziale für erneuerbare Energien

Tabelle 30 zeigt eine Übersicht der wesentlichen Ergebnisse aus der Analyse der Nachfra-gestruktur, sowie der Potenziale für erneuerbare Energien für die betrachteten Gemeinden. Eine systematische Bewertung der Energieinfrastruktur erfolgt nicht, da die Ergebnisse da-raus nur schwer quantifizierbar sind. Die Potenziale zur Stromerzeugung aus PV und Wind sowie die Potenziale zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse sind als kumulativ zu verstehen. Die Potenziale zur Biomethanerzeugung stellen aufgrund der Flächenkonkur-renz um Ackerland für Biogasanlagen hingegen eine Option dar, die einen Teil der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse ersetzen könnte.

Tabelle 30: Übersicht der wesentlichen Ergebnisse aus der Analyse des Endenergiebedarfs und der Potenziale für erneuerbare Energien (alle Angaben in [GWh/a]).

Gemeinde	Endenergie-Nachfrage ⁵⁷	Strom-Nachfrage ⁵⁸	WG: Wärme-Nachfrage ⁵⁹	PV-Potenzial ⁶⁰	Wind-Potenzial ⁶¹	Biomasse-potenzial ⁶²		
						S	W	Bm
Schneizreuth	270	62	19	9	391	6	16	(0)
St. Blasien	201	44	29	19	304	5	13	(0)
Dummerstorf	424	93	55	50	484	78	129	(145)
Bad Gandersheim	411	88	68	51	588	58	98	(103)
Oldenburg	3.370	668	953	574	176	24	38	(21)
Freiburg	4.482	926	1.318	537	191	41	71	(29)
Karlsruhe	8.240	1.894	1.790	841	251	59	98	(56)

Naturgemäß zeigen sich insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Größen der betrachteten Gemeinden deutliche Unterschiede der absoluten Energiebedarfe sowie der Potenziale für erneuerbare Energien. In den kleineren Gemeinden (Schneizreuth, St. Blasien, Dummerstorf und Bad Gandersheim) legt ein Vergleich von Energienachfrage und -angebot nahe, dass eine vollständige Versorgung der Nachfrage auf Basis erneuerbarer Energien (bilanziell betrachtet) grundsätzlich möglich ist. Zudem fällt auf, dass in diesen kleineren Gemeinden ein verhältnismäßig großes Windpotenzial besteht, während in den größeren Gemeinden (Oldenburg, Freiburg und Karlsruhe) das PV-Potenzial dominiert. Dies ist auf die geringere Besiedlungsdichte in den kleineren Gemeinden zurückzuführen, die größere nutzbare Flächen für die Nutzung der Windkraft ermöglicht. In Gebieten mit höherer Bevölkerungsdichte stehen hingegen deutlich mehr nutzbare Dachflächen für die Stromerzeugung aus PV zur Verfügung. Da der Energiebedarf auch stark von der Bevölkerungszahl abhängt, sind dort die Potenziale meist jedoch dennoch nicht groß genug, um eine autarke Energieversorgung zu ermöglichen. In Oldenburg wäre zumindest die bilanzielle Deckung des jährlichen Strombedarfes durch erneuerbare Energien jedoch möglich.

⁵⁷ Endenergiebedarf aller Sektoren, vgl. Kapitel 3.4.

⁵⁸ Strombedarf aller Sektoren, vgl. Kapitel 3.4.

⁵⁹ Raumwärmebedarf der Wohngebäude, vgl. Kapitel 3.3.1.

⁶⁰ Potenziale für die Stromerzeugung aus PV, vgl. Kapitel 4.1.

⁶¹ Potenziale für die Stromerzeugung aus Windkraft, vgl. Kapitel 4.2.

⁶² Potenziale für die Strom-, Wärme- und Biomethanherzeugung aus Biomasse, vgl. Kapitel 4.3.

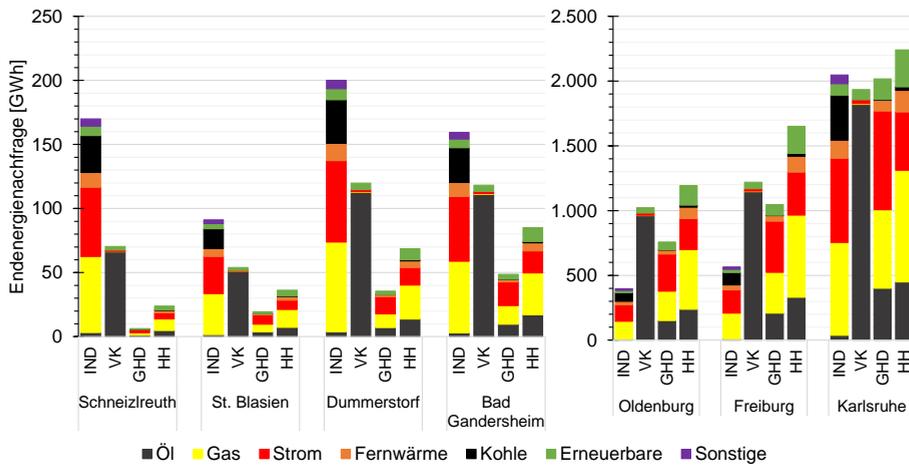


Abb. 56: Endenergienachfrage nach Sektoren und Energieträgern. Aufgrund der großen absoluten Unterschiede zwischen den Gemeinden werden zwei unterschiedliche Skalen für die y-Achse verwendet.

Eine detailliertere Betrachtung der Endenergienachfrage, gegliedert nach Sektoren und Energieträgern (Abb. 56) zeigt strukturelle Unterschiede der Gemeinden auf: So hat Karlsruhe bspw. eine relativ große Energienachfrage im Industriesektor im Vergleich zu Freiburg und Oldenburg. Zudem zeigt sich, dass im Verkehrssektor Endenergie v. a. in Form von Öl (der Begriff umfasst in diesem Fall auch Kraftstoffe) nachgefragt wird, während im Industriesektor vorwiegend Gas und Strom, und in den Sektoren GHD und Haushalte zusätzlich Öl (in diesem Fall vorwiegend in Form von Heizöl) eingesetzt werden. Der Sektor der Haushalte bzw. Wohngebäude ist im Rahmen dieser Arbeit von besonderem Interesse. Abb. 57 zeigt die Wärmenachfrage der Wohngebäude, aufgeschlüsselt nach Gebäudetypen und Baualterklassen.

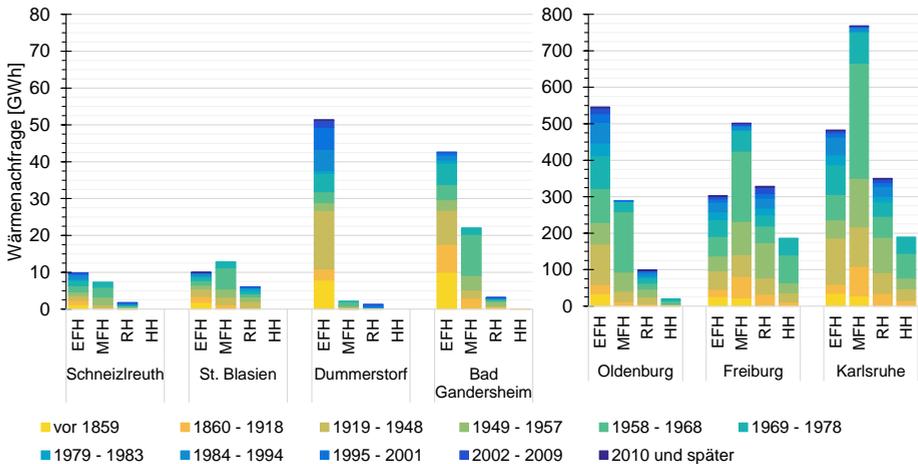


Abb. 57: Wärmenachfrage der Wohngebäude nach Gebäudetyp und Baualtersklasse.

Hier wird insbesondere die unterschiedliche Struktur des Gebäudebestandes der betrachteten Gemeinden ersichtlich. In kleineren und ländlichen Gemeinden bestimmt meist der Wärmebedarf in Einfamilienhäusern die Nachfrage, während in städtischen Gebieten Mehrfamilien-, Reihen- und Hochhäuser von größerer Bedeutung sind. Oldenburg hat unter den größeren Gemeinden den größten Anteil an (freistehenden) Einfamilienhäusern, welche die dortige Wärmenachfrage dominieren. Neben dem lokalen Klima und insbesondere den Durchschnittstemperaturen spielt auch das Alter des Gebäudebestandes eine Rolle: in Karlsruhe gibt es bspw. viele Gebäude aus den Jahren 1958 – 1968, die über eine vergleichsweise schlechte Wärmedämmung verfügen und dementsprechend einen großen Teil des Energiebedarfs im Wohngebäudesektor verursachen. Das vergleichsweise hohe durchschnittliche Gebäudealter in Bad Gandersheim ist ein wesentlicher Treiber des Wärmebedarfs der dortigen Einfamilienhäuser.

Im Folgenden sollen die ermittelten Potenziale für erneuerbare Energien detaillierter untersucht werden. Da die Potenziale für die Stromerzeugung aus Photovoltaik stark von der Anzahl an Gebäuden in einer Gemeinde abhängen, ist ein absoluter Vergleich zur Charakterisierung der Potenziale irreführend. Abb. 58 zeigt daher eine vergleichende Darstellung der Kosten-Potenzialkurven, wobei die Stromerzeugungspotenziale auf die Einwohnerzahl der jeweiligen Gemeinde normiert sind.

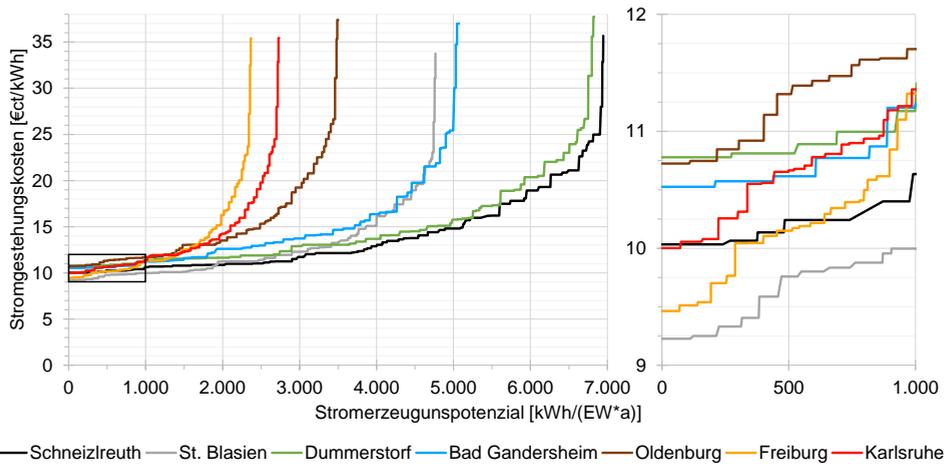


Abb. 58: Kosten-Potenzialkurven für die Stromerzeugung aus PV.

Dabei zeigt sich erwartungsgemäß zunächst eine Korrelation der erzielbaren Stromgestehungskosten mit der jährlichen Globalstrahlung: St. Blasien und Freiburg erreichen als diejenigen Gemeinden mit der größten jährlichen Globalstrahlung auch die günstigsten Stromgestehungskosten von unter 9,5 €ct/kWh, in Oldenburg und Dummerstorf im Norden Deutschlands liegen die Gestehungskosten etwa 1,25 €ct/kWh höher. Deutlich größere Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten haben jedoch unterschiedliche Ausrichtungen der Anlagen, so dass bspw. die Kosten für stark geneigte, nach Norden ausgerichtete Anlagen bis über 37 €ct/kWh reichen. Die maximale Höhe des jährlichen Stromerzeugungspotenzials korreliert ebenfalls mit der Globalstrahlung, stärker jedoch mit der verfügbaren Dachfläche. Das normierte Potenzial pro Einwohner und Jahr korreliert damit besonders stark mit dem Anteil freistehender Gebäude. So ist bspw. das maximale Stromerzeugungspotenzial pro Einwohner und Jahr in Freiburg und Karlsruhe mit 2,3 bzw. 2,7 MWh pro Einwohner und Jahr recht gering, während z. B. in der Gemeinde Schneizlreuth bis zu 7 MWh pro Einwohner und Jahr erzeugt werden könnten. Grund hierfür ist die wesentlich größere Dachfläche, die in Gemeinden mit einem großen Anteil freistehender Gebäude je Einwohner zur Verfügung steht (vgl. Anteil freistehender Gebäude, Tabelle 28).

Eine genauere Analyse der PV-Potenziale am Beispiel der Stadt Freiburg wurde bereits in früheren Arbeiten des Autors (vgl. Mainzer et al. 2017) durchgeführt. Hier konnte durch eine detailliertere Betrachtung der Ergebnisse auf der Ebene einzelner Stadtteile die Überlegenheit des gewählten Modellierungsansatzes gegenüber einfacheren Methoden, die lediglich auf statistischen Daten basieren, gezeigt werden. Abb. 59 zeigt zwei der untersuchten Stadtteile in Freiburg, die sich bezüglich ihres Straßennetzes deutlich unterscheiden: im Stadtteil Mooswald (links) verlaufen die meisten Straßen in einer diagonalen Richtung.

Da die Gebäudegrundrisse meist parallel zu den Straßen liegen, kann daher in diesem Stadtteil erwartet werden, dass viele Dächer nicht optimal ausgerichtet sind (z. B. in südwestlicher Richtung, anstatt direkt Richtung Süden). Im Stadtteil Herdern (rechts) sind die Straßenrichtungen hingegen recht heterogen verteilt, so dass praktisch alle Azimutwinkel in etwa der gleichen Häufigkeit auftreten sollten.

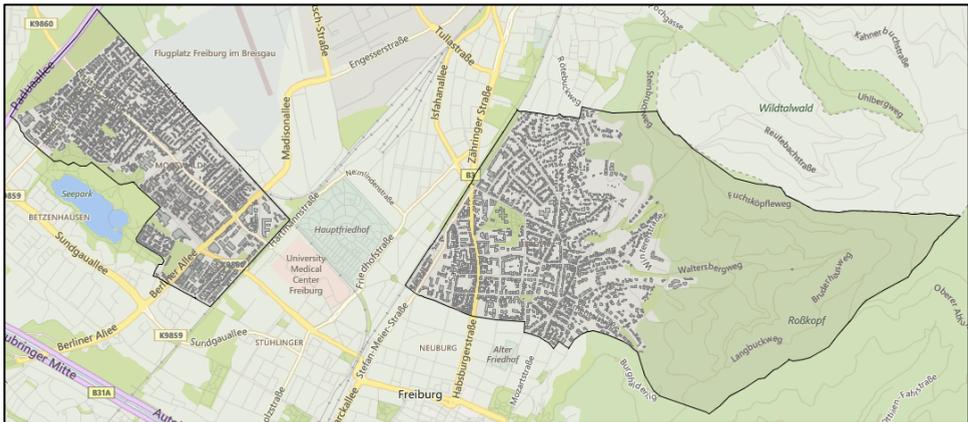


Abb. 59: Lage der Freiburger Stadtteile Mooswald (links) und Herdern (rechts). Quelle: Mainzer et al. (2017).

Die Modellergebnisse bestätigen diese Vermutung: eine Analyse der durchschnittlichen Abweichung der Azimutwinkel von einer perfekten Südausrichtung (der jeweils besser ausgerichteten Teildachfläche jedes Gebäudes) ergibt, dass in Herdern eine sehr heterogene Verteilung vorliegt (Mittelwert 46° , Standardabweichung 30°). In Mooswald streut die Verteilung hingegen deutlich weniger (Mittelwert 45° , Standardabweichung 5°). Dies spiegelt sich schließlich auch in den daraus resultierenden Kostenpotenzialkurven wider (vgl. Abb. 60): in Mooswald (rot) ist die Kurve weniger gleichmäßig als in Herdern (blau) und zeigt weniger diskrete Einzelstufen, da dort viele Azimutwinkel nicht oder nur selten vorkommen. Insbesondere Gebäude mit perfekter Südausrichtung sind in Mooswald eher die Ausnahme. Somit können auch in Herdern (bei gleichen Globalstrahlungswerten) etwas niedrigere Stromgestehungskosten erzielt werden.

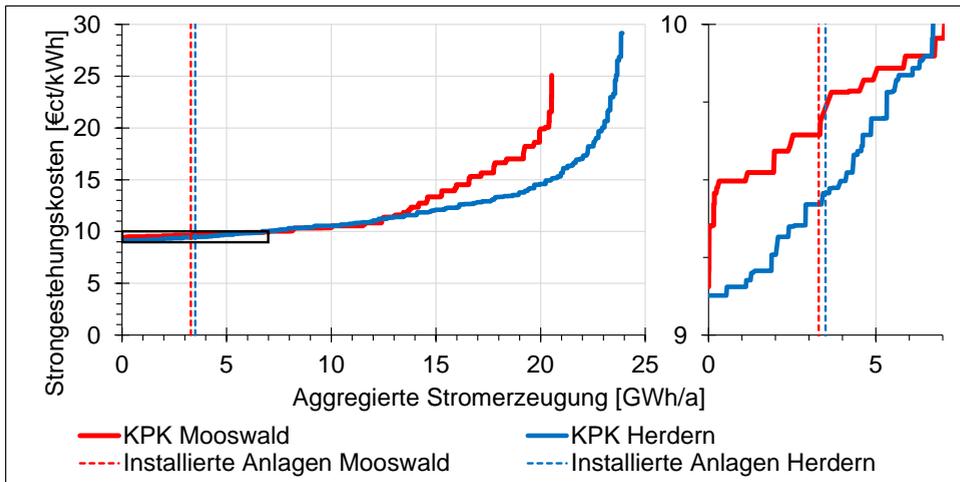


Abb. 60: Kostenpotenzialkurven für die Stromerzeugung aus PV in den Freiburger Stadtteilen Mooswald und Herdern. Quelle: Angepasst aus Mainzer et al. (2017).

Das Beispiel zeigt, weshalb die detaillierte Berücksichtigung der Azimutwinkel von Dachflächen bei der Bestimmung von PV-Potenzialen wichtig ist: auch wenn die verfügbaren Dachflächen in zwei unterschiedlichen Regionen vergleichbar sind, kann die Verteilung der Azimutwinkel einen Einfluss auf die jährliche Summe der Stromerzeugung sowie auf die damit verbundenen Kosten haben. Die Auswirkungen der unterschiedlichen Ausrichtungen auf das Profil der resultierenden Stromerzeugung und damit verbundene Implikationen für die Integration von PV-Anlagen unterschiedlich ausgerichteter Dachflächen in das regionale Energiesystem sollen an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt werden, wurden jedoch durch Killinger et al. (2015) in Kooperation mit dem Autor der vorliegenden Arbeit beschrieben.

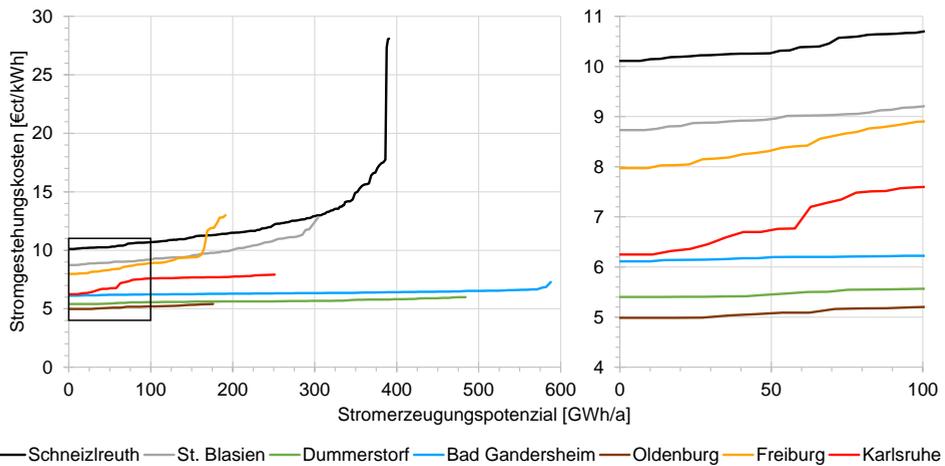


Abb. 61: Kosten-Potenzialkurven für die Stromerzeugung aus Windkraft.

Die Kosten-Potenzialkurven der Stromerzeugung aus Windkraft (Abb. 61) ermöglichen auch hier einen detaillierteren Vergleich als die aggregierten Werte. Erwartungsgemäß hat die mittlere Windgeschwindigkeit großen Einfluss auf die erzielbaren Stromgestehungskosten, so dass z. B. die Gemeinden Karlsruhe, Bad Gandersheim, Dummerstorf und Oldenburg mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von über 3 m/s (vgl. Tabelle 28) deutlich geringere Kosten erzielen als Schneizreuth, St. Blasien und Freiburg mit jeweils unter 2,5 m/s. Die Höhe des maximalen Stromerzeugungspotenzials unterscheidet sich hier weniger stark als bei den PV-Potenzialen und hängt neben den Windgeschwindigkeiten vor allem von der verfügbaren Fläche für Windkraftanlagen ab. Obwohl Karlsruhe und Freiburg die größten Gesamtflächen haben, ist die nutzbare Fläche für Windkraftanlagen durch die dichte Bebauung, Straßen, etc. stark eingeschränkt. Daher haben hier die ländlicheren Gemeinden im Allgemeinen größere Potenziale zur Verfügung. Trotz vergleichbarer Grundflächen ist das Potenzial in Karlsruhe deutlich größer als in Freiburg, was insb. auf die konkrete Form der nutzbaren Flächen zurückzuführen ist: während in Karlsruhe die Wohnbebauung recht stark auf einen Fleck konzentriert ist, ist diese in Freiburg weiter verteilt, was in Kombination mit den geforderten Mindestabständen eine geringere nutzbare Fläche für WKA ergibt.

Beim Verlauf der Kostenpotenzialkurven zeigen sich ebenfalls große Unterschiede. Während einige der Kostenpotenzialkurven einen recht flachen Verlauf zeigen, gibt es auch Gemeinden wie Schneizreuth und Freiburg, bei denen deutliche Sprünge der ermittelten Stromgestehungskosten auftreten. Hier kommt die Berücksichtigung der Geländebeschaffenheit zum Tragen: die Abschnitte mit günstigen Stromgestehungskosten repräsentieren Standorte, die eine geringe mittlere Rauigkeitslänge und/oder einen erhöhten Standort

aufzuweisen haben. Hohe Stromgestehungskosten resultieren hingegen aus Standorten in Tälern oder mit großen Rauhgigkeitslängen, z. B. innerhalb von bewaldeten Flächen (vgl. Kapitel 4.2.2).

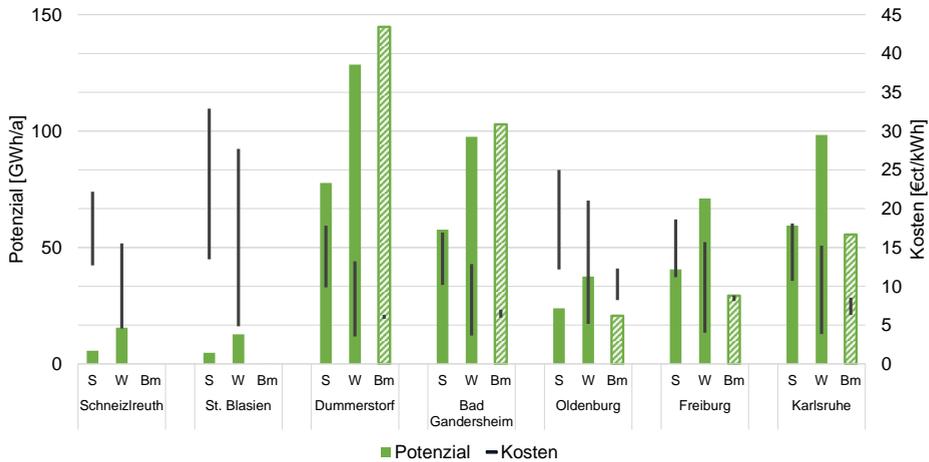


Abb. 62: Potenziale und Kosten für die Strom-, Wärme-, und Biomethanerzeugung aus Biomasse.

Abb. 62 zeigt eine vergleichende Darstellung der ermittelten Potenziale für die Strom-, Wärme- und Biomethanerzeugung aus Biomasse, sowie die Bandbreite der mit diesen Potenzialen verbundenen Gestehungskosten. Die Potenziale wurden dabei zur übersichtlicheren Darstellung für verschiedene Anlagentypen aggregiert, d. h. die Säulen repräsentieren jeweils die kombinierten Potenziale zur Strom-, Wärme- oder Biomethanerzeugung aus Müllverbrennungs-, Holzfeuerungs- und Biogasanlagen. Die Biomethan-Potenziale sind dabei schraffiert dargestellt, da diese eine alternative Nutzung darstellen (Biogasaufbereitung anstatt Biogas-BHKW-Anlagen), die einen Teil der dargestellten Strom- und Wärmeerzeugung ersetzen.

Die Höhe der Potenziale hängt im Wesentlichen mit der Einwohnerzahl (relevant für die verfügbare Menge an Hausmüll) und den verfügbaren Acker- und Waldflächen in den jeweiligen Gemeinden zusammen. So haben beispielsweise Bad Gandersheim und Karlsruhe annähernd die gleichen Potenziale zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse. Die Potenziale in Karlsruhe stammen jedoch überwiegend aus der Müllverbrennung und aus Holzfeuerungsanlagen, während in Bad Gandersheim der Großteil des Potenzials durch Biogasanlagen bereitgestellt werden könnte. Der Grund hierfür ist die ländlichere Struktur der Gemeinde Bad Gandersheim: ein Großteil der dort verfügbaren Fläche wird landwirtschaftlich genutzt, weshalb dort auch ein großes Potenzial zur Biogaserzeugung besteht.

Dieses kann wiederum entweder in Form von Strom und Wärme, oder in Form von Biomethan genutzt werden.

In allen Fällen kann insgesamt mehr Wärme als Strom bereitgestellt werden, was durch die größere Effizienz der abgebildeten Technologien bei der Wärmeerzeugung erklärt werden kann. Die Gesteungskosten für Strom sind daher auch in allen Fällen höher als die der Wärmeerzeugung, was zudem zeigt, dass Strom (aufgrund der größeren Breite möglicher Anwendungen) im Allgemeinen als höherwertiger Energieträger einzustufen ist. Die Gewinnung von Biomethan ist nur in Gemeinden mit nutzbaren landwirtschaftlichen Flächen möglich, so dass in Schneizreuth und St. Blasien hier keine Potenziale bestehen. Die Kosten zur Nutzung der Potenziale hängen von mehreren Faktoren, u. a. von den insgesamt verfügbaren Substratmengen (da hohe verfügbare Mengen Skaleneffekte der Technologien begünstigen) und der räumlichen Verteilung der genutzten Flächen (mit Auswirkungen auf die Transportkosten) ab.

Obwohl der Fokus der bisherigen Modellentwicklung auf Gemeinden in Deutschland liegt, sind die verwendeten Methoden prinzipiell weltweit anwendbar und viele der genutzten Datenquellen auch international verfügbar. Insbesondere die Klima- und Geodaten, die bei der Bestimmung der Potenziale für erneuerbare Energien verwendet werden, sind in großen Teilen der Welt verfügbar. Um die internationale Übertragbarkeit dieser Methoden zu erproben, wurden diese daher auf eine Reihe von Städten und Gemeinden aus verschiedenen Regionen der Welt angewandt. Dabei wurde wieder versucht, eine möglichst heterogene Auswahl zu treffen, so dass möglichst viele verschiedene Breitengrade und Kontinente vertreten sind. Abb. 63 zeigt die geographische Lage, Abb. 64 eine Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse aus der Potenzialermittlung für die getroffene Auswahl internationaler Gemeinden.



Abb. 63: Geographische Lage der untersuchten internationalen Gemeinden. Die Größe der Kreismarkierungen ist zu Darstellungszwecken um den Faktor 10 gegenüber den Gemeindeflächen vergrößert, die Farbe visualisiert die Bevölkerungszahlen. Quelle: Eigene Darstellung mit Kartendaten von OSM (2018) und Mapbox (2018).

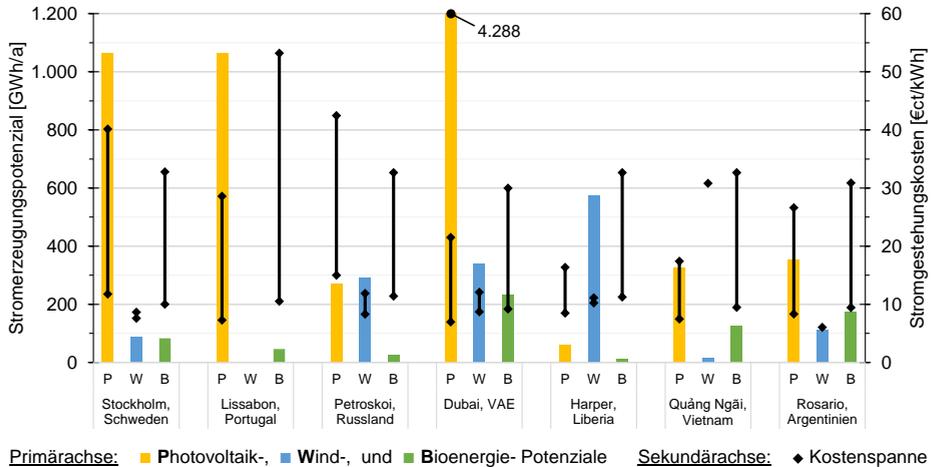


Abb. 64: Potentiale der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, sowie die Bandbreite der damit verbundenen Stromgestehungskosten für eine Auswahl internationaler Gemeinden.

Das wesentliche Ergebnis dieser Anwendung ist, dass die entwickelten Methoden zur Potenzialermittlung für erneuerbare Energien grundsätzlich auf beliebige Regionen weltweit übertragbar sind und somit eine schnelle und unkomplizierte Einschätzung der dort verfügbaren Optionen zur klimaneutralen Energiegewinnung erlauben. Weiterhin zeigt sich wieder, dass diese Optionen aufgrund der spezifischen lokalen Gegebenheiten für jede der Gemeinden unterschiedlich ausgestaltet sind. So haben bspw. Stockholm und Lissabon ein vergleichbares PV-Potenzial, die zugehörigen Stromgestehungskosten sind in Lissabon aufgrund der südlicheren Lage jedoch deutlich geringer. Das noch weiter nördlich gelegene Petroskoi hat nochmals höhere Gestehungskosten für PV, dafür jedoch ein größeres Wind-Potenzial. In Lissabon gibt es aufgrund der dichten Bebauung und der gewählten Mindestabstände hingegen keine möglichen Standorte für Windkraftanlagen. Dubai hat ein sehr großes PV-Potenzial, was einerseits durch die große verfügbare Dachfläche und andererseits durch die hohen spezifischen Erträge der Region erklärt werden kann. Die geringsten Stromgestehungskosten für PV werden daher auch in Dubai erzielt (6,9 €/kWh), für Wind in Rosario (5,8 €/kWh) und für Biomasse ebenfalls in Rosario (9,4 €/kWh). Einige der Ergebnisse sind recht auffällig, so z. B. die vergleichsweise hohe Bandbreite der Kosten der Stromerzeugung aus Biomasse in Lissabon. Diese lassen sich jedoch durch die sehr geringen Waldflächen erklären, die hier zur Verfügung stehen und eine Holzfeuerungsanlage somit unrentabel machen. Aufgrund fehlender Vergleichsdaten kann an dieser Stelle keine vollständige Validierung der gesamten Ergebnisse durchgeführt werden, insgesamt erscheinen diese jedoch plausibel und nachvollziehbar. Die in Kapitel 4 vorgestellten Methoden zur Bestimmung der lokalen Potenziale für erneuerbare Energien lassen sich somit auch international anwenden.

6.2 Fallstudie zur Optimierung des Energiesystems der Gemeinde Ebhausen⁶³

6.2.1 Beschreibung der Fallstudie

Insbesondere in kleinen, ländlichen Gemeinden bestehen häufig große Potenziale sowohl zur Energieeinsparung durch Effizienzmaßnahmen, als auch zur Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien. Diesen Gemeinden fehlen jedoch meist die personellen

⁶³ Die Inhalte dieses Abschnittes basieren im Wesentlichen auf der Veröffentlichung „Combining local preferences with multi-criteria decision analysis and linear optimization to develop feasible energy concepts in small communities“ aus dem European Journal of Operational Research (McKenna et al. 2018) sowie auf dem Stand des RE³ASON-Modells aus dem Jahr 2016. Die in den Kapiteln 3, 4 und 5 beschriebenen Vorgehensweisen wurden gegenüber diesem Stand in einigen Punkten weiter entwickelt.

und finanziellen Mittel sowie das Fachwissen, um umfangreiche Energiekonzepte zu entwickeln und diese Ressourcen gezielt zu nutzen. Dieser Abschnitt behandelt daher die Anwendung des RE³ASON-Modells zur Entwicklung eines Energiekonzepts für solch eine ländliche Gemeinde. Die Entwicklung dieses Konzepts erfolgte im Rahmen einer Fallstudie unter Berücksichtigung der Wünsche und Präferenzen verschiedener Akteure der Gemeinde, die in mehreren Workshops erfragt wurden. Zudem wurden im Rahmen dieser Fallstudie verschiedene Methoden der multikriteriellen Entscheidungsanalyse mit Bürgerbeteiligung eingesetzt. Da diese Aspekte nicht im Fokus der vorliegenden Arbeit stehen, werden sie an dieser Stelle nicht explizit dargestellt, der interessierte Leser sei hierfür auf McKenna et al. (2018) verwiesen.

Die Gemeinde Ebhausen liegt im Landkreis Calw, ca. 60 km südwestlich von Stuttgart, der Landeshauptstadt Baden-Württembergs. Sie hatte im Jahr 2013 rund 4.700 Einwohner und besteht aus den vier Stadtteilen Ebhausen, Rotfelden, Ebershardt und Wenden mit einer Gesamtfläche von 25 km² und einer eher geringen Bevölkerungsdichte von 188 Einwohnern/km² (im Vergleich zum Bundesdurchschnitt von 227 Einwohnern/km²). Der Gebäudebestand wird von Wohngebäuden, sowie einigen kleinen Gewerbebetrieben dominiert, Industriebetriebe sind nicht vorhanden. Der Großteil der Bevölkerung pendelt zu nahe gelegenen Zentren wie Pforzheim und Stuttgart. Diese Tatsachen führen dazu, dass die Gemeinde mit nur moderatem Gewerbesteueraufkommen als eher strukturschwach einzuordnen ist.

Ebhausen war bereits im Rahmen des European Energy Award (eea, vgl. Kapitel 2.2) und in weiteren Nachhaltigkeitsprojekten aktiv. Darüber hinaus hat die Gemeinde bereits frühere Studien durchgeführt, die u. a. das Potenzial erneuerbarer Energien untersuchen (Krauss et al. 2011) und Energiekonzepte für zwei der vier Stadtteile entwickeln sollten. Die meisten der dabei identifizierten Maßnahmen wurden bisher jedoch nicht umgesetzt.

Das derzeitige Energiesystem in Ebhausen wird von den Sektoren Wohngebäude und Verkehr dominiert, mit einem verhältnismäßig kleinen Dienstleistungssektor und ohne Industrie. Der größte Teil des Strombedarfs wird durch Netzimporte gedeckt. Die Gemeinde verfügt derzeit über keine Windkraftanlagen und die installierte Leistung lokaler PV-Anlagen lag in 2015 bei rund 2 MW, mit einer Jahresstromerzeugung von 2,1 GWh (DGS 2016).

Im Rahmen der Studie wurden insgesamt drei Workshops (zwischen Juni und November 2016) mit Vertretern der Gemeinde durchgeführt. Die Teilnehmer waren unter anderem Mitglieder des Gemeinderats und des im Rahmen des eea etablierten Energie-Teams sowie Landwirte, Vertreter der Stadtverwaltung, Privatpersonen und der Bürgermeister. Im Rahmen der Diskussionen hat sich unter anderem ergeben, dass ein Großteil der lokalen Biomassesubstrate zu einer Biogasanlage in der Nachbargemeinde exportiert wird und vorhandenes Waldrestholz bereits für Sekundärheizzwecke verwendet wird. Um

Flächenkonkurrenz mit der Lebensmittelproduktion zu vermeiden, ist die Ausweitung der energetischen Biomassennutzung daher nicht erwünscht, weshalb im Rahmen dieser Studie die Potenziale zur Biomassennutzung nicht ermittelt wurden. Die Möglichkeit zur Installation lokaler Batteriespeicher wurde ebenfalls ausgeschlossen.

Für die Optimierung des Energiesystems über einen langfristigen Zeithorizont werden diverse Annahmen getroffen. Abb. 65 stellt die zeitliche Entwicklung der Energiebezugskosten (als Summe aus den Jahresmittelwerten der Marktpreise und den Preisen für die Nutzung des Übertragungsnetzes) dar. Weitere Annahmen, z. B. zur Effizienz bei der Energieumwandlung (Tabelle 37) sowie die techno-ökonomischen Parameter der möglichen Energieumwandlungstechnologien (Tabelle 38) finden sich im Anhang dieser Arbeit.

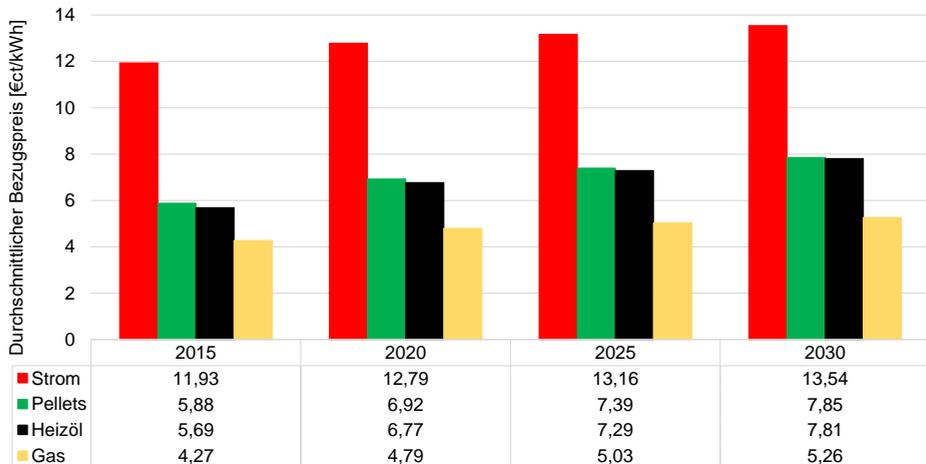


Abb. 65: Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der durchschnittlichen Preise für den Bezug von Energieträgern in Ebhausen.

6.2.2 Ableitung von Alternativen für die Gestaltung des Energiesystems

Die modellgestützte Analyse der lokalen Potenziale für Photovoltaik (vgl. Kapitel 4.1) zeigt ein technisches Stromerzeugungspotenzial von ca. 26 GWh pro Jahr, mit Kosten im Bereich von 9,6 bis 21 €/kWh auf. Die Analyse der Potenziale für die Nutzung der Windkraft (vgl. Kapitel 4.2) ergab, dass bis zu 57 GWh Strom pro Jahr bei Kosten zwischen 14,0 und 14,3 €/kWh erzeugt werden könnten. Dabei konnten im Rahmen der kostenminimierenden Anlagenauswahl und -platzierung insgesamt 20 geeignete Standorte für

Windkraftanlagen vom Typ „Gamesa G114“ (2 MW_p, 120 m Nabenhöhe, 114 m Rotordurchmesser) identifiziert werden.

Abb. 66 fasst die ermittelten Potenziale in Form von Kostenpotenzialkurven zusammen und stellt der potenziellen Stromerzeugung die Strom- und Endenergienachfrage der Haushalte, sowie die aktuelle jährliche Stromerzeugung bereits vorhandener PV-Anlagen gegenüber. Abb. 67 zeigt die ermittelten potenziellen Standorte der installierbaren Windkraftanlagen, sowie einen Ausschnitt aus der Platzierung von PV-Modulen im Stadtteil Rotfelden.

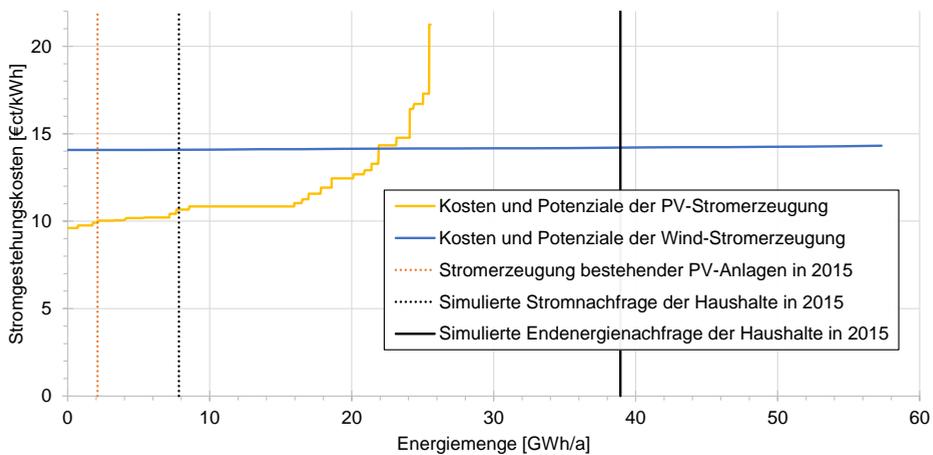


Abb. 66: Potenziale für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, sowie Strom- und Endenergienachfrage des Haushaltssektors in Ebhausen. Quelle: Angepasst aus McKenna et al. (2018).

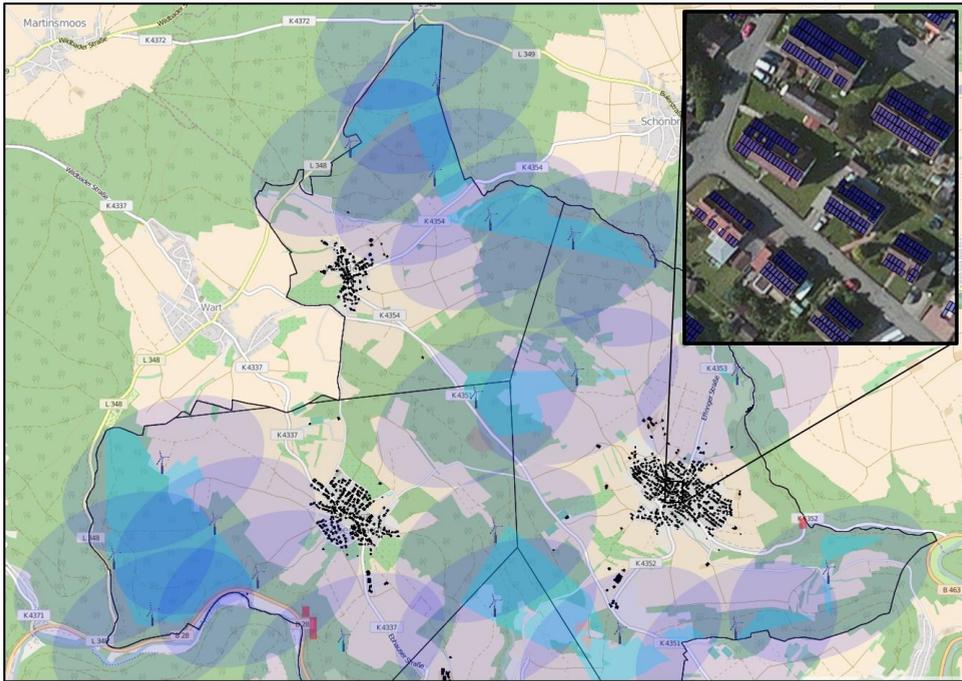


Abb. 67: Ermittelte Standorte für die mögliche Platzierung von Wind- und PV-Anlagen in Ebhausen. Quelle: Angepasst aus McKenna et al. (2018).

Im Rahmen der Gespräche mit den Gemeindevertretern wurden drei grundsätzlich relevante Werte für die Gestaltung des Energiesystems identifiziert: Ökonomische Nachhaltigkeit, ökologische Nachhaltigkeit und lokale Energieautarkie. Höchste Priorität liegt für die Gemeinde auf der ökonomischen Nachhaltigkeit bzw. Wirtschaftlichkeit. Dennoch besteht auch der Wunsch nach einer Verbesserung der ökologischen Nachhaltigkeit, so dass bei der Erarbeitung des Energiekonzepts mehrere Zielkriterien zugelassen werden sollten.

In mehreren Iterationen wurden aus den Angaben der Gemeindevertreter schließlich acht Alternativen als Rahmenbedingungen für die Optimierung des Energiesystems von Ebhausen bis zum Jahr 2030 entwickelt. Die Alternativen unterscheiden sich dabei hinsichtlich ihrer Zielsetzung und der Nebenbedingungen: zunächst wurden in den Alternativen A-1, A-2 und A-3 jeweils die diskontierten Zielkriterien Gesamtsystemausgaben, CO₂-Emissionen und Nettoenergieimporte als Operationalisierung der zuvor beschriebenen Werte minimiert. Zusätzlich wurde bei der Gestaltung der Alternativen auch der Tatsache Rechnung getragen, dass die Wirtschaftlichkeit in der Gemeinde einen hohen Stellenwert einnimmt. Daher wurde für die weiteren Alternativen zusätzlich eine Nebenbedingung eingeführt, die die Gesamtsystemausgaben auf einen Maximalwert von 110% (a), 120% (b) und 150% (c), relativ zu den Gesamtsystemausgaben in der ausgabenminimalen Alternative beschränkt.

In Alternative A-2c wurde zudem eine weitere Nebenbedingung hinzugefügt, die die Bilanzsumme der maximal zulässigen Nettoenergieimporte auf Null setzt (und somit bilanzielle Energieautarkie erzwingt). Eine Übersicht der jeweiligen Zielsetzungen für die acht betrachteten Alternativen findet sich in Tabelle 31.

Tabelle 31: Definition der Zielkriterien und Nebenbedingungen für die betrachteten Alternativen zur Optimierung des Energiesystems von Ebhausen.

Alternative	Gesamtsystemausgaben	Emissionen	Nettoenergieimporte
A-1	Minimum	Frei	Frei
A-2	Frei	Minimum	Frei
A-3	Frei	Frei	Minimum
A-2a	110% von Minimum	Minimum	Frei
A-2b	120% von Minimum	Minimum	Frei
A-2c	150% von Minimum	Minimum	Null
A-3a	110% von Minimum	Frei	Minimum
A-3b	120% von Minimum	Frei	Minimum

Zur Lösung des jeweiligen Optimierungsproblems in jedem dieser acht Alternativen wurde ein PC mit Intel Xeon CPU E5-1650 (6 Kerne, 12 logische Prozessoren, 3,2Ghz) und 160 GB RAM eingesetzt. Die Bestimmung der optimalen Lösung dauerte dabei je nach Alternative zwischen sieben und 26 Stunden mit einem Gap von maximal 2,5%. Bei der Berechnung der verschiedenen Alternativen wurde die Tatsache genutzt, dass die Rechenzeit wesentlich verkürzt werden kann, wenn als Startlösung das Ergebnis aus einer ähnlichen Alternative verwendet wird.

Die wesentlichen Ergebnisse aus diesen acht Alternativen werden im Folgenden dargestellt. Tabelle 32 und Abb. 68 zeigen die Ergebnisse der Optimierung für die diskontierten Zielkriterien.

Tabelle 32: Vergleich der Zielkriterien in den acht verschiedenen Alternativen.

Alternative	Gesamtsystemausgaben [Mio. €]	Emissionen [kt CO ₂]	Nettoenergieimporte [GWh]
A-1	88	213	596
A-2	142	78	482
A-3	286	115	-927
A-2a	97	144	362
A-2b	106	127	438
A-2c	132	115	0
A-3a	97	170	179
A-3b	106	162	49

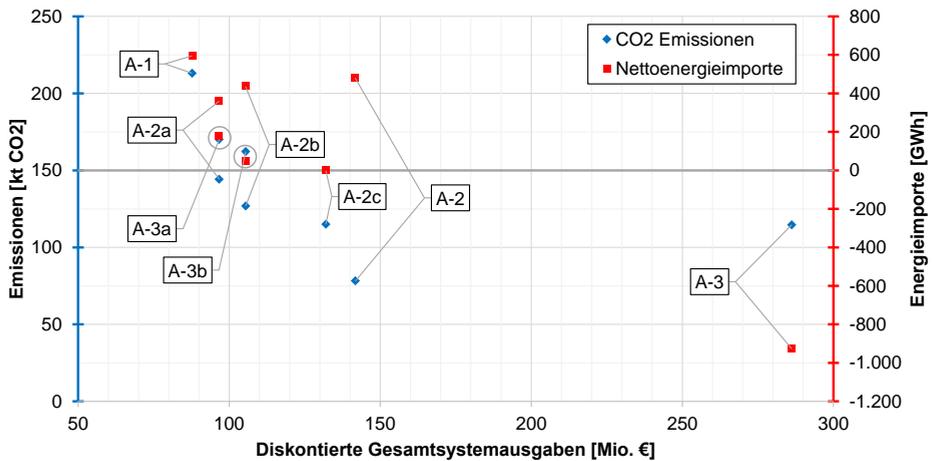


Abb. 68: Vergleich der Zielkriterien in den acht untersuchten Alternativen. Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an McKenna et al. (2018).

Wie gefordert, weist Alternative A-1 die insgesamt geringsten Gesamtsystemausgaben aus, während die Alternativen A-2a und A-3a 10%, die Alternativen A-2b und A-3b 20%, und Alternative A-2c 50% höhere Ausgaben ausweisen. Die Ausgaben in Alternative A-2 sind noch etwas höher, während Alternative A-3 die mit Abstand höchsten Ausgaben ausweist.

Andererseits zeigt sich jedoch auch, dass Alternative A-1 sowohl in Bezug auf die Emissionen, als auch auf den Autarkiegrad am schlechtesten abschneidet. Die Alternativen A-2 und A-3 zeigen hier auf, welche Einsparungen im Vergleich zu A-1 maximal möglich wären: so könnten etwa die CO₂-Emissionen um bis zu 63%, oder die Energieimporte um bis zu 256% reduziert werden. Die Gemeinde könnte somit Netto-Energieexporteur werden.

Diese drei „extremen“ Alternativen zeigen, wie das System aussehen würde, wenn es nach den jeweiligen Einzelzielen optimiert werden würde. Die verbleibenden fünf Alternativen stellen Kompromisse zwischen diesen Zielkriterien, teilweise mit zusätzlichen Einschränkungen, dar. Damit lässt sich z. B. quantifizieren, welcher Grad an zusätzlicher Energieautarkie (d. h. reduzierte Energieimporte) und/oder CO₂-Emissionsminderung durch eine Erhöhung der Gesamtsystemausgaben von einem absoluten Minimum auf 110%, 120% oder 150% dieses Wertes erreicht werden können. Es zeigt sich, dass mit nur geringen Mehrausgaben signifikante Emissionsminderungen erzielt werden können. So zeigt z. B. Alternative A-2a, dass bereits mit 10% höheren Ausgaben als im globalen Ausgabenminimum Einsparungen bei den CO₂-Emissionen in Höhe von 32% (bzw. 51% der maximal erreichbaren Einsparungen), sowie eine Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten in Höhe von 39% (bzw. 15% der erreichbaren Einsparungen) erzielt werden können. Mit 50%

höheren Ausgaben wird bilanzielle Autarkie sowie eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um 46% ermöglicht.

Darüber hinaus führen die unterschiedlichen Zielsetzungen in diesen Alternativen zu erheblich unterschiedlichen Energiesystemen, wie im Folgenden dargestellt. Tabelle 33 fasst zusammen, welche installierten Technologien im Zieljahr 2030 zu den beschriebenen Ergebnissen in den acht Alternativen führen, während Abb. 69 den Anteil der verschiedenen Heiztechnologien in den jeweiligen Zielsystemen darstellt.

Tabelle 33: Zusammenfassung der vorrangig verwendeten Technologien im Jahr 2030 für die betrachteten acht Alternativen zur Optimierung des Energiesystems von Ebhausen.

Alternative	PV [MW]	Wind [MW]	Dämmung ⁶⁴			Geräte ⁶⁵
			1	2	3	
A-1	2,1	6,0	13%	85%	2%	41%
A-2	1,8	2,0	0%	0%	100%	100%
A-3	28,9	40,0	0%	0%	100%	100%
A-2a	1,5	8,0	10%	60%	30%	85%
A-2b	0,6	8,0	10%	48%	41%	87%
A-2c	28,7	16,0	6%	22%	72%	92%
A-3a	18,3	12,0	12%	84%	4%	36%
A-3b	28,5	12,0	11%	78%	10%	40%

⁶⁴ Anteil der Gebäude mit Dämmstandard 1 (Ursprungszustand), 2 (konventionell) und 3 (zukunftsweisend).

⁶⁵ Anteil der Haushaltsgeräte mit höchstem Effizienzstandard A+++.

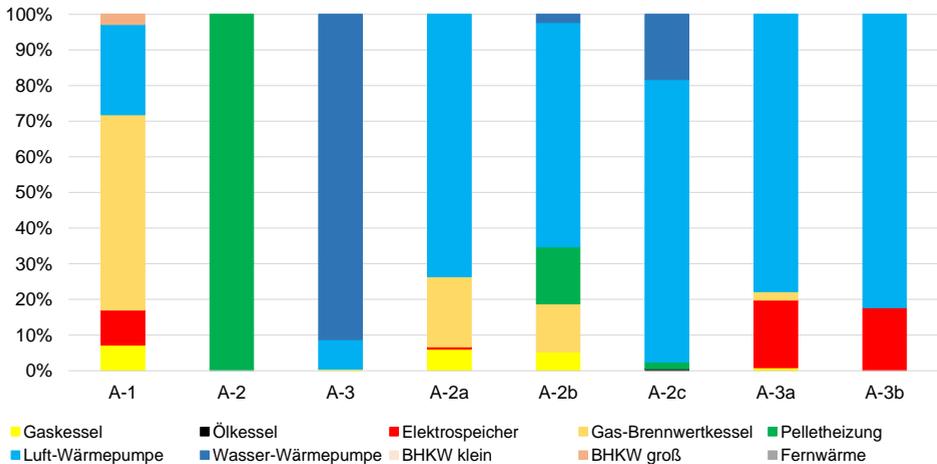


Abb. 69: Anteil der in 2030 installierten Heiztechnologien für die acht verschiedenen Alternativen.

Aufgrund der unterschiedlichen Zielkriterien unterscheiden sich die Ergebnisse in den acht Alternativen teilweise erheblich, z. B. in Bezug auf die installierte Wind- und PV-Leistung sowie die verwendeten Dämmstandards und die Effizienz von Elektrogeräten. Die Beleuchtung ist der einzige Nachfragetyp, der für alle Alternativen durch die gleiche Technologie (LEDs), gedeckt wird.

Alternative A-1 impliziert einen moderaten Ausbau von PV und Wind, Gebäudedämmung und Effizienzsteigerungen bei elektrischen Geräten, mit Verwendung unterschiedlicher Heizsysteme einschließlich Gaskesseln und Wärmepumpen sowie einigen elektrischen Speicherheizungen. Die Alternativen A-2 und A-3 haben hingegen eher extreme Ergebnisse. Erstere führt zu einem moderaten PV- und Windausbau, zu maximalen Effizienzstandards bei der Gebäudedämmung und Haushaltsgeräten und zur ausschließlichen Verwendung von Pelletheizungen. Alternative A-3 führt zu einem maximalen Ausbau der PV- und Wind-Leistung in Verbindung mit der Verwendung von Wärmepumpen, und ebenfalls maximalen Effizienzstandards bei der Gebäudedämmung und Haushaltsgeräten.

In den Alternativen A-2a und A-2b kommen Wärmepumpen in Verbindung mit Windkraftanlagen sowie ambitionierte Effizienzstandards zum Einsatz, um die CO₂-Emissionen zu vergleichsweise geringen Kosten zu minimieren. In Alternative A-2b wird dabei ein Teil der Wärmepumpen durch Pelletheizungen ersetzt, die größere Einsparungen zu etwas höheren Ausgaben ermöglichen. Alternative A-2c setzt hingegen fast ausschließlich auf Wärmepumpen in Verbindung mit PV, Wind und hohen Effizienzstandards, um die geforderte bilanzielle Autarkie zu erreichen.

Die Alternativen A-3a und A-3b minimieren die Energieimporte ebenfalls durch die Kombination von Wärmepumpen mit Wind und PV. Im Gegensatz zu den vorherigen Alternativen, ergänzen diese die Wärmepumpen jedoch durch Elektro-Speicherheizungen, welche zwar eine schlechtere CO₂-Bilanz aufweisen, aber (in Kombination mit PV und Wind) eine kosteneffiziente Lösung zur Minimierung der Energieimporte darstellen.

6.2.3 Bewertung der Alternativen im Rahmen einer multikriteriellen Entscheidungsanalyse

Im Rahmen der durchgeführten Workshops wurden unter Verwendung der „Swing“-Methode (Zardari et al. 2015) Gewichte für die drei zuvor beschriebenen Kriterien ermittelt, welche die Bedeutung dieser Kriterien aus Sicht der Gemeindevertreter widerspiegeln. Dabei zeigte sich, dass die ökonomische Nachhaltigkeit mit einem mittleren Gewicht von 0,52 (von 1) die größte Bedeutung einnimmt, während die ökologische Nachhaltigkeit und die lokale Energieautarkie jeweils ein mittleres Gewicht von 0,24 erreichten.

Diese Gewichte wurden im Rahmen einer multikriteriellen Entscheidungsanalyse zur Bewertung der acht Alternativen herangezogen. Die Vorgehensweise hierfür wird von McKenna et al. (2018) ausführlich beschrieben und basiert auf der „Multi-Attribute Value Theory“ (MAVT), bei der jeder Alternative mittels einer additiven linearen Nutzenfunktion unter Verwendung der zuvor bestimmten Gewichte und der Einzelnutzwerte je Attribut ein Gesamtnutzwert zugeordnet wird. Während die Alternativen A-1, A-2 und A-3 hinsichtlich ökonomischer Nachhaltigkeit, ökologischer Nachhaltigkeit und lokaler Energieautarkie naturgemäß jeweils die besten Bewertungen erhalten, zeigt sich jedoch, dass die Alternativen A-1 und A-3 im Gesamtergebnis den anderen Alternativen klar unterlegen sind. Die verbleibenden sechs Alternativen weisen jeweils ähnliche Gesamtnutzwerte auf, wobei Alternative A-2c mit 0,67 die insgesamt höchste Bewertung erhält (vgl. Abb. 70). McKenna et al. (2018) nutzen anschließend Sensitivitätsanalysen, bei denen die Gewichte in 1.000 zufälligen Kombinationen variiert werden, um die Stabilität der Ergebnisse zu bewerten. Dabei konnte gezeigt werden, dass A-2c in über 56% der betrachteten Kombinationen, häufiger als jede andere Variante, auf dem ersten Platz rangierte. Gleichzeitig erzielte A-2c mit 0,61 den höchsten Mindestnutzwert aller Alternativen, weist also das kleinste Risiko einer schlechten Platzierung auf.

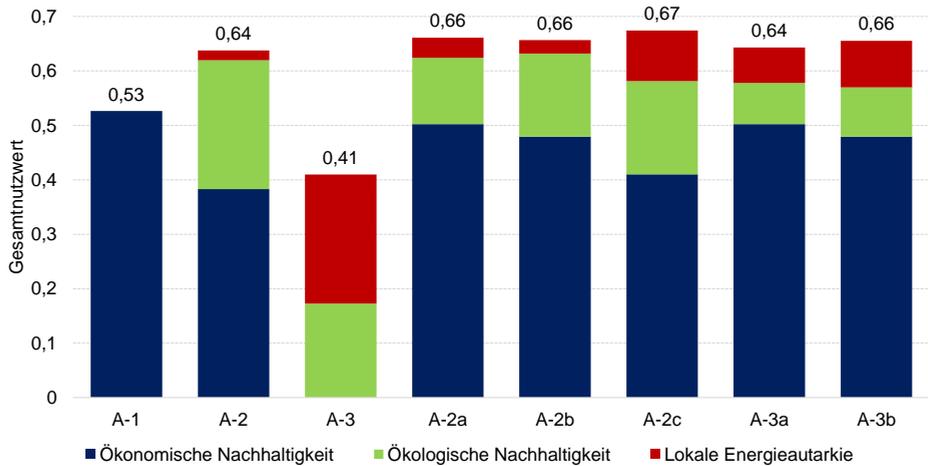


Abb. 70: Vergleich der Nutzwerte aller Alternativen auf Basis der Gewichtung der Zielkriterien. Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an McKenna et al. (2018).

6.2.4 Detaillierte Beschreibung der gewählten Alternative

Auf Basis dieser Bewertung kann somit Alternative A-2c als Empfehlung für die zukünftige Gestaltung des Energiesystems von Ebhausen ausgesprochen werden. Bei einer Umsetzung dieser Alternative entstünden 50% höhere Gesamtsystemkosten als im Falle der reinen Kostenminimierung, gleichzeitig könnten jedoch die CO₂-Emissionen um 46% reduziert werden und die Gemeinde könnte bilanziell betrachtet energieautark werden. Abb. 71 zeigt die Jahressummen des Energiebezugs von außerhalb der Systemgrenzen, d. h. Import und Export der verschiedenen Energieträger im zeitlichen Verlauf. Während zu Beginn noch große Mengen Gas, Öl und Pellets importiert werden, können diese Importe im zeitlichen Verlauf immer stärker reduziert und durch die Stromerzeugung aus lokalen erneuerbaren Energien ersetzt werden. Über den Verlauf von 15 Jahren entwickelt sich das Energiesystem von Ebhausen somit immer mehr zu einem strombasierten System und exportiert schließlich große Mengen der erneuerbaren Stromerzeugung.

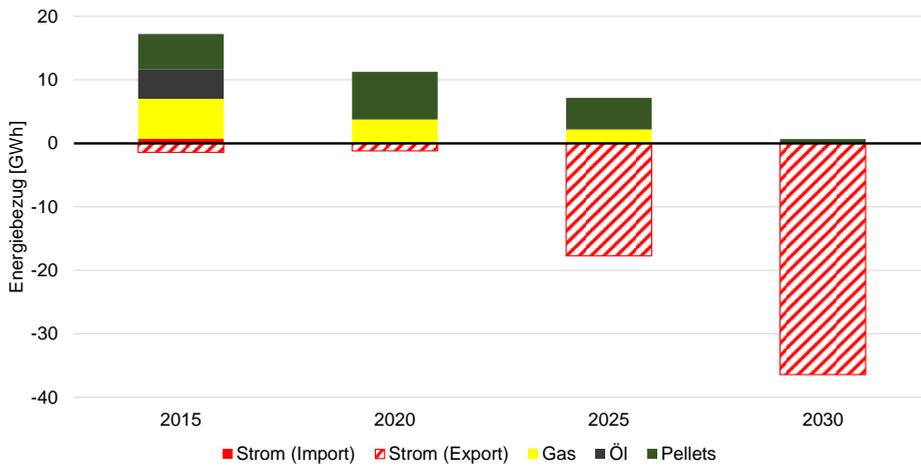


Abb. 71: Entwicklung der Jahressummen von Energieimport und Stromexport für Alternative A-2c.

Im Folgenden soll detaillierter untersucht werden, welche Maßnahmenkombinationen in Alternative A-2c zum Einsatz kommen, um dieses Ergebnis zu erreichen. Abb. 72 zeigt die Entwicklung des Bestands an Heiztechnologien, Haushaltsgeräten, Beleuchtungstechnologien und der Gebäudedämmung in Alternative A-2c im zeitlichen Verlauf.

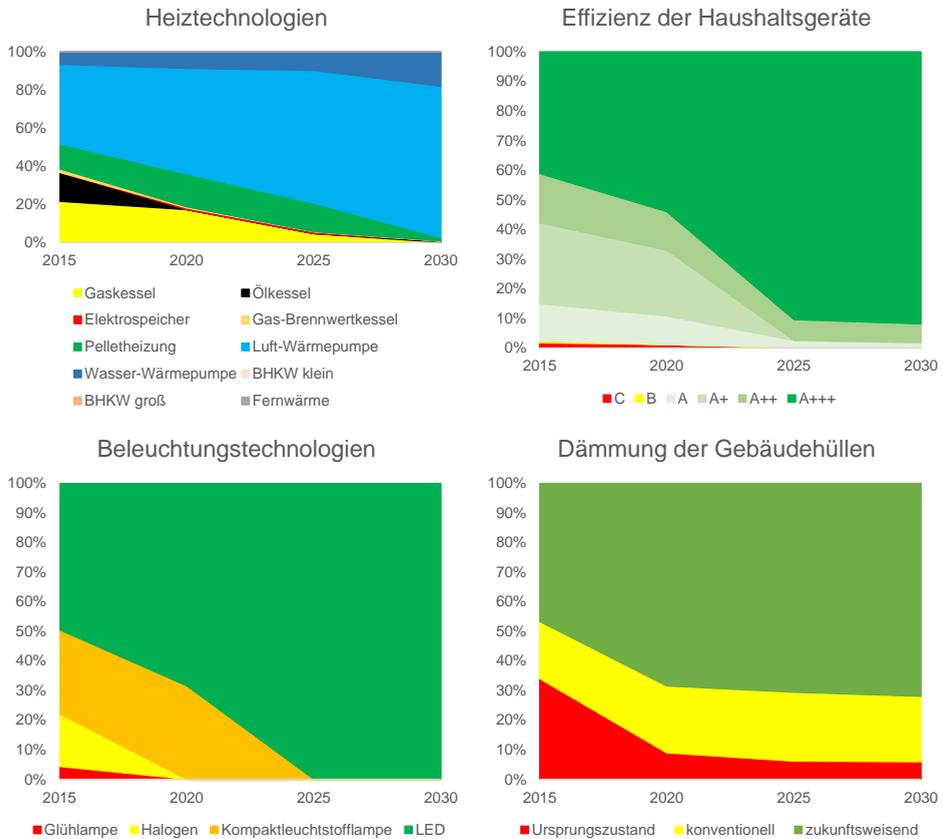


Abb. 72: Entwicklung des Bestands an Heiztechnologien, Haushaltsgeräten, Beleuchtungstechnologien und der Gebäudedämmung in Alternative A-2c.

Hier zeigt sich u. a., dass der Bestand von Öl-Heizungen sehr schnell abnimmt, während Gasheizungen länger genutzt werden. Auch Pelletheizungen scheinen eine Übergangstechnologie darzustellen. Praktisch alle Heiztechnologien werden jedoch bis zum Jahr 2030 durch Luft-Wärmepumpen ersetzt. Ein Großteil der Haushaltsgeräte und Beleuchtungstechnologien wird zwischen 2015 und 2025 durch effizientere Technologien ersetzt. Energetische Sanierungsmaßnahmen werden schon früh an einem Großteil der Gebäude durchgeführt.

Eine differenziertere Betrachtung der Gebäudedämmung, gruppiert nach den Baualterklassen der Gebäude (vgl. Abb. 73) zeigt, dass insbesondere bei älteren Gebäuden (Baujahre vor 1949) eine zukunftsweisende Sanierung durchgeführt wird. Gebäude mit den Baujahren 1949 bis 1983 werden häufiger lediglich konventionell saniert und Gebäude ab

1995 verbleiben zum Großteil in ihrem Ursprungszustand. Diese Vorgehensweise erscheint plausibel, da neuere Gebäude bereits über vergleichsweise hohe Dämmstandards verfügen und die möglichen Effizienzgewinne durch Sanierungsmaßnahmen geringer ausfallen.

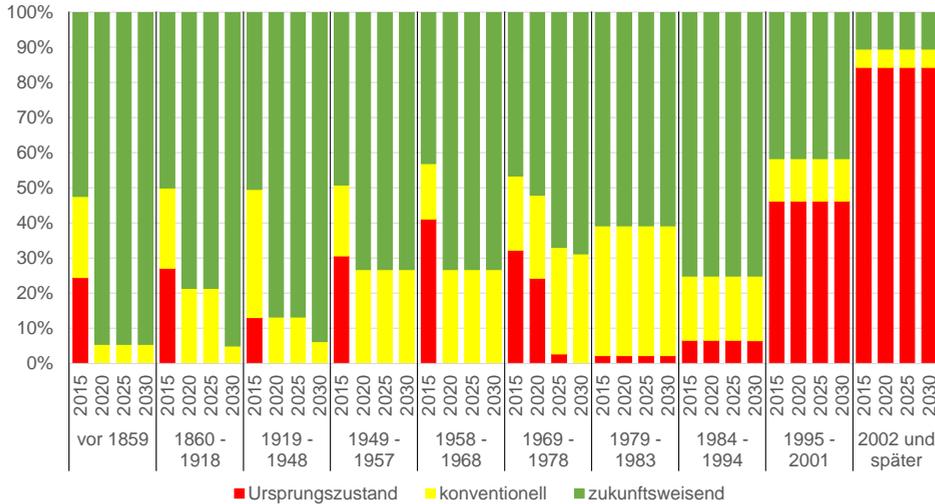


Abb. 73: Entwicklung der Gebäudedämmung in Alternative A-2c, gruppiert nach Baualtersklassen.

Die zeitliche Entwicklung der installierten Kapazität von PV und Wind in Alternative A-2c (vgl. Abb. 74) zeigt die Installation von Windturbinen in den Jahren 2015, 2020 und 2030. Der PV-Zubau erfolgt im Vergleich dazu zunächst nur moderat. Im Jahr 2020 ist die installierte Kapazität sogar leicht rückläufig, da viele Anlagen aus dem Bestand das Ende ihrer Lebensdauer erreichen und rückgebaut werden. Im weiteren Verlauf erfolgt der Zubau dann zunächst hauptsächlich in den Ausrichtungsklassen, welche die geringsten Stromgestehungskosten aufweisen. Anschließend erfolgt jedoch auch ein starker Zubau der Erzeugungskapazität in Klassen mit ungünstigen Ausrichtungen. Dies lässt darauf schließen, dass das Stromerzeugungsprofil dieser Ausrichtungen Vorteile bietet, welche die höheren Stromgestehungskosten aufwiegen. Im vorliegenden Fall scheinen die Erzeugungsprofile der „schlechteren“ Ausrichtungen besser geeignet zu sein, um den lokalen Strombedarf zu decken und gleichzeitig den Strombezug aus bzw. die Einspeisung in das überliegende Netz optimal an den Verlauf der Marktpreise anzupassen.

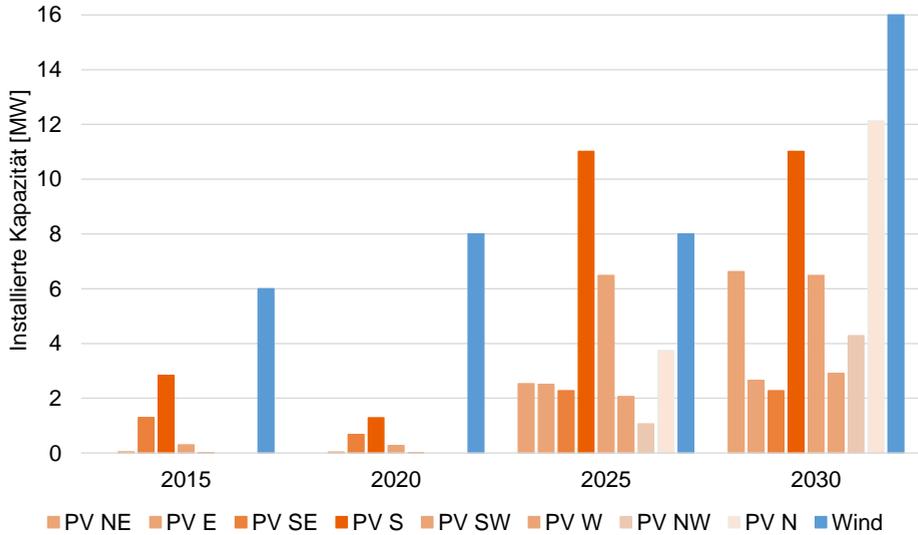


Abb. 74: Entwicklung der installierten Kapazität an PV und Wind in Alternative A-2c.

Abb. 75 zeigt die Energiebilanz für Werktag und jede der vier Jahreszeiten im Jahr 2015 für den Energieträger Strom. Hierbei wird Alternative A-1 mit A-2c verglichen und die Stromerzeugung sowie der Stromverbrauch für alle vier Stadtteile und alle Gebäude aggregiert betrachtet.

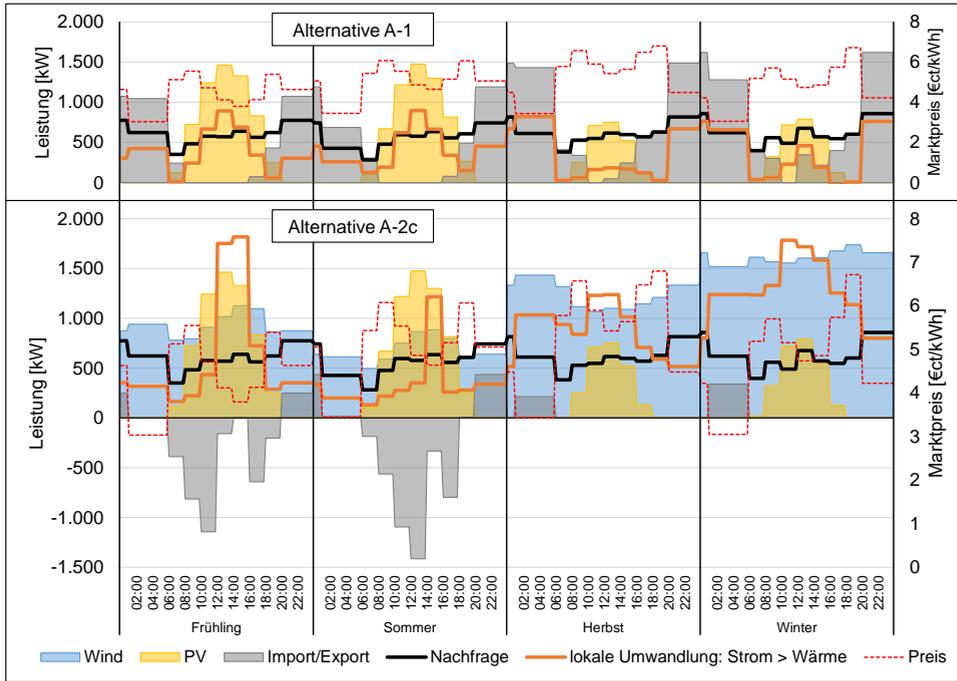


Abb. 75: Bilanz von Stromerzeugung und -verbrauch im zeitlichen Verlauf (in 2015, aggregiert über alle Stadtteile) für die Alternativen A-1 (oben) und A-2c (unten).

Im Jahr 2015 verfügt Ebhausen in beiden Alternativen über die annähernd gleiche installierte PV-Leistung (v. a. Anlagen aus dem Anfangsbestand), in Alternative A-2c werden jedoch schon zu diesem Zeitpunkt 3 Windkraftanlagen zugebaut. Wie die Energiebilanz zeigt, gelingt es durch diese Maßnahme bereits früh, einen Großteil der Stromimporte (graue Flächen) zu vermeiden, bzw. sogar deutliche Strommengen ins überliegende Netz einzuspeisen. Der verbleibende Stromimport sowie der Export werden im Wesentlichen anhand der Marktpreise optimiert. Weiterhin basiert in Alternative A-2c ein Großteil der Wärmeversorgung auf strombetriebenen Wärmepumpen, so dass im Herbst und Winter die regenerative Stromerzeugung zur effizienten Wärmeerzeugung genutzt werden kann. Diese Maßnahmenkombination führt damit gleichzeitig zu deutlichen Einsparungen der CO₂-Emissionen und der Energieimporte. An diesem Beispiel zeigt sich der Vorteil der Berücksichtigung der lokalen Potenziale für erneuerbare Energien und der integrierten Betrachtung der Sektoren Strom und Wärme im Kontext urbaner Energiesysteme. Wie die Modellergebnisse zeigen, kann die Sektorkopplung insbesondere in Bezug auf Energieautarkiebestrebungen einen deutlichen Mehrwert liefern und sowohl ambitionierte Nachhaltigkeits- als auch Autarkieziele ermöglichen.

Die Empfehlungen an die Gemeinde, die im Rahmen eines Abschlussworkshops Ende November 2016 diskutiert wurden, lassen sich wie folgt zusammenfassen: Die drei „extremen“ Alternativen können aufgrund ihrer niedrigen Gesamtbewertung abgelehnt werden; stattdessen sollte sich die Gemeinde an den „Kompromiss“-Alternativen orientieren. Die identifizierten Maßnahmen innerhalb dieser fünf Alternativen sind grundsätzlich ähnlich, z. B. zeigt sich durchgehend ein deutlicher Ausbau der lokalen Stromproduktion durch erneuerbare Energien, die überwiegende Verwendung von Luftwärmepumpen und die Nutzung von LED-Leuchtmitteln. In den Alternativen A-2a, A-2b und A-2c gehören zudem die energetische Gebäudesanierung insbesondere für Gebäude älterer Baujahre sowie die Nutzung effizienter Haushaltsgeräte zu den empfohlenen Maßnahmenbündeln. Basierend auf den Präferenzen der Gemeindevertreter stellt A-2c die Alternative mit der höchsten Gesamtbewertung dar.

6.3 Validierung von Teilergebnissen

Der vorliegende Abschnitt beschreibt Ansätze zur Validierung der Ergebnisse des RE³ASON-Modells. Da das Modell zahlreiche Ergebnisse aus verschiedenen Themenfeldern (Energienachfrage, Infrastruktur, Potenziale erneuerbarer Energien, optimale Systemgestaltung) erzeugt, kann im Rahmen dieser Arbeit keine vollständige Validierung sämtlicher Modellergebnisse erfolgen. Insbesondere die Ergebnisse des Optimierungsmodells zur optimalen Systemgestaltung beziehen sich auf einen langfristigen, zukünftigen Planungshorizont und stellen zudem keine Prognosen, sondern Empfehlungen dar. Vor diesem Hintergrund lassen sich diese Ergebnisse daher nicht anhand empirisch gemessener Vergleichsdaten validieren. Dennoch sollen in den folgenden Abschnitten einzelne Teilergebnisse des Modells, für die grundsätzlich vergleichbare Daten zur Verfügung stehen, validiert werden.

6.3.1 Wärmebedarfsberechnung im Wohngebäudesektor

Für die Berechnung des Wärmebedarfs im Wohngebäudesektor stellt das RE³ASON-Modell sowohl eine detaillierte Bottom-Up-Methode (vgl. Kapitel 3.2 und 3.3.1), als auch eine etwas einfachere Top-Down-Methode (vgl. Kapitel 3.4) zur Verfügung. Durch einen Vergleich der Ergebnisse beider Methoden mit Daten aus Energieberichten können somit beide Methoden validiert und miteinander verglichen werden. Abb. 76 zeigt das Ergebnis eines solchen Vergleiches für fünf deutsche Städte, die in Energieberichten den Wärme-Endenergiebedarf des Haushaltssektors ausweisen.

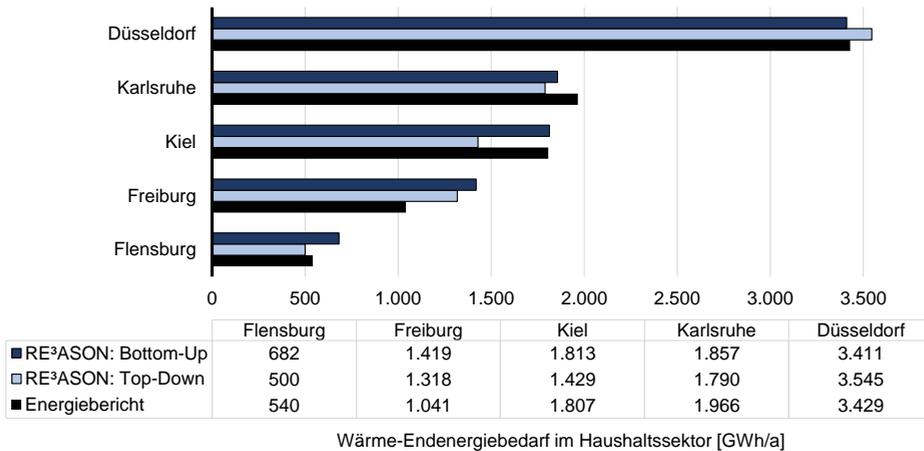


Abb. 76: Vergleich des berechneten Wärme-Endenergiebedarfs im Haushaltssektor für vier Städte mit Angaben aus den Energieberichten dieser Städte. Quellen der Energieberichte: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH 2012 (Düsseldorf), KEK Karlsruher Energie- und Klimaschutzagentur 2012 (Karlsruhe), SCS Hohmeyer | Partner 2016 (Kiel), Energieagentur Regio Freiburg 2012 (Freiburg), ZNES 2012 (Flensburg).

Es zeigt sich, dass beide Methoden jeweils Werte in einer ähnlichen Größenordnung liefern. Trotz des geringen Umfangs dieser Stichprobe lässt sich weiterhin auf eine vergleichsweise gute Übereinstimmung zwischen den Modellberechnungen und Angaben aus den Energieberichten schließen. Für die Top-Down-Methode ergibt sich ein Bestimmtheitsmaß von $R^2=94,9\%$, die Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers (Root Mean Square Error, RMSE) beträgt 231 GWh. Für die Bottom-Up-Methode ergibt sich ein Bestimmtheitsmaß von $R^2=97,7\%$, der RMSE beträgt hier 187 GWh. Die Top-Down Methode scheint den Energiebedarf tendenziell eher zu unterschätzen, während die Bottom-Up Methode zu einer Überschätzung im Vergleich zu den Energieberichten tendiert. Hierbei muss natürlich berücksichtigt werden, dass die betrachtete Stichprobe aufgrund der schlechten Datenlage (Berichte zum städtischen Wärmebedarf sind nur selten verfügbar) zu klein ist, um genauere Aussagen zu treffen. Für eine abschließende Bewertung sollten daher nach Möglichkeit Vergleichswerte für weitere Städte herangezogen werden.

6.3.2 Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien

Eine exakte Validierung der mit dem RE³ASON-Modell ermittelten Kosten und Potenziale für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gestaltet sich dahingehend schwierig, dass die Ergebnisse jeweils sehr spezifisch für einzelne Gemeinden sind, für die das tatsächliche Potenzial und die damit verbundenen Kosten nicht bekannt sind. Um zumindest

die Größenordnung der ermittelten Stromgestehungskosten zu validieren, kann der Vergleich mit einer aktuellen Studie des Fraunhofer-Instituts für solare Energiesystems (vgl. Abb. 77, Kost et al. 2018) erfolgen.

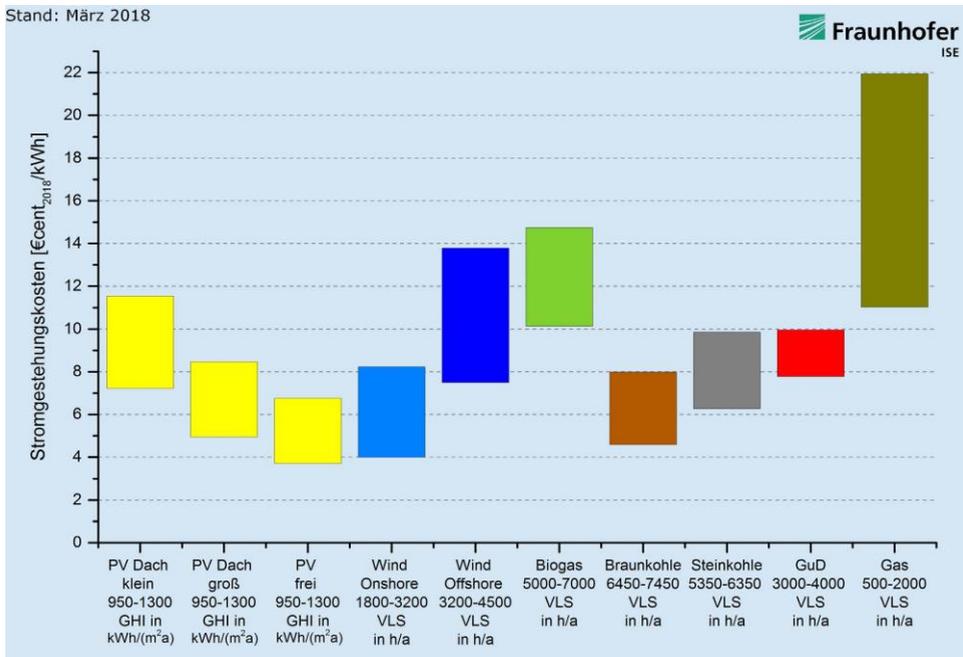


Abb. 77: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke in Deutschland im Jahr 2018. Quelle: Kost et al. (2018).

Dabei zeigt sich, dass die in Abschnitt 6.1 ermittelten erzielbaren Stromgestehungskosten der betrachteten deutschen Gemeinden für PV (9,23 bis 10,88 €ct/kWh) vergleichbar mit den Angaben für „PV Dach klein“ (7,23 bis 11,54 €ct/kWh) sind. Im direkten Vergleich erscheinen die im RE³ASON-Modell getroffenen Kostenannahmen als eher konservativ. Falls die aktuell beobachtete Kostendegression dieser Technologie sich fortsetzt, sowie wenn größere PV-Projekte untersucht werden, sollte demnach die Annahme der spezifischen Investitionen im RE³ASON-Modell angepasst werden. Abschnitt 6.4 dieser Arbeit demonstriert die Auswirkung solcher Anpassungen auf die zu erwartenden Stromgestehungskosten.

Die ermittelten Stromgestehungskosten für Windkraft (4,99 bis 10,11 €ct/kWh) liegen im Vergleich zu Abb. 77 in bis teilweise deutlich über dem Bereich für „Wind Onshore“ (3,99 bis 8,23 €ct/kWh), was auf die teilweise deutlich schlechteren Windverhältnisse in den

betrachteten Regionen zurückzuführen ist: In Schneizdreuth erzielen die potenziellen Anlagenstandorte im Schnitt bspw. lediglich 1.509 Volllaststunden, während in Abb. 77 ein Minimum von 1.800 Volllaststunden angegeben wird.

Für die Stromerzeugung aus Biomasse wurden im Rahmen dieser Arbeit je nach Gemeinde Kosten von 9,86 bis 13,47 €/kWh (bei 6.000 Volllaststunden) ermittelt, was ebenfalls in einem vergleichbaren Bereich wie die Angaben aus Abb. 77 (10,14 bis 14,74 €/kWh) liegt.

6.3.3 PV-Potenzialanalyse für Berlin

Eine Vergleichsmöglichkeit für die Höhe der ermittelten PV-Potenziale liefern Solarkataster, bei denen die Gebäude einer Stadt oder Gemeinde durch Überfliegungen mittels LiDAR vermessen und auf Basis dieser Daten Einstrahlungs- und Verschattungssimulationen durchgeführt werden. Auch diese Methoden haben gewisse Ungenauigkeiten, im Allgemeinen kann jedoch davon ausgegangen werden, dass diese den besten Vergleichswert darstellen.

Bergner et al. (2018) führen einen Vergleich der mit Hilfe des RE³ASON-Modells bestimmten PV-Potenziale mit Ergebnissen aus einem Solarkataster für über 500.000 Gebäude in Berlin durch. Dabei stehen Ergebnisse aus dem „Solaratlas Photovoltaik“ und dem „Solaratlas Solarthermie“ zur Verfügung, bei deren Erstellung mit Hilfe der LiDAR-Technik ein 3D-Modell erzeugt wurde und zur Berechnung der nutzbaren Dachflächen jeweils unterschiedliche Ausschlusskriterien für die Mindestgrößen und Mindesterträge verwendet wurden (vgl. Abb. 78).

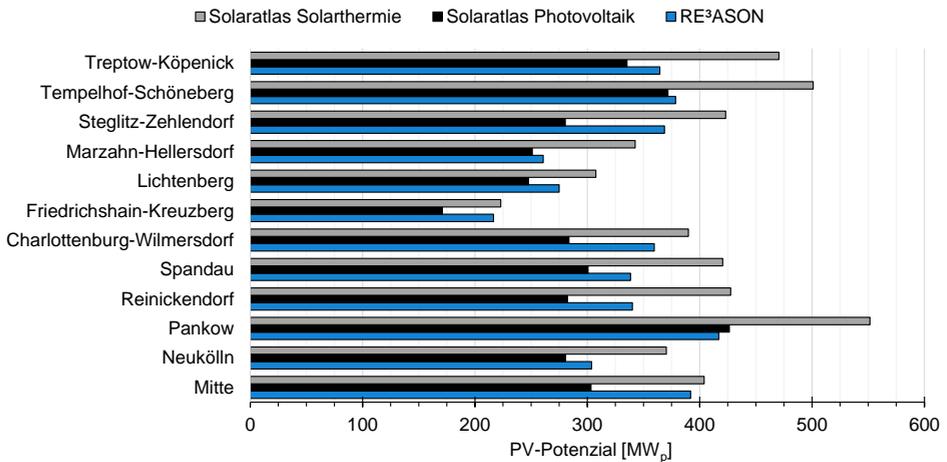


Abb. 78: Vergleich der Ergebnisse der PV-Potenzialanalyse des RE³ASON-Modells mit den Ergebnissen des Solaratlas für die 12 Berliner Bezirke. Quelle: Angepasst aus Bergner et al. (2018).

Dabei zeigt sich, dass bei der Nutzung von vergleichbaren Annahmen im RE³ASON-Modell die Ergebnisse beider Methoden im Allgemeinen recht gut übereinstimmen (Solaratlas Photovoltaik: $R^2=75,2\%$, $RMSE=50 \text{ MW}_p$; Solaratlas Solarthermie: $R^2=82,1\%$, $RMSE=79 \text{ MW}_p$). Im direkten Vergleich zum Solaratlas Photovoltaik überschätzt das RE³ASON-Modell die installierbare Nennleistung durchschnittlich um ca. 11%. Diese Diskrepanz ist v. A. auf die fehlende Berücksichtigung der Verschattung durch andere Gebäude, Bäume, etc. zurückzuführen.

Des Weiteren konnte bei dem Vergleich gezeigt werden, dass die Verteilung der Ausrichtung von Dachflächen ebenfalls gut abgeschätzt werden kann ($R^2=78,3\%$, $RMSE=0,5\%$). Die Annahmen zur Häufigkeitsverteilung der Dachneigungen (die im RE³ASON-Modell auf Katasterdaten in Baden-Württemberg basieren) sind im Untersuchungsgebiet Berlin hingegen weniger zutreffend ($R^2=70,7\%$, $RMSE=3,6\%$; vgl. Abb. 79). Daraus lässt sich schließen, dass bei der Untersuchung städtisch geprägter Gebiete mittels des RE³ASON-Modells die Verteilungsannahmen (Mittelwert und Standardabweichung) der Dachneigung über die Modelloberfläche angepasst werden sollten.

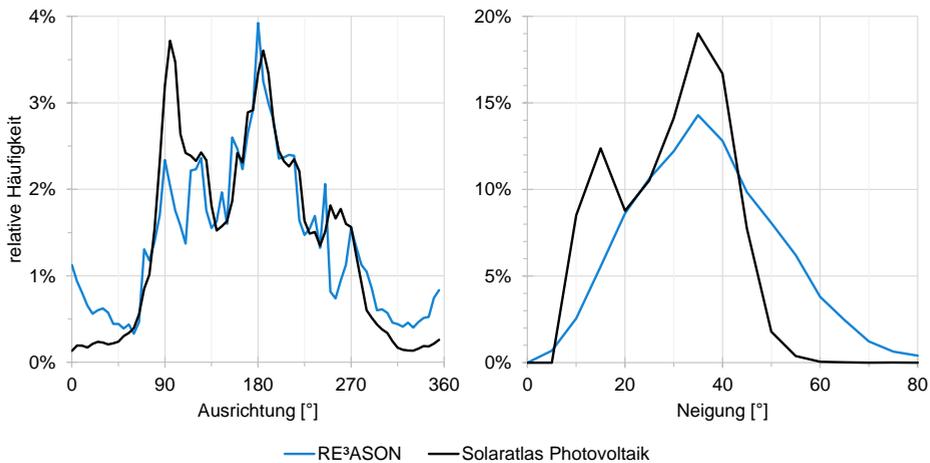


Abb. 79: Vergleich der ermittelten Azimut- und Neigungswinkel des RE³ASON-Modells mit denen aus dem Solaratlas. Quelle: Angepasst aus Bergner et al. (2018).

Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass die Solarpotenziale einer Stadt unter Verwendung des RE³ASON-Modells ähnlich gut erfasst werden können, wie bei der Verwendung von 3D-Stadtmodellen. Die wesentlichen Nachteile des RE³ASON-Modells im direkten Vergleich bestehen in

- der fehlenden Berücksichtigung der Verschattung,
- sowie in der nötigen Anpassung der Annahmen zur Häufigkeitsverteilung der Dachneigung.

Als Vorteile gegenüber dem Solarkataster ergeben sich hingegen

- die geringeren Kosten der Potenzialermittlung,
- die Möglichkeit zur einfachen Aktualisierung der Ergebnisse, z. B. zur Berücksichtigung von Neubauten,
- die ökonomische Bewertung der erfassten Potenziale,
- die Berücksichtigung von Bestandsanlagen,
- sowie die Generierung viertelstündlicher Stromerzeugungsprofile.

6.3.4 Azimutwinkel von Teildachflächen in Freiburg

Mainzer et al. (2017) beschreiben eine Validierung der Bestimmung des Azimutwinkels von Teildachflächen (vgl. Kapitel 4.1) auf Basis eines 3D-Gebäudemodells von Freiburg, welches ebenfalls mittels LiDAR-Technik erstellt wurde. Diese Validierung ist im Ver-

gleich zu Abb. 79 aus dem vorherigen Abschnitt noch etwas detaillierter, da hier jede einzelne Teildachfläche aus dem RE³ASON-Modell ihrem jeweiligen Gegenstück aus dem 3D-Modell zugeordnet wurde. Hierbei konnten insgesamt die Teildachflächen von 26.412 Gebäuden miteinander verglichen werden, das Ergebnis ist in Form einer Dichteverteilung in Abb. 80 dargestellt.

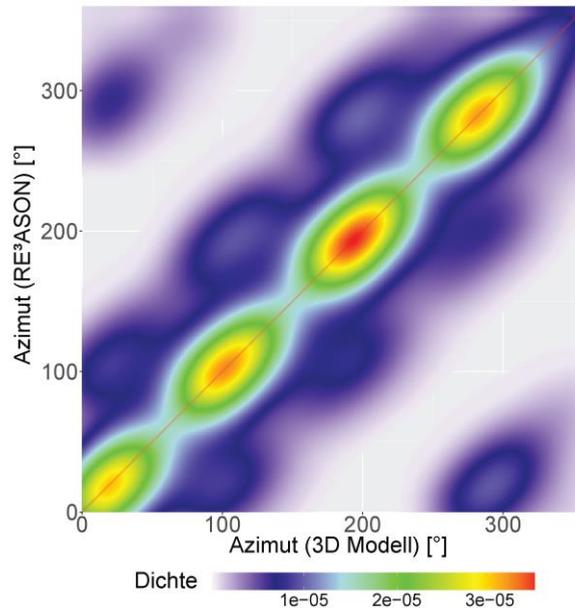


Abb. 80: Vergleich der Azimutwinkel von Teildachflächen aus dem 3D-Modell mit den durch das RE³ASON-Modell bestimmten Azimutwinkeln. Quelle: Angepasst aus Mainzer et al. (2017).

Anhand der hohen Konzentration entlang der ersten Winkelhalbierenden lässt sich deutlich erkennen, dass die Modellergebnisse zum größten Teil gut übereinstimmen. Die meisten Fehler entstehen durch eine Abweichung von $\pm 90^\circ$, die bei etwa 20% der betrachteten Dächer auftrat. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Gebäudewände in der Regel in rechtem Winkel zueinanderstehen, und in einigen Fällen Linien auf dem Satellitenbild detektiert und ausgewählt werden, die parallel zu der jeweils „falschen“ Gebäudewand verlaufen. Dies kommt z. B. bei den Kanten von Dachfenstern vor. Die Fehler sind insgesamt sehr symmetrisch, was bedeutet, dass der Algorithmus keine Abweichung in eine bestimmte Richtung bevorzugt. Dies bedeutet, dass es keinen systematischen Fehler gibt, der die Ergebnisse in Bezug auf die jährliche Stromerzeugung beeinträchtigen könnte.

Das Dichtediagramm zeigt zudem, dass bestimmte Azimutwinkel (20° , 110° , 200° und 290°), vermutlich aufgrund der in Freiburg vorherrschenden Straßenrichtungen, häufiger als andere vorkommen. Die meisten der beobachteten Fehler bei der Azimutbestimmung

können auf eine schlechte Bildqualität (z. B. veraltete Bilder, Bilder mit geringer Auflösung oder schwachem Kontrast) sowie auf die fehlerhafte Interpretation von Dachstrukturen (wie z. B. Fenster) als Dachfirste zurückgeführt werden.

Mainzer et al. (2017) schließen aus dieser Validierung, dass die Methode zur Azimutbestimmung eine Fehlerrate (d. h. eine fehlerhafte Erkennung des Dachfirstes aufgrund von Schatten, Dachfenstern, Gebäudewänden o.ä.) von weniger als 30% aufweist. Diese Fehler wirken sich vor allem auf das Leistungsprofil und nur in geringem Maße auf die jährliche Summe der PV-Stromerzeugung aus, da die Aggregation vieler Gebäude diese Fehler tendenziell ausgleicht.

6.3.5 Erkennung von PV-Bestandsanlagen

Das in Abschnitt 4.1.2 beschriebene neuronale Netz zur Erkennung von PV-Bestandsanlagen wurde im Rahmen von 50 Iterationen mit einem Datensatz von 2.934 Bildern trainiert und validiert. Hierbei wurde der „Backpropagation“-Algorithmus verwendet und 80% der Bilder zum Training und 20% zur Validierung verwendet. Nach diesem Prozess konnte eine Treffergenauigkeit⁶⁶ von 90,97% erreicht werden, d. h. für die Mehrzahl der Gebäude konnte korrekt erkannt werden, ob diese über eine bestehende PV-Anlage verfügen.

Da Trainingsdaten nur für eine begrenzte Anzahl geografischer Regionen in Deutschland zur Verfügung standen,⁶⁷ könnte die Genauigkeit z. B. aufgrund von unterschiedlicher Bildqualität, Lichtverhältnissen etc. in anderen Regionen durchaus schlechter sein. Durch manuelle Überprüfungen der Ergebnisse für Freiburg konnte die korrekte Erkennung jedoch in der Mehrzahl aller Fälle bestätigt werden.

In der Analyse für Freiburg wurden Dachflächen mit einem technischen Potenzial von insgesamt etwa 85 GWh als bereits erschlossen klassifiziert. Das EEG-Anlagenregister (DGS 2016) nennt für Freiburg eine installierte Leistung von 35 GWh/a im Jahr 2014. Die Diskrepanz zwischen diesen Werten lässt sich zum Teil dadurch erklären, dass im Modell das gesamte Potenzial einer (Teil-)Dachfläche als ausgeschöpft angesehen wird, wenn eine bestehende PV-Anlage erkannt wird, während dies in der Realität häufig nicht der Fall ist (vgl. z. B. das Gebäude am rechten Bildrand in Abb. 81, auf dem nur ein Teil der verfügbaren Dachfläche tatsächlich genutzt wird).

⁶⁶ Treffergenauigkeit (engl. „Accuracy“) ist definiert als $\frac{\text{korrekt klassifizierte Bilder}}{\text{alle Bilder}}$. Weitere übliche Gütemaße sind Genauigkeit (engl. „Precision“, hier: 91,91%), Trefferquote (engl. „Recall“, hier: 90,96%) und F-Maß (engl. „F1 Score“, 91,08%).

⁶⁷ Als Trainingsdaten wurden Luftbilder für die Gemeinden Karlsruhe, Feuchtwangen und Miesbach genutzt.



Abb. 81: Automatisierte Erkennung von PV-Bestandsanlagen in Freiburg. Dächer, auf denen bestehende PV-Anlagen durch das neuronale Netz erkannt wurden, sind rot hervorgehoben. Quelle: Mainzer et al. (2017).

Aus manuellen Einzelprüfungen von über 200 Beispielbildern mit bestehenden PV-Anlagen schließen Mainzer et al. (2017), dass in vielen Fällen tatsächlich nur etwa 30 bis 80% der verfügbaren Fläche genutzt werden. Weiterhin lässt die Bildqualität keine Unterscheidung zwischen PV-Modulen und solarthermischen Anlagen zu. Dies führt dazu, dass das Modell diese Flächen zwar korrekterweise als belegt erkennt, gleichzeitig wird durch die Annahme, dass sich dort eine PV-Anlage befindet, jedoch auch das installierte Stromerzeugungspotenzial überschätzt. Zudem sind die Luftbilder in der Regel aktueller und zeigen möglicherweise viele PV-Anlagen, die 2014 noch nicht in den Registerdaten berücksichtigt wurden. Insgesamt sollte davon ausgegangen werden, dass das beschriebene neuronale Netz die Anzahl bereits belegter Dachflächen tendenziell eher überschätzt, was in Bezug auf das verbleibende Potenzial eine eher konservative Schätzung darstellt. Trotz dieser methodisch bedingten Unsicherheiten kommen die Erkenntnisse aus den bisherigen Modellanwendungen zu dem Schluss, dass der verfolgte Ansatz zur Erkennung von PV-Modulen auf Basis von Satellitenbildern gut geeignet ist. Somit ermöglicht dieser im Vergleich zu bestehenden Ansätzen der PV-Potenzialbestimmung erstmals die ortsscharfe Berücksichtigung des PV-Anlagenbestands.

6.3.6 Einsatzplanung des Optimierungsmodells

Die Ergebnisse des Optimierungsmodells beziehen sich auf einen langfristigen zukünftigen Zeithorizont und lassen sich aufgrund der fehlenden Vergleichsdaten hierzu nur schwer validieren. Dies betrifft insbesondere die optimale Investitionsplanung. Die ermittelte Einsatzplanung der installierten Technologien lässt sich jedoch zumindest qualitativ bewerten. Da für solch eine Betrachtung insb. die Planung flexibel einsetzbarer Technologien von Interesse ist, soll im Folgenden die Einsatzplanung eines Blockheizkraftwerkes in einem einzelnen Mehrfamilienhaus (Stadtteil Ebershardt, Baualtersklasse 1958 – 1968) aus den

Ergebnissen der Fallstudie Ebhausen (vgl. Abschnitt 6.2) bewertet werden. Abb. 82 zeigt die Ergebnisse der optimalen Einsatzplanung für die Minimierung der Gesamtsystemausgaben (Alternative A-1) für vier Werktage im Frühling, Sommer, Herbst und Winter für das Jahr 2020.

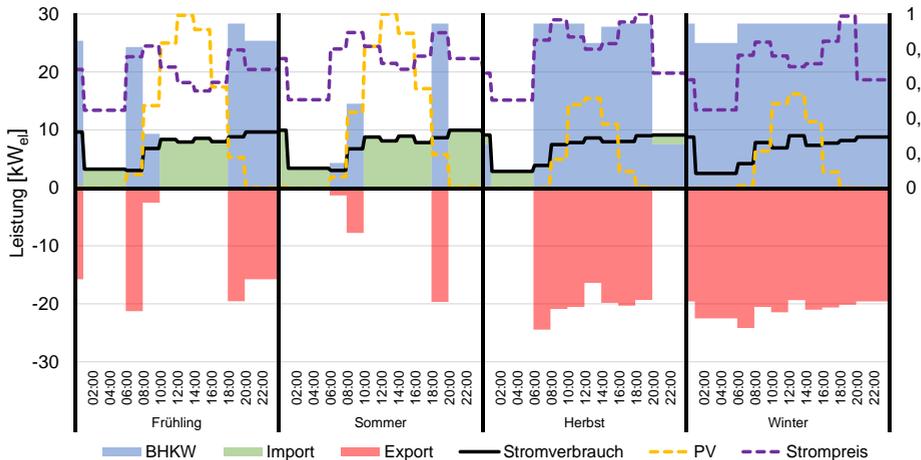


Abb. 82: Ergebnisse der optimalen Einsatzplanung für ein Blockheizkraftwerk in einem Mehrfamilienhaus. Gezeigt werden die Stromerzeugung des BHKW, der Stromimport und -export sowie die Summe des Stromverbrauchs. Weiterhin sind die normierten Profile der regionalen PV-Erzeugung und des Strompreises auf der Sekundärachse angegeben.

Zunächst lässt sich klar erkennen, dass das BHKW im Winter und Herbst viel häufiger eingesetzt wird, als im Sommer und Frühling. Dies liegt darin begründet, dass das BHKW die einzige installierte Heiztechnologie in dem betrachteten Gebäude ist und somit den gesamten Wärmebedarf erfüllen muss. Die Annahme eines ausreichend dimensionierten Pufferspeichers (vgl. Kapitel 5.5.6) ermöglicht hingegen die zeitlich flexible Steuerung innerhalb eines Tages. Die Tageseinsatzdauer des BHKW wird somit durch technische Restriktionen vorgegeben, der zeitliche Einsatz, bzw. der Fahrplan, ist jedoch Gegenstand der ökonomischen Optimierung.

Hierbei wird schnell ersichtlich, dass insbesondere zwei Faktoren über den Einsatz entscheiden: der aktuelle Strompreis und die regionale PV-Erzeugung. Im Allgemeinen wird das BHKW eher bei hohen Strompreisen betrieben, da somit der erzeugte Strom den höchsten Wert hat und die Kosten für den Stromimport minimiert werden können. Die Abschaltung oder Absenkung erfolgt jeweils in den günstigsten Stunden des Tages (während des Herbsttages z. B. zwischen 2 und 6 Uhr). Wenn im Tagesverlauf mehrmals der (annähernd) gleiche Strompreis gilt (z. B. während des Sommertages um 9 Uhr und um 19 Uhr),

findet zudem die regionale PV-Erzeugung Berücksichtigung. In diesen Fällen setzt das Modell das BHKW bevorzugt zu Zeiten ein, in denen geringere Mengen günstigen PV-Stroms zur Verfügung stehen.

Ergänzend zum BHKW unterliegen auch die Stromverbraucher des Gebäudes der optimalen Einsatzplanung. In dem betrachteten Gebäude gibt es sowohl hochpreisige Haushaltsgeräte der höchsten Effizienzklasse A+++, als auch günstigere Geräte der niedrigeren Klasse A+. Das Ergebnis der optimalen Einsatzplanung dieser Geräte sowie der LED-Beleuchtung für das Jahr 2020 zeigt Abb. 83.



Abb. 83: Ergebnisse der optimalen Einsatzplanung der Haushaltsgeräte in einem Mehrfamilienhaus.

Da LED die einzige Beleuchtungstechnologie des Gebäudes darstellt, ist deren Einsatzplanung durch die Nachfrageprofile fest vorgegeben. Bei den Haushaltsgeräten zeigt sich jedoch, dass ein Großteil der Nachfrage durch Geräte der höchsten Effizienzklasse gedeckt wird und die weniger effizienten Geräte nur zu Zeitpunkten der höchsten Last eingesetzt werden. Die Betriebsweise erklärt somit auch, warum bei dieser Optimierung nicht nur in die effizientesten oder nur in die günstigsten Geräte investiert wird. Das Optimierungsmodell wählt stattdessen die Strategie, den Großteil der Nachfrage („Grundlast“) durch die effizienteste Geräteklasse zu versorgen. Die Lastspitzen werden hingegen durch günstigere und weniger effiziente Geräte, die jedoch auch deutlich seltener zum Einsatz kommen, gedeckt.

Insgesamt zeigen diese Betrachtungen, dass der Anlageneinsatz den vorgegebenen ökonomischen Zielen folgt und die Einsatzplanung somit den Erwartungen an solch eine Optimierung entspricht.

6.4 Sensitivitätsanalysen

Der vorliegende Abschnitt beschreibt Ansätze zur Quantifizierung des Einflusses verschiedener Annahmen und Parameter auf die Ergebnisse des RE³ASON-Modells im Rahmen von Sensitivitätsanalysen. Aufgrund der Vielzahl der verwendeten Parameter und der langen Rechenzeiten kann im Rahmen dieser Arbeit jedoch keine Sensitivitätsanalyse bezüglich aller (Kombinationen von) Parametern durchgeführt werden. Die Vielzahl der angewandten Methoden und die Vielschichtigkeit der Ergebnisse erschwert zudem die Bestimmung einer einfachen Kennzahl. Im Folgenden soll jedoch die Sensitivität der Ergebnisse einiger der implementierten Methoden auf einige ausgewählte Parameter quantifiziert werden, wobei die Auswirkungen einer Parameteränderung jeweils möglichst klar dargestellt und quantifiziert werden soll. Dabei sollen v. a. Parameter untersucht werden, die einerseits unsicher bezüglich ihres aktuellen Wertes sowie dessen zukünftiger Entwicklung sind, und die zudem einen mutmaßlich großen Einfluss auf die Ergebnisse haben.

Im Folgenden wird bei der PV-, Wind- und Bioenergiepotenzialanalyse einer Gemeinde jeweils einer der Standardparameter variiert und die Auswirkung dieser Änderung auf den Verlauf der resultierenden Kostenpotenzialkurven der Stromerzeugung, sowie insbesondere auf das maximal erzielbare Potenzial und die minimal erzielbaren Stromgestehungskosten untersucht.

Abb. 84 zeigt die Kostenpotenzialkurve für die Stromerzeugung aus PV in Freiburg, wobei die schwarze Kurve die Standardannahmen des Modells (Wetterjahr 2016, spezifische Kosten 1.300 €/kWp, 144 mögliche Modulausrichtungen) abbildet. Für die Erzeugung der anderen Kurven wurde jeweils einer dieser Parameter variiert und die Potenzialanalyse erneut durchgeführt.

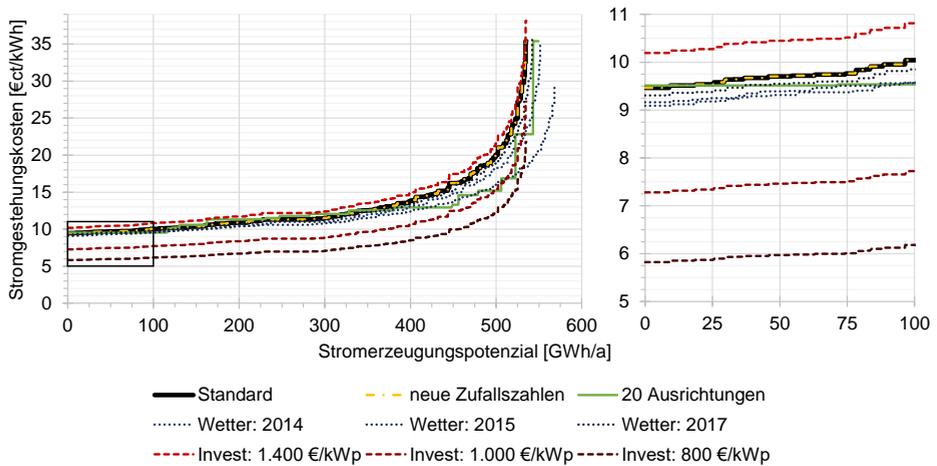


Abb. 84: Kostenpotenzialkurven für die Stromerzeugung aus PV in Freiburg unter Berücksichtigung abweichender Annahmen im Vergleich zu den Standardannahmen des Modells.

Tabelle 34 fasst zudem die wesentlichen quantitativen Ergebnisse dieser Variationen zusammen.

Tabelle 34: Relative Änderungen des Stromerzeugungspotenzials und der erzielbaren Stromgestehungskosten bei Variation verschiedener Parameter der PV-Potenzialermittlung für Freiburg.

Parameteränderung	Änderung Stromerzeugungspotenzial [%]	Änderung Stromgestehungskosten [%]
neue Zufallszahlen	+0,0%	+0,0%
20 Ausrichtungen	+2,7%	+0,5%
Wetter: 2014	+3,2%	-4,0%
Wetter: 2015	+6,3%	-3,2%
Wetter: 2017	+1,4%	-1,7%
Invest: 1.400 €/kWp	+0,0%	+7,7%
Invest: 1.000 €/kWp	+0,0%	-23,1%
Invest: 800 €/kWp	+0,0%	-38,5%

Es zeigt sich, dass die Sensitivität der Ergebnisse auf Änderungen eines einzelnen Parameters in den meisten Fällen recht gering ist und die Ergebnisse in einer vergleichbaren Größenordnung liegen. Eine Verwendung unterschiedlicher Zufallszahlen (welche sich z. B. auf die Zugehörigkeit einzelner Dächer zur Klasse der Flachdächer auswirkt) resultiert in keiner wesentlichen Änderung der Ergebnisse. Die Verwendung einer geringeren Anzahl möglicher Modulausrichtungen führt zu einer deutlich geringeren Granularität der Ergeb-

nisse, die Höhe und Kosten der Potenziale werden davon jedoch nur geringfügig beeinflusst. Die Annahme unterschiedlicher Wetterjahre kann in den betrachteten Fällen Änderungen der Stromerzeugungspotenziale von über 6% bewirken, die Stromgestehungskosten ändern sich dabei weniger deutlich. Den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben Änderungen der angenommenen spezifischen Kosten der PV-Systeme. Dies ist auch der Parameter, von dem in den nächsten Jahren die größten Änderungen erwartet werden können. Änderungen dieser Annahme wirken sich direkt proportional auf die erwarteten Stromgestehungskosten aus, so dass z. B. bei 800 €/kWp (was innerhalb der nächsten 5 Jahre voraussichtlich sogar unterboten wird, vgl. IEA 2017a, S. 146) die Gestehungskosten der Stromerzeugung aus PV in Deutschland um über 38% abnehmen könnten.

Abb. 85 zeigt die Kostenpotenzialkurve für die Stromerzeugung aus Windkraft in Freiburg. Die schwarze Kurve bildet hierbei die Standardannahmen des Modells ab (Turbinenauswahl nach minimalen Stromgestehungskosten, Mindestabstände zwischen benachbarten Windkraftanlagen: 8-facher Rotordurchmesser in Haupt- und 5-facher Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung, 700 m Mindestabstand zu Wohngebieten, maximale Hangneigung 20°, Lebensdauer 20 Jahre, Windpark-Effizienz 85%). Für die Erzeugung der anderen Kurven wurde jeweils einer dieser Parameter variiert und die Potenzialanalyse erneut durchgeführt.

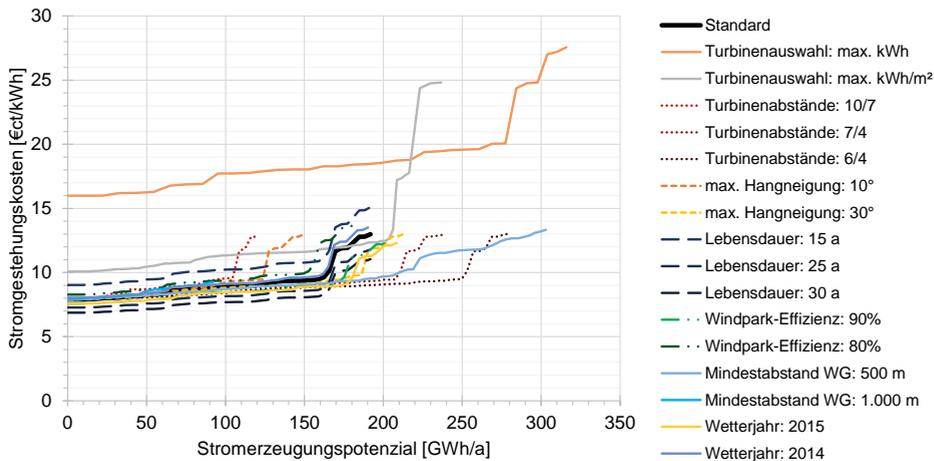


Abb. 85: Kostenpotenzialkurven für die Stromerzeugung aus Windkraft in Freiburg unter Berücksichtigung abweichender Annahmen im Vergleich zu den Standardannahmen im Modell.

Tabelle 35 fasst zudem die wesentlichen quantitativen Ergebnisse dieser Variationen zusammen.

Tabelle 35: Relative Änderungen des Stromerzeugungspotenzials und der erzielbaren Stromgestehungskosten bei Variation verschiedener Parameter der Wind-Potenzialermittlung für Freiburg.

Parameteränderung	Änderung Stromerzeugungspotenzial [%]	Änderung Stromgestehungskosten [%]
Turbinenauswahl: max. kWh	+64,8%	+102,1%
Turbinenauswahl: max. kWh/m ²	+23,4%	+27,3%
Turbinenabstände: 10/7	-37,6%	+0,5%
Turbinenabstände: 7/4	+23,6%	+0,1%
Turbinenabstände: 6/4	+45,6%	-0,2%
max. Hangneigung: 10°	-21,9%	-0,4%
max. Hangneigung: 30°	+10,7%	-0,2%
Lebensdauer: 15 a	+0,0%	+14,2%
Lebensdauer: 25 a	+0,0%	-8,1%
Lebensdauer: 30 a	+0,0%	-13,2%
Windpark-Effizienz: 90%	+5,9%	-4,2%
Windpark-Effizienz: 80%	-5,9%	+4,7%
Mindestabstand WG: 500 m	+57,9%	-0,4%
Mindestabstand WG: 1.000 m	-52,0%	+0,5%
Wetterjahr: 2015	+8,7%	-4,3%
Wetterjahr: 2014	-0,8%	+1,5%

Im Vergleich zur PV-Potenzialanalyse (s. o.) zeigen sich hier größere Sensitivitäten. Gerade die Methode zur Auswahl der geeignetsten Windturbine für jeden Standort hat einen deutlichen Einfluss sowohl auf das Stromerzeugungspotenzial, als auch auf die Stromgestehungskosten. Durch Maximierung des absoluten oder spezifischen Ertrags für jeden Standort kann die jährliche Stromerzeugung um 23%, bzw. 65% gesteigert werden, dabei nehmen jedoch auch die erzielbaren Stromgestehungskosten mit 27%, bzw. 102% deutlich zu. In den meisten Fällen ist daher die Standardvorgehensweise (Minimierung der Stromgestehungskosten für jeden Anlagenstandort) zu bevorzugen. Durch Änderungen der Mindestabstände zwischen den Windkraftanlagen kann das gesamte Stromerzeugungspotenzial ebenfalls stark beeinflusst werden, die Stromgestehungskosten ändern sich dabei nur unwesentlich. Ähnlich verhält es sich bei Änderungen der maximal erlaubten Hangneigung. Eine Anpassung der angenommenen Lebensdauer der WKA hat keinen Einfluss auf das (jährliche) Stromerzeugungspotenzial, kann jedoch die kalkulierten Stromgestehungskosten deutlich verändern. Die angenommene Windpark-Effizienz steht in linearem Zusammenhang sowohl mit der Stromerzeugung, als auch mit den Stromgestehungskosten. Einen besonders starken Einfluss auf die mögliche Stromerzeugung hat zudem der geforderte Mindestabstand von WKA zur Wohnbebauung. Die Annahme unterschiedlicher Wetterjahre hat aufgrund der unterschiedlichen Häufigkeiten der auftretenden Windgeschwindigkeiten offensichtlich einen Einfluss sowohl auf das Stromerzeugungspotenzial, als auch auf die damit verbundenen Stromgestehungskosten. Für die konkrete betriebswirtschaftliche Planung eines Windparks sollten daher immer mehrere Wetterjahre betrachtet werden.

Die meisten dieser Parameteränderungen haben einen nichtlinearen Einfluss auf die Ergebnisse, da insbesondere die Größe und die konkrete Form der verfügbaren Flächen entscheidend dafür sind, wo und wie viele Windkraftanlagen gebaut werden könnten. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalyse lassen sich daher zwar in ihrer grundsätzlichen Tendenz verallgemeinern, die konkreten quantitativen Ergebnisse können jedoch in jeder betrachteten Gemeinde unterschiedlich ausfallen.

Abb. 86 zeigt die Kostenpotenzialkurve für die Stromerzeugung aus Biomasse in Karlsruhe. Die schwarze Kurve bildet hierbei die Standardannahmen des Modells ab (80% Flächenausnutzung, 6.000 Jahresvolllaststunden, Biomassessubstraterträge nach Tabelle 16, jeweils eine Anlage für Müll- und Holzverbrennung und 3 Anlagen zur Biogaserzeugung, sowie Verwendung eines BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung in Biogasanlagen). Für die Erzeugung der anderen Kurven wurde jeweils einer dieser Parameter variiert und die Potenzialanalyse erneut durchgeführt. Aufgrund der ohnehin schon komplexen Darstellung wurde an dieser Stelle auf die Abbildung der Kostenpotenzialkurven für Wärme und Biomethan verzichtet.

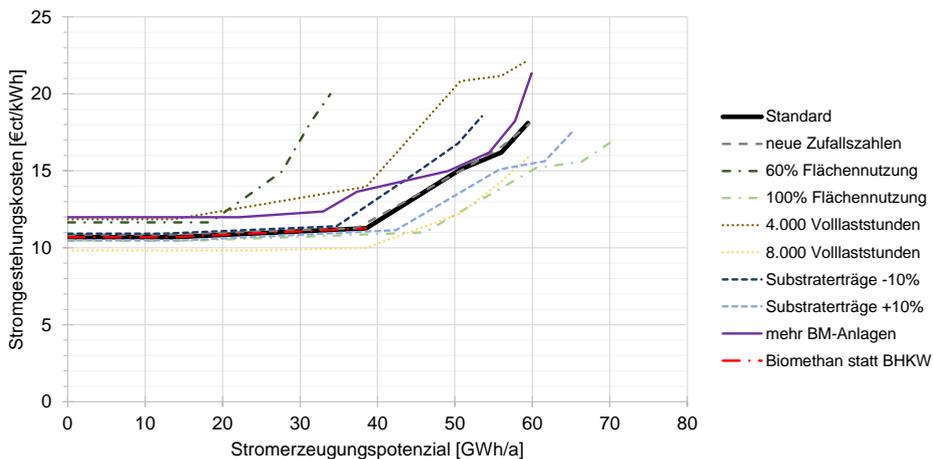


Abb. 86: Kostenpotenzialkurven für die Stromerzeugung aus Biomasse in Karlsruhe unter Berücksichtigung abweichender Annahmen im Vergleich zu den Standardannahmen im Modell.

Tabelle 36 fasst zudem die wesentlichen quantitativen Ergebnisse der Parametervariationen zusammen.

Tabelle 36: Relative Änderungen des Stromerzeugungspotenzials und der erzielbaren Stromgestehungskosten bei Variation verschiedener Parameter der Bioenergie-Potenzialermittlung für Karlsruhe.

Parameteränderung	Änderung Stromerzeugungspotenzial [%]	Änderung Stromgestehungskosten [%]
neue Zufallszahlen	+0,3%	+1,6%
60% Flächennutzung	-42,9%	+9,0%
100% Flächennutzung	+18,8%	-2,2%
4.000 Volllaststunden	+0,0%	+10,9%
8.000 Volllaststunden	+0,0%	-8,1%
Substraterträge -10%	-10,0%	+2,2%
Substraterträge +10%	+10,0%	-1,9%
mehr BM-Anlagen	+0,8%	+12,1%
Biomethan statt BHKW	-35,2%	-0,0%

Im Vergleich zur PV-Potenzialermittlung ist das Ergebnis durchaus sensitiv gegenüber Änderungen der verwendeten Zufallszahlen, wenn auch nur in geringem Maße. Dies liegt darin begründet, dass diese in den Standardeinstellungen des Modells bestimmen, welche der verfügbaren Flächen für die Bioenergienutzung zulässig sind und welche ausgeschlossen werden. Zusätzlich werden bei der Bestimmung der Startlösung des k-Means++-Clustering Algorithmus zur Zuordnung von Biogasanlagen zu Ackerflächen (vgl. Kapitel 4.3) Zufallszahlen verwendet. Diese Annahmen können einen Einfluss auf die Transportkosten haben und beeinflussen daher (in geringem Maße) die Stromgestehungskosten. Eine wesentliche Annahme für die Modellergebnisse ist der nutzbare Anteil der verfügbaren Flächen. Erwartungsgemäß bewirkt ein größerer Anteil nutzbarer Flächen auch ein größeres Stromerzeugungspotenzial. Die Stromgestehungskosten sinken mit steigender nutzbarer Fläche, da die Anlagen größer ausgelegt werden können und Skaleneffekte zum Tragen kommen. Die Volllaststunden, bzw. der Jahresnutzungsgrad bestimmen die Auslegung der Anlagen. Diese haben keine Auswirkung auf das Stromerzeugungspotenzial, stattdessen wird mit einer geringeren Volllaststundenzahl eine größere Flexibilität zum Preis höherer Stromgestehungskosten erkaufte. Eine Änderung der Substraterträge, d. h. des spezifischen Biomasseertrages je Substrattyp, bewirkt erwartungsgemäß eine proportionale Änderung des Stromerzeugungspotenzials. Die Planung einer größeren Anzahl von Bioenergieanlagen (zwei Holzfeuerungsanlagen, zwei Müllverbrennungsanlagen und vier Biogasanlagen) führt zu höheren Stromgestehungskosten, da die einzelnen Anlagen kleiner ausgelegt werden und nur in geringerem Maße Skaleneffekte erzielen können. Wird das Biogas zu Biomethan aufbereitet, anstatt in einem BHKW zu Strom und Wärme umgewandelt zu werden, mindert dies die mögliche Jahresstromerzeugung um ca. 35%. Die erzielbaren Stromgestehungskosten bleiben hiervon unberührt (da diese mit einer Holzfeuerungsanlage erzielt werden).

7 Diskussion und kritische Würdigung

Während im vorhergehenden Kapitel die Anwendung des RE³ASON-Modells im Rahmen verschiedener Fallstudien beschrieben wurde, sollen in diesem Kapitel sowohl die Ergebnisse aus diesen Fallstudien, als auch das entwickelte Modellsystem diskutiert und kritisch hinterfragt werden.

In Abschnitt 7.1 werden zunächst die Ergebnisse aus den Fallstudien reflektiert und Schlussfolgerungen daraus abgeleitet. Abschnitt 7.2 bewertet die Übertragbarkeit des entwickelten Modells. In Abschnitt 7.3 wird auf mögliche Interessenskonflikte und Schwierigkeiten, die sich bei der Umsetzung der mit dem Modell entwickelten Energiekonzepte in der Praxis ergeben könnten, eingegangen. In Abschnitt 7.4 werden schließlich verschiedene Aspekte der Arbeit, insb. der Umfang und die Perspektive des entwickelten Modellsystems sowie inhaltliche und methodische Aspekte kritisch hinterfragt.

7.1 Schlussfolgerungen aus den Modellergebnissen

Bei der Anwendung des Modells im Rahmen verschiedener Fallstudien hat sich gezeigt, wie heterogen die Ausgangslage sowohl bezüglich der Struktur der Energienachfrage, als auch bezüglich der Potenziale für erneuerbare Energien in unterschiedlichen Regionen sein kann. Es ist somit klar, dass es keine allgemeingültigen Empfehlungen unabhängig von den Eigenschaften der betrachteten Gemeinde geben kann. Die modellgestützte Analyse ist somit ein unerlässliches Werkzeug für die Ableitung von Empfehlungen zur optimalen Gestaltung des Energiesystems unter Berücksichtigung der spezifischen lokalen Gegebenheiten.

Wie in Kapitel 6.1 gezeigt werden konnte, stehen den meisten Gemeinden außerordentlich große technische Potenziale zur Energiegewinnung aus lokalen erneuerbaren Energieresourcen zur Verfügung. Gerade für kleinere Gemeinden mit geringer Bevölkerungsdichte ist eine bilanzielle Energieautarkie, d. h. die vollständige Deckung des jährlichen Strombedarfs, in einigen der betrachteten Gemeinden sogar des gesamten jährlichen Endenergiebedarfs, durch lokale erneuerbare Energien im Bereich des technisch möglichen. Die Ergebnisse zeigen jedoch auch, dass die Bandbreite der Gesteungskosten zur Erschließung dieser Potenziale recht groß ist, so dass ein Teil der Potenziale in den meisten Fällen aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht attraktiv sein dürfte. Insbesondere zeigt dies, dass die

optimale Auswahl geeigneter Versorgungsoptionen eine detaillierte Datengrundlage erfordert, die mit dem RE³ASON-Modell bereitgestellt werden kann.

Die Analysen zeigen zudem, dass die genaue Höhe und die Erschließungskosten der Potenziale stark von den spezifischen lokalen Gegebenheiten abhängig sind: Während die Kosten vor allem durch das lokale Klima beeinflusst werden, wird die Höhe der jährlich erzielbaren Strom-, Wärme- und Biomethanerzeugung im Wesentlichen durch die nutzbaren Flächen innerhalb einer Gemeinde bestimmt.

Weiter konnte durch die Analyse der ermittelten Potenziale gezeigt werden, dass die Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten einer Gemeinde und ihrer einzelnen Stadtteile einen deutlichen Einfluss auf die Ergebnisse haben kann. Beispiele hierfür sind die Auswirkung der Ausrichtungen der Straßen und Gebäude, sowie die Topographie und Oberflächenbeschaffenheit des Geländes auf die Höhe und Kosten der berechneten Potenziale für erneuerbare Energien.

Die Anwendung des RE³ASON-Modells zur Erstellung eines Energiekonzeptes für Ebhausen (Kapitel 6.2) konnte verschiedene Alternativen der zukünftigen Gestaltung des Energiesystems der Gemeinde aufzeigen. Eine neue Erkenntnis aus der vergleichenden Bewertung dieser Alternativen ist, dass, obwohl die Wirtschaftlichkeit für die Vertreter der Gemeinde von größter Bedeutung ist, eine reine Kostenminimierung ohne jegliche Berücksichtigung von ökologischer Nachhaltigkeit und Energieautarkie keine empfehlenswerte Alternative und nachteilig für die Akzeptanz der Ergebnisse ist. Vielmehr hat sich gezeigt, dass die kombinierte Berücksichtigung mehrerer Zielkriterien von größter Bedeutung ist, wenn Alternativen ermittelt werden sollen, die eine breite Unterstützung in der Gemeinde finden.

Durch die vergleichende Bewertung der Alternativen unter Berücksichtigung der Präferenzen der Gemeindevertreter konnte die Alternative mit dem größten Nutzwert bestimmt werden. Diese Alternative führt durch Investitionen in effizientere Gebäudedämmung, Heizsysteme und erneuerbare Energien zu einer deutlichen Emissionsminderung und ermöglicht die bilanzielle Energieautarkie der Gemeinde. Die Fallstudie zeigt somit, dass eine Umstellung der Energieversorgung auf regionale, klimaneutrale Energieressourcen nicht nur technisch machbar, sondern auch konform mit den Präferenzen der lokalen Akteure einer Gemeinde sein kann.

Durch den Vergleich der empfohlenen Maßnahmen in allen betrachteten Alternativen können zudem einige allgemeinere Empfehlungen für die Gemeinde formuliert werden. So waren in allen Alternativen und für alle Gebäudetypen LED-Leuchtmittel die dominierende Beleuchtungstechnologie. In allen Alternativen wird zudem für die meisten Gebäudetypen zumindest eine konventionelle Wärmedämmung, für Gebäude älteren Baujahres sowie in Szenarien mit ambitionierten Nachhaltigkeits- oder Autarkiezielen zudem eine

zukunftsweisende Wärmedämmung zur Verbesserung der Energieeffizienz im Gebäudebereich empfohlen. Dies sind somit Empfehlungen, die für die Gemeinde unabhängig von der konkreten Ausgestaltung ihrer Präferenzen ausgesprochen werden können.

Auffallend ist zudem, dass in allen „Kompromiss“-Alternativen (A-2a bis A-3b) die Luftwärmepumpe das dominierende Heizsystem darstellt, während dies in keiner der extremen Alternativen (A-1 bis A-3) der Fall ist. Dies deutet darauf hin, dass dieses Heizsystem einen besonders guten Kompromiss zwischen Kosten und CO₂- bzw. Energieimporteinsparungen bietet. Hieraus lässt sich schließen, dass die Berücksichtigung mehrerer Zielkriterien zu Erkenntnissen führen kann, die bei der Betrachtung lediglich eines Zielkriteriums (z. B. Gesamtsystemausgaben) nicht möglich wären.

7.2 Bewertung der Übertragbarkeit

Wie für die meisten der in Kapitel 2.3 untersuchten Modelle zur Analyse urbaner Energiesysteme gilt auch für das RE³ASON-Modell, dass die Methode grundsätzlich übertragbar ist, solange die benötigten Inputdaten in der korrekten Form bereitgestellt werden. Wie in Kapitel 2.4 gezeigt werden konnte, gewährleistet dies aufgrund der fehlenden Verfügbarkeit dieser Daten jedoch meist nicht, dass das Modell auch in der Praxis auf andere Regionen angewandt werden kann. Das RE³ASON-Modell geht hier im Vergleich zu anderen Modellen einen Schritt weiter: zusätzlich zu dem Modell zur Bestimmung der optimalen Systemgestaltung (Kapitel 5), stellt es auch übertragbare Methoden zur Charakterisierung der Nachfragestruktur (Kapitel 3) und zur Bestimmung der Kosten und Potenziale für erneuerbare Energien (Kapitel 4) bereit.

Wie die Ergebnisse aus Kapitel 6.1 zeigen, ermöglicht dies die Analyse beliebiger Gemeinden in Deutschland ohne besonderen Anpassungsaufwand. Die in den Kapiteln 3 und 4 beschriebenen Methoden stellen dabei sicher, dass die Berechnung der benötigten Daten zur Charakterisierung der städtischen Energiesysteme weitgehend automatisiert abläuft und komfortabel über die grafische Oberfläche des Modells gesteuert werden kann.

Zudem konnte gezeigt werden, dass die in Kapitel 4 beschriebenen Methoden der PV-, Wind- und Biomasse-Potenzialanalyse ebenso auf Gemeinden außerhalb Deutschlands angewendet werden können. Ermöglicht wird dies durch die annähernd⁶⁸ globale Verfügbarkeit der hierfür benötigten Daten zu den klimatischen Bedingungen des jeweils betrachteten Standortes. Bei der Untersuchung dieser Gemeinden konnte jedoch auch beobachtet

⁶⁸ Aufgrund der Positionierung geostationärer Wettersatelliten über dem Äquator (Breitengrad 0°) und deren Ausleuchtungszone werden von diesen nur die Breitengrade zwischen 66° und -66° abgedeckt. Dies schließt bspw. Gebiete nördlich von Island und die Antarktis aus.

werden, dass die Verfügbarkeit der Geodaten weltweit sehr heterogen ist; in den wenigsten Gegenden der Welt ist die Datenverfügbarkeit so gut wie in Deutschland. Dennoch ließ sich das Modell auch in Gegenden mit schlechterer Datenlage anwenden, wenn auch mit einer gewissen Unsicherheit bezüglich der Ergebnisse. So kann es bspw. vorkommen, dass nur geringe Potenziale für Biomasse identifiziert werden, weil die in der Realität vorhandenen Ackerflächen in OpenStreetMap nicht als solche gekennzeichnet sind. Letztendlich liegt es somit in der Verantwortung des Nutzers des RE³ASON-Modells, die Datenlage der zu betrachtenden Region zu bewerten und diese bei der Auswertung der Ergebnisse zu berücksichtigen. Dies kann recht einfach unter Verwendung der grafischen Oberfläche erfolgen, indem die entsprechenden Daten bezogen und angezeigt werden, während gleichzeitig als Hintergrundkarte z. B. das Satellitenbild der Region eingeblendet wird. Alternativ können auch verschiedene Online-Kartendienste, z. B. zur Einschätzung der Gebäudedichte⁶⁹ oder der Landnutzungsdaten⁷⁰, verwendet werden. So kann zumindest qualitativ schnell eingeschätzt werden, ob die Region in OpenStreetMap ausreichend gut kartiert ist, oder ob größere Datenlücken bestehen.

Problematisch bei einer Anwendung außerhalb Deutschlands sind jedoch sämtliche Methoden, die statistische Daten verwenden, da diese aktuell nur für Deutschland hinterlegt sind. Dies betrifft insbesondere die Methoden zur Bestimmung der Wärmenachfrage im Wohngebäudesektor (Kapitel 3.3.1) sowie die Methoden zur Bestimmung der Endenergienachfrage (Kapitel 3.4). Um die Anwendung dieser Methoden auch in anderen Ländern zu ermöglichen, müssten entsprechende nationale Statistiken der jeweiligen Länder bezogen und im gleichen Format zur Verfügung gestellt werden. In Europa könnten hierfür z. B. öffentlich zugängliche Datenbanken der europäischen Kommission⁷¹ verwendet werden. Vergleichbare statistische Daten mit globaler Abdeckung sind bisher kaum verfügbar, es gibt jedoch Bestrebungen von Seiten der Vereinten Nationen⁷² sowie von Städtenetzwerken⁷³, dies zu verändern.

7.3 Interessenskonflikte und Umsetzung in der Praxis

Die praktische Umsetzung der aus dem RE³ASON-Modell abgeleiteten Empfehlungen kann sich in manchen Fällen schwierig gestalten. Da das Modell die Perspektive eines

⁶⁹ <http://osm-analytics.org>

⁷⁰ <http://osmlanduse.org>

⁷¹ z. B.: <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>, <https://ec.europa.eu/CensusHub2>, <http://prtr.ec.europa.eu>, <https://data.europa.eu/>

⁷² <http://urbandata.unhabitat.org/>

⁷³ <http://open.dataforcities.org/>

„zentralen Planers“ einnimmt (vgl. Kapitel 5.1), sind die Modellergebnisse aus der Perspektive der einzelnen Akteure nicht notwendigerweise optimal. In vielen Fällen könnte eine Diskrepanz zwischen den gesamtwirtschaftlich optimalen Empfehlungen des Modells und der einzelwirtschaftlichen Perspektive, z. B. eines Gebäudeeigentümers, bestehen. Diese Diskrepanz kann sich insbesondere in Form einer ökonomischen Lücke zur Wirtschaftlichkeit einzelner Maßnahmen äußern.

Um Gemeinden bei der Identifizierung und Bewertung dieser Lücke zu unterstützen, wurde im Rahmen der Fallstudie für die Gemeinde Ebhausen (vgl. Kapitel 6.2) ein Excel-Tool zur Verfügung gestellt, mit dem eine ökonomische und ökologische Bewertung von Investitionen in die energetische Sanierung und den Austausch von Heizungsanlagen aus Sicht der Eigentümer bestimmter Gebäudetypen durchgeführt werden kann. Darüber hinaus enthält das Tool die Ergebnisse der PV-Potenzialanalyse und kann somit zur techno-ökonomischen Bewertung der Installation einer PV-Anlage für jedes einzelne Gebäude in Ebhausen genutzt werden. Das Tool basiert auf dem Ansatz der Lebenszykluskostenrechnung und berechnet den Kapitalwert, die dynamische Amortisationszeit und die Eigenkapitalverzinsung sowie die mit der Maßnahme verbundene CO₂-Emissionsminderung bzw. -vermeidung (vgl. McKenna et al. 2016, Appendix 2 für eine detaillierte Beschreibung dieses Tools).

Mit Hilfe dieses Tools können z. B. die Vertreter einer Gemeinde die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen der empfohlenen Maßnahmen für einzelne Gebäude analysieren. Falls eine Lücke zur Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen besteht, könnte diese ganz oder zumindest teilweise durch finanzielle Anreize aus der Gemeinde oder ggfs. auch durch bundesweite Fördermittel geschlossen werden, falls dies politisch gewünscht ist (vgl. hierzu auch die in Kapitel 2.1 beschriebenen Fördermaßnahmen). Weitere Möglichkeiten zur Einflussnahme der Gemeindeverwaltung auf private Investitionsentscheidungen sind durch Aufklärung, Informationsveranstaltungen und Aktivierung von Multiplikatoren gegeben, die eine wirksame Ergänzung zu finanziellen Anreizen darstellen können (vgl. Abschnitt 2.1).

7.4 Kritische Würdigung und Ausblick

Die Auswahl der verwendeten Daten, der Methoden und die Gestaltung der inhaltlichen Aspekte des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modellsystems erfolgte vor dem Hintergrund, Fragestellungen in einem begrenzten Kontext zu behandeln. Obwohl die Ergebnisse nahelegen, dass die gewählte Herangehensweise für diesen Zweck geeignet erscheint, gibt es dennoch einige Aspekte der Vorgehensweise, die kritisch zu hinterfragen sind und zukünftig insbesondere für die Untersuchung weiterer Fragestellungen verbessert werden könnten.

7.4.1 Umfang und Perspektive des entwickelten Modellsystems

Das RE³ASON-Modell wurde entwickelt zur Entscheidungsunterstützung von Planern bei der Gestaltung urbaner Energiesysteme. Mit dieser Vorgabe gehen einige kritisch zu hinterfragende Annahmen einher. Zunächst wird dabei als Systemgrenze das administrative Verwaltungsgebiet der betrachteten Gemeinde vorgegeben. Dabei werden die Auswirkungen von Entscheidungen innerhalb dieses Gebietes auf das übergeordnete nationale Energiesystem sowie Wechselwirkungen zwischen den Gemeinden vernachlässigt⁷⁴. Dies geschieht unter der Annahme, dass der Energiebedarf und insbesondere die Stromerzeugung einer einzelnen Stadt keine nennenswerten Auswirkungen auf das überliegende Gesamtsystem haben. Wenn jedoch eine Vielzahl von Gemeinden vergleichbare Entscheidungen treffen, könnten diese durchaus relevante Auswirkungen auf das nationale Energiesystem haben. Als Beispiel könnte angeführt werden, dass viele Gemeinden in den nächsten Jahren einen bedeutenden Ausbau der erneuerbaren Energien anstreben - unter der Annahme, dass lokal erzeugter Stromüberschuss zu jedem Zeitpunkt in beliebiger Höhe in die überliegenden Netzebenen eingespeist werden kann. Die Auswirkung solcher Effekte kann mit dem in dieser Arbeit entwickelten Modell aktuell nicht abgeschätzt werden. Denkbar wäre jedoch eine Verwendung des Modells zur Bestimmung der optimalen Systemgestaltung für eine Vielzahl von Gemeinden und eine Hochrechnung dieser Einzelergebnisse auf die Ebene des nationalen Energiesystems, um solche und ähnliche Fragestellungen zu untersuchen. Aufgrund der Komplexität des Modells in seiner aktuellen Form müssten hierfür jedoch zunächst noch weitere Möglichkeiten zur Verkürzung der Rechenzeiten entwickelt werden.

Weiterhin ist kritisch zu hinterfragen, ob die im Optimierungsmodell abgebildete gesamtwirtschaftliche Sichtweise eines zentralen Planers für die Erstellung städtischer Energiekonzepte geeignet ist. Bei dieser Sichtweise wird stets die Annahme getroffen, dass jegliche Steuern und Subventionen lediglich eine Umverteilung von Kosten darstellen und daher aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive vernachlässigt werden können. Diese Sichtweise spiegelt nicht notwendigerweise die Perspektive z. B. des Bürgermeisters einer Stadt wider. Dieser könnte bspw. Nachhaltigkeitsziele für seine Gemeinde verfolgen, jedoch möglicherweise kein Interesse an einem technologieneutralen Vergleich aller verfügbaren Optionen haben. Stattdessen könnte es aus seiner Sicht wünschenswert sein, die günstigsten Optionen mit Berücksichtigung von Steuern und Subventionen, z. B. im Rahmen der Fördermöglichkeiten des EEG, zu nutzen. Wie jedoch die aktuellen Entwicklungen des

⁷⁴ In geringerem Maße trifft diese Kritik ebenso auf nationale Energiesystemmodelle zu, da diese Systeme ebenfalls sowohl ökonomisch als auch physikalisch im Austausch mit anderen Ländern stehen und die Auswirkungen modellendogener Entscheidungen auf das überliegende Energiesystem bei diesen häufig ebenfalls vernachlässigt oder vereinfacht werden.

rechtlichen Rahmens zeigen (vgl. Kapitel 2.1), ist diese Strategie mit einer enormen Unsicherheit behaftet, da höchstens die Investitionen im aktuellen Jahr verlässlich bewertet werden können – für die Planung einer Investition innerhalb der nächsten Jahrzehnte wäre die Annahme der heutigen Fördersätze zu optimistisch. Eine strategische Investitionsplanung über einen langfristigen Betrachtungshorizont kann in diesem Umfeld sich rasch ändernder Fördersätze nicht erfolgen. Aus diesem Grund wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit der Ansatz einer gesamtwirtschaftlichen Perspektive und der technologieneutralen, ergebnisoffenen Bewertung verfolgt. Wie in Abschnitt 7.3 beschrieben, kann dieser Ansatz ggfs. um die Möglichkeit der individuellen Maßnahmenbewertung aus Sicht einzelner Eigentümer mit Hilfe spezialisierter Werkzeuge ergänzt werden, um Finanzierungslücken zu identifizieren und ggfs. zu schließen.

Weiterhin ist kritisch anzumerken, dass das RE³ASON-Modell lediglich die benötigten Investitionen innerhalb eines aus Systemsicht optimalen Entwicklungspfades bestimmt, jedoch keine konkreten Handlungsempfehlungen für die kommunale Politik gibt. Die Umsetzung der Investitionen muss letztendlich in der Kommune und durch die verschiedenen Akteure vor Ort erfolgen. Entsprechende Anreize für das aus Systemsicht optimale Verhalten dieser Akteure zu schaffen, könnte in vielen Fällen durchaus eine Herausforderung darstellen. Konkrete Handlungsempfehlungen müssen daher in einem weiteren Schritt unter Verwendung von Expertenwissen aus den Modellergebnissen abgeleitet werden. Beispielhafte Maßnahmen hierfür wären die Erzeugung ökonomischer Anreize durch Förderprogramme, um aus einzelwirtschaftlicher Sicht unrentable Technologien zu fördern, Sanierungsinitiativen in ausgewählten Stadtteilen, die politische und organisatorische Unterstützung von größeren Wind- oder PV-Projekten, sowie Informationsveranstaltungen z. B. zu effizienten Heiztechnologien. Ansätze hierfür wurden ebenfalls in Abschnitt 7.3 beschrieben.

7.4.2 Inhaltliche Aspekte

Aufgrund der vielfältigen Sektoren, Technologien und Energieträger, die im Kontext urbaner Energiesysteme grundsätzlich relevant sind, konnten nicht alle Aspekte im Rahmen der vorliegenden Arbeit detailliert abgebildet werden. Die Transportnetze für Strom, Gas und Fernwärme wurden bspw. nur stark vereinfacht abgebildet. Detaillierte physikalische Zusammenhänge wie die komplexe Wechselstromrechnung, Druck- und Temperaturgradienten, etc. mussten hierbei aufgrund der zusätzlichen Komplexität dieser Faktoren (insb. aufgrund von Nichtlinearitäten bei der Modellierung) vernachlässigt werden. Weiterhin wird die Infrastruktur aktuell als gegeben und innerhalb des betrachteten Zeitraums unveränderlich angenommen. Die Möglichkeiten des RE³ASON-Modells zur Erstellung räumlich hoch aufgelöster Wärmebedarfskarten und die einfache Integration weiterer Geodaten, wie z. B. dem Straßennetz einer Stadt, könnten zukünftig jedoch auch für die Untersuchung

von Fragestellungen im Bereich der Neu- und Ausbauplanung von Fernwärmenetzen genutzt werden. Beispiele für die methodische Herangehensweise für solche Fragestellungen zeigen z. B. Geiß et al. (2011) und Nielsen (2014).

Der Fokus des Modells liegt in der detaillierten Abbildung des Sektors der Wohngebäude. Andere Sektoren, wie z. B. der Industriesektor und GHD sind aktuell nur vereinfacht abgebildet. Hier könnte das Modell insbesondere durch die Verwendung bisher unberücksichtigter Datenquellen, wie z. B. die Emissionen großer Industriebetriebe aus dem deutschen⁷⁵ oder dem europäischen⁷⁶ Schadstoffemissionsregister, erweitert werden. Aktuell erfolgt für die verschiedenen Sektoren auch keine differenzierte Ausgestaltung der Preise für den Import von Energieträgern. Um bspw. günstigere Strompreise für Industriekunden abzubilden, könnte im Optimierungsmodell auch eine Differenzierung nach den Netzanschlussebenen eingeführt werden, so dass bspw. Haushaltskunden, die am Niederspannungsnetz angeschlossen sind, höhere Netzentgelte und damit effektiv auch mehr für den Stromimport bezahlen.

Auch für den Verkehrssektor wird im RE³ASON-Modell aktuell lediglich die Endenergienachfrage geschätzt (Kapitel 3.4). Im Optimierungsmodell ist dieser Sektor aktuell nicht abgebildet, obwohl dieser üblicherweise einen bedeutenden Anteil des städtischen Gesamtenergiebedarfs verursacht. Ansätze zur Integration anderer Sektoren könnten daher im Rahmen der weiteren Forschung ergänzt werden, im Fall des Verkehrssektors befinden sich solche Ansätze bereits in der Entwicklung. Somit könnten zukünftig auch weitere Fragestellungen im Bereich urbaner Energiesysteme, z. B. im Zusammenhang mit der Nutzung der zusätzlichen elektrischen Speicherkapazität, die durch die zunehmende Verbreitung der Elektromobilität in Gemeinden zur Verfügung stehen könnte, mit dem RE³ASON-Modell untersucht werden.

Weitgehend unberücksichtigt im entwickelten Modellsystem sind bisher auch soziale Faktoren, die in der Praxis die Ergebnisse beeinflussen oder die Umsetzung behindern könnten. So könnten bspw. Bürgerproteste gegen Windparkprojekte das in der Realität verfügbare Potenzial wesentlich einschränken. Einige Ansätze zur Berücksichtigung solcher Faktoren wurden im RE³ASON-Modell bereits implementiert, so z. B. die Möglichkeit zur Vorgabe von Ausschlussflächen und individueller Mindestabstände, bspw. zwischen Biogasanlagen und Wohngebieten. Hier könnten jedoch zukünftig noch weitere Faktoren, wie z. B. der Platzbedarf und die Lärmimmissionen von Luft-Wärmepumpen, modelliert werden.

⁷⁵ <http://www.thru.de/>

⁷⁶ <http://prtr.ec.europa.eu/>

7.4.3 Methodische Aspekte

Auch innerhalb der einzelnen Teilmethoden bestehen noch diverse Möglichkeiten für Verbesserungen. So könnte z. B. die PV-Potenzialanalyse noch um Methoden zur Berechnung der Verschattung von Teildachflächen erweitert werden. Wie Taubenböck (2007) zeigt, könnte dies bspw. durch eine Abschätzung der Gebäudehöhe auf Basis des Schattenwurfs auf den Satellitenbildern umgesetzt werden.

Bei der Bestimmung der Potenziale für Windkraft wird im Rahmen der Standortbestimmung eine Heuristik angewandt, die keine optimale Lösung garantiert. Dies liegt in der Komplexität des Problems begründet, die keine exakte Lösung erlaubt (Mosetti et al. 1994). Dennoch wären bspw. durch die Verwendung von Monte-Carlo-Simulationen (Zergane et al. 2018) oder durch Simulated Annealing-Verfahren (Rivas et al. 2009) Verbesserungen im Vergleich zur gewählten Vorgehensweise vorstellbar. Auch andere Aspekte der Vorgehensweise unterliegen gewissen Unsicherheiten. So ist bspw. die Berechnung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe eine vereinfachte Sicht auf die tatsächlichen atmosphärischen Verhältnisse. Bei dieser Berechnung wird lediglich die Rauigkeitslänge der Erdoberfläche berücksichtigt, die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe hängt tatsächlich aber noch von einer Reihe weiterer meteorologischer Faktoren wie Temperaturschichtung und Feuchtigkeit ab (vgl. Hau 2016, S. 575).

Auch die Bestimmung der Endenergienachfrage auf Basis statistischer Kennzahlen (Kapitel 3.4) stellt eine vereinfachte Sichtweise der relevanten Einflussfaktoren dar. Hier könnte die Methode einerseits durch eine größere Datenbasis, d. h. durch die Bestimmung der verwendeten Gewichtungen auf Basis mehrerer Beispielgemeinden, und andererseits durch methodische Weiterentwicklungen verbessert werden. Denkbar wäre z. B. die Anwendung maschineller Lernverfahren (Robinson et al. 2017) oder eines Bottom-Up Ansatzes mittels agentenbasierter Simulation (Sivakumar 2013).

Von wesentlicher Bedeutung für viele der verwendeten Methoden sind geographische Daten, insb. aus dem OpenStreetMap-Projekt. Die Qualität dieser Daten ist schwer einzuschätzen und in manchen Gebieten sicher noch mangelhaft. Gerade in ländlichen Gebieten sind z. B. häufig keine administrativen Grenzen zur Regionalisierung des Untersuchungsgebietes vorhanden und teilweise ist auch der Gebäudebestand nur unvollständig abgebildet. Im Rahmen der Arbeit wurden daher Methoden implementiert, um mit diesen Datenlücken umzugehen (vgl. Kapitel 3.1 für Methoden zur Regionalisierung des Untersuchungsgebietes, Kapitel 3.2 für Methoden zur Klassifizierung des Gebäudebestandes bei unvollständigen Daten). Meist gehen solche Methoden jedoch mit einer Reduzierung des Detaillierungsgrades einher. Um diesem Problem zu begegnen, könnten zusätzliche Methoden zum Import proprietärer Datenquellen, z. B. in Form von Shape-Files, implementiert werden.

Die bisherige technische Entwicklung der im Modell abgebildeten Technologien, wie z. B. die Effizienzparameter von PV-Modulen, wird nicht in die Zukunft fortgeschrieben. Dies könnte bei Untersuchungen mit sehr langem Betrachtungshorizont für einige Technologien möglicherweise eine zu starke Vereinfachung darstellen. Neue Technologien, die innerhalb des betrachteten Zeithorizonts zur Marktreife gelangen könnten, werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Dies wird damit begründet, dass sowohl die technische Entwicklung, als auch die Verfügbarkeit neuer Technologien in der Vergangenheit bisher nicht verlässlich prognostiziert werden konnte.

Ein Nachteil der Annahme der perfekten Voraussicht des Optimierungsmodells ist, dass die Kosten falsch eingeschätzt werden könnten, da die optimale Entscheidung jeweils nur für die vorgegebenen Rahmenbedingungen gilt. Gibt es andere als die angenommenen Entwicklungen, ist die bestimmte Lösung ggfs. nicht mehr optimal. Im Rahmen dieser Arbeit wurden Unsicherheiten lediglich durch Sensitivitätsanalysen betrachtet (vgl. Kapitel 6.4). Die unmittelbare Integration solcher Unsicherheiten in die Optimierung könnte bei einer gut abbildbaren Stochastik, z. B. bezüglich der Globalstrahlungsprofile, mit Verfahren aus dem Bereich der stochastischen Programmierung erfolgen (vgl. Schwarz et al. 2018). Für die Berücksichtigung von unsicheren Parametern ohne Wissen über deren Eintrittswahrscheinlichkeiten, wie z. B. die Entwicklung der Energieträgerpreise, empfehlen sich hingegen Verfahren aus dem Bereich der robusten Optimierung (vgl. Ben-Tal et al. 2009) oder der Regret-Minimierung (vgl. Mejia-Giraldo 2013)⁷⁷.

Eine Herausforderung bei der Anwendung des RE³ASON-Modells ist die hohe Komplexität und die damit verbundene lange Rechendauer des Optimierungsmodells. Insbesondere für eine Anwendung des Modells in der Breite, z. B. um die Auswirkungen der Entscheidungen einer Vielzahl von Gemeinden auf das nationale Energiesystem abzuschätzen, sollten daher Methoden entwickelt werden, um die Rechenzeit zu reduzieren. Hierfür könnten einerseits Vereinfachungen des Modells (z. B. eine Reduktion der Anzahl der modellierten Gebäudetypen oder der Technologien) angewandt werden, andererseits könnten jedoch auch neue methodische Ansätze entwickelt werden. Kapitel 5.6 beschreibt einen solchen Ansatz und quantifiziert die damit erzielbaren Verbesserungen. Dieser Ansatz könnte zukünftig noch ausführlicher erprobt und ggfs. um weitere Methoden ergänzt werden.

⁷⁷ Im direkten Vergleich der beiden Verfahren führt die robuste Optimierung durch eine Auslegung auf den ungünstigsten Fall zu deutlich höheren Kosten, während die Regret-Minimierung einen Kompromiss zwischen günstigstem und ungünstigstem Fall aller denkbaren Szenarien erzielt.

8 Zusammenfassung

Um die weitere anthropogene Störung des Klimasystems und die damit einhergehende globale Erwärmung zu begrenzen, müssen in den kommenden Jahren deutliche Anstrengungen zur Begrenzung der Treibhausgasemissionen unternommen werden. Hier bestehen insbesondere in Städten und Gemeinden wesentliche Emissionsminderungspotenziale, z. B. durch besser gedämmte Wohngebäude, effizientere Heiztechnologien und durch die Nutzung lokaler Ressourcen zur klimaneutralen Energiegewinnung. In vielen Fällen besteht von Seiten der Lokalpolitik und der Bevölkerung vor Ort die Bereitschaft zur nachhaltigeren Gestaltung des lokalen Energiesystems. Da das Wissen um die verfügbaren Potenziale und die am besten geeigneten Maßnahmen zur Erreichung der jeweiligen Ziele jedoch fehlt, empfiehlt sich der Einsatz von modellgestützten Werkzeugen zur Entscheidungsunterstützung. Eine Vielzahl solcher Modelle wurde in der Vergangenheit bereits entwickelt und in der Literatur beschrieben, jedoch sind die bisher vorgestellten Modelle stets auf eine Vielzahl von Daten angewiesen. Da diese Daten im Vorfeld der Analyse üblicherweise unter hohem Arbeits- und Zeitaufwand beschafft und aufbereitet werden müssen, ist die Übertragbarkeit dieser Modelle stark eingeschränkt.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden daher verschiedene Methoden entwickelt, die zur Bestimmung der Energieinfrastruktur, der Struktur der Energienachfrage und der Potenziale und Kosten der klimaneutralen Energiegewinnung aus Photovoltaik, Windkraft und Biomasse innerhalb einer Gemeinde eingesetzt werden können. Die Besonderheit dieser Methoden liegt in der Verwendung und Kombination von öffentlichen Daten, die zudem flächendeckend und frei verfügbar sind. Aus diesem Grund ist das entwickelte Modell im Gegensatz zu bisherigen Modellen übertragbar, so dass beliebige deutsche, mit einigen der Methoden auch internationale Gemeinden, mit vergleichsweise geringem Aufwand analysiert werden können. Bei der Implementierung dieser Methoden kamen wiederum unterschiedliche Methoden, u. a. aus dem Bereich der Geoinformatik, der Strahlungssimulation, der Betriebswirtschaftslehre und des maschinellen Lernens zum Einsatz.

Diese Vorgehensweise ermöglicht beispielsweise eine sehr detaillierte Abbildung der lokalen Potenziale für erneuerbare Energien, die in mehreren Punkten über die Möglichkeiten bisheriger Modellierungsansätze hinausgeht. So erlaubt das Modell bspw. erstmals die Berücksichtigung von bestehenden PV-Anlagen lediglich auf Grundlage frei verfügbarer Luftbilder, der Auswirkungen von Oberflächenbeschaffenheit und Geländetopographie auf die erzielbare Stromerzeugung aus Windkraftanlagen sowie die automatisierte Bestimmung der Auslegungsgröße, der Standortwahl und der Transportwege für neue Bioenergieanlagen. Im Gegensatz zu vergleichbaren Modellierungsansätzen werden sämtliche

Modelsergebnisse in einer hohen zeitlichen und räumlichen Auflösung zur Verfügung gestellt, was die Möglichkeit vielfältiger weiterer Analysen auf Basis dieser Daten eröffnet.

Weiterhin wurde ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell entwickelt, welches die mit diesen Methoden bestimmten Daten als Input verwendet und die aus Gesamtsystemperspektive optimale Gestaltung des städtischen Energiesystems bestimmt. Dabei können verschiedene Zielsetzungen und Vorgaben gewählt werden, woraufhin das Modell die benötigten Investitionsentscheidungen in Energieumwandlungstechnologien über einen langfristigen Zeithorizont bestimmt.

Im Rahmen einer Anwendung des entwickelten RE³ASON-Modellsystems auf eine heterogene Auswahl von Gemeinden konnten die jeweiligen Energiesysteme analysiert, die Potenziale für erneuerbare Energien bestimmt und somit die Übertragbarkeit des entwickelten Modellsystems demonstriert werden. In einer weiteren Anwendung wurde ein Energiekonzept für Ebhausen entworfen und verschiedene Gestaltungsoptionen für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems der Gemeinde aufgezeigt. Auf Basis der Präferenzen von Vertretern der Gemeinde konnte daraus die geeignetste Alternative identifiziert werden. Diese Alternative beinhaltet Empfehlungen wie die Nutzung der Beleuchtungstechnologie LED sowie effizienterer Haushaltsgeräte, die Umstellung eines Großteils der Heizungssysteme auf Luft-Wärmepumpen, die energetische Sanierung von älteren Wohngebäuden und einen deutlichen Ausbau der Stromerzeugung durch PV und Windkraft. In diesem Szenario könnte die Gemeinde ihre CO₂-Emissionen um 46% reduzieren und bilanziell betrachtet energieautark werden.

Das entwickelte Modellsystem stellt somit ein neues Werkzeug dar, das in beliebigen Gemeinden, jedoch insbesondere in Deutschland zur Entscheidungsunterstützung bei der Verfolgung von kommunalen Nachhaltigkeitszielen eingesetzt werden kann. Im Rahmen der weiteren Forschung könnte das RE³ASON-Modell noch in vielerlei Hinsicht erweitert werden, um bspw. den Sektor der Nichtwohngebäude genauer abzubilden oder detailliertere Methoden zur Bestimmung der Energienachfrage zu implementieren. Auch ohne diese Erweiterungen sind jedoch diverse weitere Anwendungen des Modells denkbar, die einer Vielzahl von Städten und Gemeinden zu einem besseren Verständnis ihrer Energiesysteme verhelfen und somit langfristig zu einer Verbesserung der Nachhaltigkeit deutscher Gemeinden beitragen könnte.

9 Literaturverzeichnis

- Acatech (2016): Flexibility concepts for the German power supply in 2050: Ensuring stability in the age of renewable energies. Hg. v. acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Leopoldina Nationale Akademie der Wissenschaften und Union der deutschen Akademien der Wissenschaften.
- AEE (2015): Akzeptanzumfrage 2015: Die deutsche Bevölkerung will mehr Erneuerbare Energien. Hg. v. AEE - Agentur für Erneuerbare Energien. Online verfügbar unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/akzeptanz-erneuerbarer/akzeptanz-umfrage/akzeptanzumfrage-erneuerbare-2015>, zuletzt aktualisiert am 10.12.2015, zuletzt geprüft am 17.05.2018.
- Agricola, Ilka; Pukelsheim, Friedrich (2017): Horst F. Niemeyer und das Proportionalverfahren. In: *Mathematische Semesterberichte* 64 (2), S. 129–146. DOI: 10.1007/s00591-017-0201-8.
- Alcántara, Sophia; Wassermann, Sandra (2015): Stadtteilaktivitäten – Aktivierung von Multiplikatoren. In: Hermann-Josef Wagner und Sager Christina (Hg.): Wettbewerb "Energieeffiziente Stadt". Band 5: Kommunikation und Partizipation. Münster: LIT (Energie und Nachhaltigkeit, 19).
- Ali, Muhammad; Matevosyan, Julija; Milanović, J. V. (2012): Probabilistic assessment of wind farm annual energy production. In: *Electric Power Systems Research* 89, S. 70–79. DOI: 10.1016/j.epsr.2012.01.019.
- Allegrini, Jonas; Orehounig, Kristina; Mavromatidis, Georgios; Ruesch, Florian; Dorer, Viktor; Evins, Ralph (2015): A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52, S. 1391–1404. DOI: 10.1016/j.rser.2015.07.123.
- Angelis-Dimakis, Athanasios; Biberacher, Markus; Dominguez, Javier; Fiorese, Giulia; Gadocha, Sabine; Gnansounou, Edgard et al. (2011): Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2), S. 1182–1200. DOI: 10.1016/j.rser.2010.09.049.
- Arthur, David; Vassilvitskii, Sergei (2007): k-means++: The Advantages of Careful Seeding. In: Proceedings of the eighteenth annual ACM-SIAM symposium on Discrete algorithms. Philadelphia, PA, USA, S. 1027–1035.
- Assouline, Dan; Mohajeri, Nahid; Scartezzini, Jean-Louis (2017): Quantifying rooftop photovoltaic solar energy potential. A machine learning approach. In: *Solar Energy* 141, S. 278–296. DOI: 10.1016/j.solener.2016.11.045.
- ASUE (2015): BHKW Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter, Kosten. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.
- Aytekin, Mehmet. (2002): Applying a fix-and-relax heuristic to U.S. Navy force structure planning. Master thesis. Naval Postgraduate School, Monterey California.

- Babrowski, Sonja; Heffels, Tobias; Jochem, Patrick; Fichtner, Wolf (2014): Reducing computing time of energy system models by a myopic approach. In: *Energy Syst* 5 (1), S. 65–83. DOI: 10.1007/s12667-013-0085-1.
- Baetens, R.; Coninck, de; Jorissen, F; Picard et al. (2015): OpenIDEAS - An Open Framework for Integrated District Energy Simulations. In: Proceedings of Building Simulation 2015 - Int. Conference of the Int. Buildings Performance Simulation Association. Hyderabad, India.
- Baetens, R.; Coninck, R. de; van Roy, J.; Verbruggen, B.; Driesen, J.; Helsen, L.; Saelens, D. (2012): Assessing electrical bottlenecks at feeder level for residential net zero-energy buildings by integrated system simulation. In: *Applied Energy* 96, S. 74–83. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.12.098.
- BAFA (2016): Energie-effizienz- und Res-sour-cenef-fi-zi-enz-Netz-wer-ke von Kom-mu-nen. Hg. v. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Online verfügbar unter http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieberatung/Energieeffizienznetzwerke_Kommunen/energieeffizienz_netzwerke_node.html.
- BAFA (2017): Marktanreizprogramm Wärme aus erneuerbaren Energien (MAP) für Hauseigentümer. Hg. v. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Online verfügbar unter www.heizen-mit-erneuerbaren-energien.de.
- Bahl, Björn; Söhler, Theo; Hennen, Maike; Bardow, André (2018): Typical Periods for Two-Stage Synthesis by Time-Series Aggregation with Bounded Error in Objective Function. In: *Front. Energy Res.* 5, S. 333. DOI: 10.3389/fenrg.2017.00035.
- BBSR (2016): Datenbasis zum Gebäudebestand. BBSR-Analysen Kompakt 09/2016. Unter Mitarbeit von Stefan Rein.
- BDEW (2017): Strompreisanalyse. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
- Behnisch, Martin; Meinel, Gotthard; Burckhardt, Manuel; Hecht, Robert (2012): Auswertungen zum Gebäudebestand in Deutschland auf Grundlage digitaler Geobasisdaten. In: Gotthard Meinel, Ulrich Schumacher und Martin Behnisch (Hg.): Flächen-nutzungsmonitoring. Genauere Daten – informierte Akteure – praktisches Handeln, IV. Unter Mitarbeit von Martin Behnisch. Berlin: RHOMBOS (60), S. 151–160.
- Ben-Tal, Aharon; Ghaoui, Laurent El; Nemirovski, Arkadi (2009): Robust Optimization. Princeton and Oxford: Princeton University Press, zuletzt geprüft am 14.05.2018.
- Bergamasco, Luca; Asinari, Pietro (2011): Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area: Further improvements by ortho-image analysis and application to Turin (Italy). In: *Solar Energy* 85 (11), S. 2741–2756. DOI: 10.1016/j.solener.2011.08.010.
- Bergner, Joseph; Siegel, Bernhard; Mainzer, Kai; McKenna, Russell (2018): Städtische Solarpotenzial-Karten im Vergleich. In: Tagungsunterlagen PV-Symposium 2018. PV-Symposium 2018. Kloster Banz, Bad Staffelstein, 25.-27. April 2018.

- VDI 6025, November 2012: Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen, zuletzt geprüft am 21.08.2017.
- Beutel, Birgit (2015): Moderierte Beteiligungsverfahren in öffentlichen Prozessen mit externer Moderation im Vergleich zu Beteiligungsprozessen in Unternehmen. In: Hermann-Josef Wagner und Sager Christina (Hg.): Wettbewerb "Energieeffiziente Stadt". Band 5: Kommunikation und Partizipation. Münster: LIT (Energie und Nachhaltigkeit, 19).
- BfN (2015): BfN: Karten. Hg. v. Bundesamt für Naturschutz. Online verfügbar unter <https://www.bfn.de/karten.html>, zuletzt aktualisiert am 20.01.2015.
- Bhattacharyya, Subhes C.; Timilsina, Govinda R. (2010): A review of energy system models. In: *Int J of Energy Sector Man* 4 (4), S. 494–518. DOI: 10.1108/17506221011092742.
- Bidart, Christian; Blond, Nadège; Hugi, Christoph; Knapp, Martin; Meyer, Rolf; Pallarès, Cyril et al. (2017a): Current situation of biomass utilisation in the Upper Rhine Region. In: Kira Schumacher, Wolf Fichtner und Frank Schultmann (Hg.): Innovations for sustainable biomass utilisation in the Upper Rhine Region. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing (Produktion und Energie, 18).
- Bidart, Christian; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2014): Research reports & protocols of the oui biomasse research area 3. KIT/DFIU.
- Bidart, Christian; Russell McKenna; Fichtner, Wolf (2017b): Biomass conversion technologies. In: Kira Schumacher, Wolf Fichtner und Frank Schultmann (Hg.): Innovations for sustainable biomass utilisation in the Upper Rhine Region. Karlsruhe: KIT Scientific Publishing (Produktion und Energie, 18).
- Bishop, Christopher M. (2009): Pattern Recognition and Machine Learning. Corrected at 8. printing 2009. New York, NY: Springer (Information science and statistics), zuletzt geprüft am 23.08.2016.
- Bishop, Wade; Grubestic, Tony H. (2016): Geographic Information. Organization Access and Use. Cham: Springer (SpringerLink: Bücher), zuletzt geprüft am 02.02.2018.
- Bloomberg Philanthropies (2017): States, Cities, and Businesses in the United States Are Stepping Up on Climate Action. Amerca's Pledge - Phase 1 Report.
- BMJV (2017a): Baugesetzbuch. BauGB. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/bbaug/_35.html.
- BMJV (2017b): Raumordnungsgesetz. ROG. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/rog_2008/_8.html.
- BMU (2002): Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft. Bundesumweltministerium (BMU).
- BMU (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU). Öko-Institut; Fraunhofer ISI. Berlin.

- BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB).
- BMUB (2017): EU-Klimapolitik. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Online verfügbar unter <https://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/>.
- BMVI (2015): Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) und Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR). Berlin.
- BMWi (2014a): 3. Nationaler Energieeffizienz- Aktionsplan (NEEAP) 2014 der Bundesrepublik Deutschland.
- BMWi (2014b): Sanierungsbedarf im Gebäudebestand. Ein Beitrag zur Energieeffizienzstrategie Gebäude.
- BMWi (2014c): Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- BMWi (2016a): Energiedaten: Gesamtausgabe. Stand: November 2016. Hg. v. BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- BMWi (2016b): Die Energie der Zukunft. Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2015. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi (2017): Energiedaten: Gesamtausgabe. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- BNetzA (2017a): An-lagen-re-gis-ter. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html.
- BNetzA (2017b): Archivierte EEG-Vergütungssätze und Datenmeldungen. Hg. v. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Zahlen-DatenInformationen/EEG_Registerdaten/ArchivDatenMeldgn/ArchivDatenMeldgn_node.html.
- BNetzA (2017c): Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. Hg. v. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html.
- BNetzA (2017d): EEG in Zahlen 2016. Hg. v. Bundesnetzagentur.

- BNetzA (2017e): EEG-Registerdaten und EEG-Fördersätze. Hg. v. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html#doc732052bodyText9.
- Bradski, Gary (2000): The OpenCV Library. In: *Dr. Dobb's Journal of Software Tools*.
- Brito, M.C; Gomes, N.; Santos, T.; Tenedório, J.A (2012): Photovoltaic potential in a Lisbon suburb using LiDAR data. In: *Solar Energy* 86 (1), S. 283–288. DOI: 10.1016/j.solener.2011.09.031.
- Bruckner, Thomas (1996): Dynamische Energie -und Emissionsoptimierung regionaler Energiesysteme. Dissertation. Universität Würzburg, Würzburg.
- Bruns, Tillman (2015): Der Energietreff im Quartier als innovatives Instrument der Bürgeransprache. In: Hermann-Josef Wagner und Mart Verhoog (Hg.): Wettbewerb "Energieeffiziente Stadt". Band 6: Akteure und Netzwerke. Berlin, Münster: LIT (Energie und Nachhaltigkeit, Bd. 20).
- Bundesgeschäftsstelle eea (2017): European Energy Award. Hg. v. Bundesgeschäftsstelle European Energy Award in Deutschland. Online verfügbar unter www.european-energy-award.de.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV) (2009): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich. Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz - EEWärmeG. Fundstelle: 754-21. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/eww_rmeg/, zuletzt geprüft am 04.11.2013.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV) (2015): Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden. Energieeinsparverordnung - EnEV, vom 24.07.2007. Fundstelle: 754-4-10. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enev_2007/index.html.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV) (2017): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017, vom 21.07.2014. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html, zuletzt geprüft am 18.01.2018.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV) (2017): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG, vom 2015. Fundstelle: 754-28. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2002/index.html, zuletzt geprüft am 04.11.2013.
- Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Hg. v. Deutscher Bundestag.
- Burger, Wilhelm; Burge, Mark James (2016): Digital image processing. An algorithmic introduction using Java. Second Edition (Texts in computer science), zuletzt geprüft am 23.01.2017.

- Canny, John (1986): A Computational Approach to Edge Detection. In: *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence* PAMI-8 (6), S. 679–698. DOI: 10.1109/TPAMI.1986.4767851.
- Creutzig, Felix; Agoston, Peter; Goldschmidt, Jan Christoph; Luderer, Gunnar; Nemet, Gregory; Pietzcker, Robert C. (2017): The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change. In: *Nature Energy* 2.
- Defaix, P. R.; van Sark, W.G.J.H.M.; Worrell, E.; Visser, E. de (2012): Technical potential for photovoltaics on buildings in the EU-27. In: *Solar Energy* 86 (9), S. 2644–2653. DOI: 10.1016/j.solener.2012.06.007.
- dena (2012): dena-Sanierungsstudie. Teil 2: Wirtschaftlichkeit energetischer Modernisierung in selbstgenutzten Wohngebäuden. Begleitforschung zum dena-Projekt „Niedrigenergiehaus im Bestand“.
- dena (2013): Analyse der Energieeffizienz- und Marktentwicklung von „Allgemeiner Beleuchtung“. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin, Juni 2013, zuletzt geprüft am 13.01.2015.
- Destatis (2012): Mikrozensus - Zusatzerhebung 2010. Bestand und Struktur der Wohneinheiten - Wohnsituation der Haushalte. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.
- Destatis (2014): Zensusdatenbank Zensus 2011. Statistische Ämter des Bundes und der Länder.
- Destatis (2017a): Gemeindeverzeichnis-Informationssystem GV-ISys. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Gemeindeverzeichnis.html>.
- Destatis (2017b): Regionaldatenbank. Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Online verfügbar unter <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data>, zuletzt aktualisiert am 16.07.2012, zuletzt geprüft am 16.07.2012.
- Deutsche Windguard (2010): Kostensituation der Windenergie in Deutschland. Deutsche Windguard, 2010, zuletzt geprüft am 06.12.2017.
- DGS (2016): EnergyMap - Auf dem Weg zu 100% EE - Der Datenbestand. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS). Online verfügbar unter <http://www.energymap.info/download.html>.
- Diefenbach, Nikolaus; Cischinsky, Holger; Rodenfels, Markus (2010): Datenbasis Gebäudebestand. Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU). Darmstadt.
- Dijkstra, Edsger W. (1959): A note on two problems in connexion with graphs. In: *Numerische Mathematik* 1 (1), S. 269–271. DOI: 10.1007/BF01386390.
- Dillenberger, Christof; Escudero, Laureano F.; Wollensak, Artur; Zhang, Wu (1994): On practical resource allocation for production planning and scheduling with period overlapping setups. In: *European Journal of Operational Research* 75 (2), S. 275–286. DOI: 10.1016/0377-2217(94)90074-4.

- DIW (2011): Energiewende: Fokus Gebäude. DIW Wochenbericht. 78. Aufl. Hg. v. DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. Berlin.
- Dorfner, Johannes (2016): Open Source Modelling and Optimisation of Energy Infrastructure at Urban Scale. Dissertation. Technische Universität München, München. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik.
- Douglas, David; Peucker, Thomas (1973): Algorithms for the reduction of the number of points required to represent a digitized line or its caricature. In: *Cartographica: The International Journal for Geographic Information and Geovisualization* 10 (2), S. 112–122. DOI: 10.3138/FM57-6770-U75U-7727.
- Drews, A.; Keizer, A. C. de; Beyer, H. G.; Lorenz, E.; Betcke, J.; van Sark, W.G.J.H.M. et al. (2007): Monitoring and remote failure detection of grid-connected PV systems based on satellite observations. In: *Solar Energy* 81 (4), S. 548–564. DOI: 10.1016/j.solener.2006.06.019.
- Duda, Richard O.; Hart, Peter E. (1972): Use of the Hough transformation to detect lines and curves in pictures. In: *Communications of the ACM* 15 (1), S. 11–15. DOI: 10.1145/361237.361242.
- ECOSPEED AG (Hg.) (2018): ECOSPEED Region. Transparente Energie- und CO₂-Bilanzierung für Regionen. Online verfügbar unter <http://www.ecospeed.ch>.
- Eggers, Jan-Bleicke (2015): Techno-ökonomische Optimierung kommunaler Energiesysteme durch zeitlich hochaufgelöste Multispartenmodellierung. Workshop "Urbane Energiesystemmodelle". Fraunhofer ISE. Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015, zuletzt geprüft am 02.12.2015.
- Eggers, Jan-Bleicke; Stryi-Hipp, Gerhard (2013): KomMod as a tool to support municipalities on their way to becoming smart energy cities. In: Proceedings of the International Sustainable Building Conference Graz 2013. Graz.
- Endell, Marike; Quentin, Jürgen (2017): EEG 2017 - Ausschreibungsbedingte Neuerungen für die Windenergie an Land. Hg. v. Fachagentur Windenergie an Land.
- Energieagentur Regio Freiburg (2012): Energiebilanz für die Region Freiburg. Verbrauch und Potenziale. Endbericht.
- Energieagentur RLP (2017): Energieatlas Rheinland-Pfalz: Stromverbrauch. Energieagentur Rheinland-Pfalz. Online verfügbar unter <https://www.energieatlas.rlp.de/earp/daten/strom/stromverbrauch/>.
- Erhorn-Kluttig, Heike; Erhorn, Hans; Reiß, Johann (2014): Plus energy – a new energy performance standard in Germany for both residential and non-residential buildings. In: *Advances in Building Energy Research*, S. 1–16. DOI: 10.1080/17512549.2014.923328.
- Escudero, Laureano F.; Salmeron, Javier (2005): On a Fix-and-Relax Framework for a Class of Project Scheduling Problems. In: *Ann Oper Res* 140 (1), S. 163–188. DOI: 10.1007/s10479-005-3970-8.

- European Commission (Hg.) (2009): Entscheidung über die Anstrengungen der Mitgliedstaaten zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen. Effort-Sharing Decision (ESD). Brussels, Belgium.
- European Commission (2010): Europe 2020. EU-wide headline targets for economic growth - European Commission. Brussels, Belgium. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/europe2020/targets/eu-targets/index_en.htm, zuletzt aktualisiert am 13.03.2013, zuletzt geprüft am 15.03.2013.
- European Commission (Hg.) (2014): A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. Brussels, Belgium.
- European Commission (Hg.) (2016): Vorschlag für eine Verordnung zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021-2030. Effort-Sharing Regulation (ESR).
- European Commission (2017): Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) radiation service. Online verfügbar unter <http://www.soda-pro.com/web-services/radiation/cams-radiation-service>.
- Everding, Dagmar (Hg.) (2007): Solarer Städtebau. Stuttgart: Kohlhammer.
- Fang, Wei; An, Haizhong; Li, Huajiao; Gao, Xiangyun; Sun, Xiaoqi; Zhong, Weiqiong (2017): Accessing on the sustainability of urban ecological-economic systems by means of a coupled energy and system dynamics model. A case study of Beijing. In: *Energy Policy* 100, S. 326–337. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.09.044.
- Fath, Karoline; Stengel, Julian; Sprenger, Wendelin; Wilson, Helen Rose; Schultmann, Frank; Kuhn, Tilmann E. (2015): A method for predicting the economic potential of (building-integrated) photovoltaics in urban areas based on hourly Radiance simulations. In: *Solar Energy* 116, S. 357–370. DOI: 10.1016/j.solener.2015.03.023.
- Fichtner, Wolf (1998): Entwicklung und Einsatz eines Energie- und Stoffflußmodells zur strategischen Entscheidungsunterstützung bei Energieversorgungsunternehmen - unter besonderer Berücksichtigung umweltpolitischer Fragestellungen. Dissertation. Universität Fridericiana zu Karlsruhe (TH), Karlsruhe. Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- Fishbone, Leslie G.; Abilock, Harold (1981): Markal, a linear-programming model for energy systems analysis: Technical description of the bnl version. In: *Int. J. Energy Res.* 5 (4), S. 353–375. DOI: 10.1002/er.4440050406.
- FNR (2017): Basisdaten Bioenergie Deutschland 2017. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR).
- Fraunhofer ISE (2018): Photovoltaics Report. Fraunhofer ISE; PSE Conferences & Consulting GmbH, 26.02.2018, zuletzt geprüft am 05.04.2018.
- Frayssinet, Loïc; Merlier, Lucie; Kuznik, Frédéric; Hubert, Jean-Luc; Milliez, Maya; Roux, Jean-Jacques (2018): Modeling the heating and cooling energy demand of urban buildings at city scale. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81, S. 2318–2327. DOI: 10.1016/j.rser.2017.06.040.

- Fünfgeld, Christian; Tiedemann, Remo (2000): Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile. step-by-step. Brandenburgische Technische Universität Cottbus.
- Gasch, Robert; Twele, Jochen; Kamieth, René; Bade, Peter (Hg.) (2016): Windkraftanlagen. Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 9., überarbeitete und erweiterte Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Geiß, Christian; Taubenböck, Hannes; Wurm, Michael; Esch, Thomas; Nast, Michael; Schillings, Christoph; Blaschke, Thomas (2011): Remote Sensing-Based Characterization of Settlement Structures for Assessing Local Potential of District Heat. In: *Remote Sensing* 3 (7), S. 1447–1471. DOI: 10.3390/rs3071447.
- Gelaro, Ronald; McCarty, Will; Suárez, Max J.; Todling, Ricardo; Molod, Andrea; Takacs, Lawrence et al. (2017): The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2). In: *Journal of Climate* 30 (14), S. 5419–5454. DOI: 10.1175/JCLI-D-16-0758.1.
- Gerbracht, Heidi; Kunze, Robert; Möst, Dominik; Fichtner, Wolf (2009): Optimierung urbaner Energiesysteme. In: Dominik Möst, Wolf Fichtner und Armin Grunwald (Hg.): Energiesystemanalyse. Tagungsband des Workshops "Energiesystemanalyse" vom 27. November 2008 am KIT-Zentrum Energie, Karlsruhe. Karlsruhe: Univ.-Verl. Karlsruhe.
- González-Longatt, F.; Wall, P.; Terzija, V. (2012): Wake effect in wind farm performance. Steady-state and dynamic behavior. In: *Renewable Energy* 39 (1), S. 329–338. DOI: 10.1016/j.renene.2011.08.053.
- Goodfellow, Ian; Bengio, Yoshua; Courville, Aaron (2016): Deep Learning: MIT Press. Online verfügbar unter www.deeplearningbook.org.
- Google (2017): Project Sunroof data explorer: a description of methodology and inputs.
- Götz, Marcus (2012): OpenStreetMap - Datenqualität und Nutzungspotential für Gebäudebestandsanalysen. In: Gotthard Meinel, Ulrich Schumacher und Martin Behnisch (Hg.): Flächennutzungsmonitoring. Genauere Daten – informierte Akteure – praktisches Handeln. Unter Mitarbeit von Martin Behnisch. Berlin: RHOMBOS (60), S. 143–150.
- Grena, Roberto (2012): Five new algorithms for the computation of sun position from 2010 to 2110. In: *Solar Energy* 86 (5), S. 1323–1337. DOI: 10.1016/j.solener.2012.01.024.
- Hau, Erich (2016): Windkraftanlagen. Grundlagen. Technik. Einsatz. Wirtschaftlichkeit. 6. Aufl. 2016. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg (SpringerLink : Bücher), zuletzt geprüft am 13.09.2017.
- Hayn, Marian (2016): Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für Haushalte unter Berücksichtigung bedarfsorientierter Versorgungssicherheitsniveaus. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe. Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.

- Hayn, Marian; Bertsch, Valentin; Zander, Anne; Nickel, Stefan; Fichtner, Wolf (2018): The impact of electricity tariffs on residential demand side flexibility. In: *Energy Systems*. Online verfügbar unter <https://www.springerprofessional.de/the-impact-of-electricity-tariffs-on-residential-demand-side-fle/15460700#pay-wall>, zuletzt geprüft am 19.02.2018.
- Hazelhoff, Lykele; With, Peter de (2011): Localization of buildings with a gable roof in very-high-resolution aerial images. In: *Visual Information Processing and Communication II* (7882 788208-1). DOI: 10.1117/12.873748.
- He, Kaiming; Zhang, Xiangyu; Ren, Shaoqing; Sun, Jian (2015): Delving deep into rectifiers: surpassing human-level performance on ImageNet classification. In: 2015 IEEE International Conference on Computer Vision (ICCV), S. 1026–1034.
- Held, Anne Mirjam (2010): Modelling the future development of renewable energy technologies in the European electricity sector using agent-based simulation. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe. IIP.
- Hoogwijk, Monique; Vries, Bert de; Turkenburg, Wim (2004): Assessment of the global and regional geographical, technical and economic potential of onshore wind energy. In: *Energy Economics* 26 (5), S. 889–919. DOI: 10.1016/j.eneco.2004.04.016.
- Hübner, Gundula (2012): Die Akzeptanz von erneuerbaren Energien. In: Felix Ekardt, Bettina Henning und Herwig Unnerstall (Hg.): *Erneuerbare Energien. Ambivalenz, Governance, Rechtsfragen*. Marburg: Metropolis-Verlag, S. 117–136.
- Huld, Thomas (2017): PVMAPS. Software tools and data for the estimation of solar radiation and photovoltaic module performance over large geographical areas. In: *Solar Energy* 142, S. 171–181. DOI: 10.1016/j.solener.2016.12.014.
- Huld, Thomas; Gottschalg, Ralph; Beyer, Hans Georg; Topič, Marko (2010): Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. In: *Solar Energy* 84 (2), S. 324–338. DOI: 10.1016/j.solener.2009.12.002.
- idealo Magazin (2018): Europa-Vergleich: Das Energielabel beim Gerätekauf. Online verfügbar unter <https://www.idealo.de/magazin/2018/04/20/europa-vergleich-das-energielabel-beim-geraetekauf/>.
- IEA (2017a): *Renewables 2017. Analysis and Forecasts to 2022*. Paris: OECD Publishing, zuletzt geprüft am 06.03.2018.
- IEA (2017b): *Renewables 2017. Analysis and Forecasts to 2022*. Hg. v. IEA - International Energy Agency.
- IEA (2017c): *Technology Roadmap. Delivering Sustainable Bioenergy*. Hg. v. IEA - International Energy Agency. Berlin/Heidelberg.
- IER (2016): *Heizkostenvergleich*. Unter Mitarbeit von Marlies Härdtlein und Ludger Eltrop. Hg. v. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER). Universität Stuttgart. Stuttgart. Online verfügbar unter http://www.ier.uni-stuttgart.de/online_tools/heizkostenvergleich/index.html.

- IPCC (Hg.) (2015): Climate change 2014. Synthesis report. Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva, Switzerland.
- IWU (Hg.) (2015): Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. 2. Aufl. Unter Mitarbeit von Tobias Loga, Britta Stein, Nikolaus Diefenbach und Rolf Born. Darmstadt.
- IWU (Hg.) (2016): Monitor progress towards climate targets in European housing stocks. Main results of the EPISCOPE Projekt: final project report. Unter Mitarbeit von Britta Stein, Tobias Loga, Nikolaus Diefenbach und Britta. EPISCOPE. Darmstadt/Germany: Institut Wohnen und Umwelt GmbH.
- Izquierdo, Salvador; Rodrigues, Marcos; Fueyo, Norberto (2008): A method for estimating the geographical distribution of the available roof surface area for large-scale photovoltaic energy-potential evaluations. In: *Solar Energy* 82 (10), S. 929–939. DOI: 10.1016/j.solener.2008.03.007.
- Jäger, Tobias; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2016): The feasible onshore wind energy potential in Baden-Württemberg. A bottom-up methodology considering socio-economic constraints. In: *Renewable Energy* 96, S. 662–675. DOI: 10.1016/j.renene.2016.05.013.
- Jakubiec, J. Alstan; Reinhart, Christoph F. (2013): A method for predicting city-wide electricity gains from photovoltaic panels based on LiDAR and GIS data combined with hourly Daysim simulations, zuletzt geprüft am 13.05.2013.
- Jalil-Vega, F.; Hawkes, A. D. (2018): Spatially resolved model for studying decarbonisation pathways for heat supply and infrastructure trade-offs. In: *Applied Energy* 210, S. 1051–1072. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.091.
- Jo, J. H.; Otanicar, T. P. (2011): A hierarchical methodology for the mesoscale assessment of building integrated roof solar energy systems. In: *Renewable Energy* 36 (11), S. 2992–3000. DOI: 10.1016/j.renene.2011.03.038.
- Kahla, Franziska; Holstenkamp, Lars; Müller, Jakob R.; Degenhart, Heinrich (2017): Entwicklung und Stand von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften in Deutschland.
- Kaltschmitt, Martin; Merten, Dieter; Fröhlich, Nicole; Nill, Moritz (2003): Energiegewinnung aus Biomasse. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit". Berlin: Springer (Welt im Wandel), zuletzt geprüft am 22.04.2016.
- Kaltschmitt, Martin; Wiese, Andreas (1992): Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (16), S. 263–281. Online verfügbar unter <http://swb.bsz-bw.de/DB=2.1/PPN?PPN=029381223>.
- Kaltschmitt, Martin; Wiese, Andreas (1993): Erneuerbare Energieträger in Deutschland. Potentiale und Kosten. Berlin, New York: Springer-Verlag. Online verfügbar unter <http://services.bibliothek.kit.edu/primo/start.php?recordid=KITSRC034810617>.

- KBA (2017): Fahrzeuge. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Online verfügbar unter http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/fahrzeuge_node.html.
- Keirstead, James (2009): SynCity: An integrated tool kit for Urban energy systems modelling. In: *Proceedings of the 5th Urban research Symposium*. Online verfügbar unter https://workspace.imperial.ac.uk/urbanenergysystems/public/urs_keirstead2009.pdf, zuletzt geprüft am 05.10.2012.
- Keirstead, James (2013): Conceptualizing urban energy systems. In: James Keirstead und Nilay Shah (Hg.): *Urban energy systems. An integrated approach*. Abingdon, Oxon: Routledge, S. 14–25.
- Keirstead, James; Jennings, Mark; Sivakumar, Aruna (2012a): A review of urban energy system models: Approaches, challenges and opportunities. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (6), S. 3847–3866. DOI: 10.1016/j.rser.2012.02.047.
- Keirstead, James; Samsatli, Nouri; Shah, Nilay; Weber, Céline (2012b): The impact of CHP (combined heat and power) planning restrictions on the efficiency of urban energy systems. In: *Energy* 41 (1), S. 93–103. DOI: 10.1016/j.energy.2011.06.011.
- Keirstead, James; Shah, Nilay (2011): Calculating minimum energy urban layouts with mathematical programming and Monte Carlo analysis techniques. In: *Computers, Environment and Urban Systems* 35 (5), S. 368–377. DOI: 10.1016/j.compenvurb-sys.2010.12.005.
- KEK Karlsruher Energie- und Klimaschutzagentur (2012): Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Karlsruhe, zuletzt geprüft am 09.07.2018.
- Keppo, Ilkka; Strubegger, Manfred (2010): Short term decisions for long term problems – The effect of foresight on model based energy systems analysis. In: *Energy* 35 (5), S. 2033–2042. DOI: 10.1016/j.energy.2010.01.019.
- KfW (2017): Energieeffizient bauen: Das KfW-Effizienzhaus. Hg. v. Kreditbank für Wiederaufbau. Online verfügbar unter <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Neubau/Das-KfW-Effizienzhaus/>, zuletzt aktualisiert am 11.03.2015, zuletzt geprüft am 17.03.2015.
- Killinger, Sven; Mainzer, Kai; McKenna, Russell; Kreifels, Niklas; Fichtner, Wolf (2015): A regional optimisation of renewable energy supply from wind and photovoltaics with respect to three key energy-political objectives. In: *Energy*. DOI: 10.1016/j.energy.2015.03.050.
- Klein, Sascha (2015): Kriterienkatalog des Regionverbandes Nordschwarzwald (Entwurf).
- Kona, Albana; Melica, Giulia; Bertoldi, Paolo; Rivas, Silvia; Koffi, Brigitte; Iancu, Andreea et al. (2017): *Covenant of mayors in figures. 8-year assessment*. Luxembourg: Publications Office (EUR, Scientific and technical research series, 28723).
- Konstantin, Panos (2013): *Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Berlin, New York: Springer.

- Kost, Christoph; Shammugam, Shivenes; Jülch, Verena; Nguyen, Huyen-Tran; Schlegl, Thomas (2018): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Hg. v. Fraunhofer ISE - Institut für Solare Energiesysteme.
- Krauss, Daniel; Lempert, Frank; Pfeifer, Rolf; Fricker, Sven; Köhler, Benjamin (2011): Potenzialanalyse Erneuerbare Energien für die Gemeinde Ebhausen. Untersuchung zur Ermittlung der Potentiale für Projekte im Bereich der Erneuerbaren Energien für die Gemeinde Ebhausen. Hg. v. endura kommunal GmbH. Freiburg.
- Krey, Volker (2006): Vergleich kurz- und langfristig ausgerichteter Optimierungsansätze mit einem multi-regionalen Energiesystemmodell unter Berücksichtigung stochastischer Parameter. Dissertation. Ruhr-Universität Bochum, Bochum. Fakultät für Maschinenbau.
- Krizhevsky, Alex; Sutskever, Ilya; Hinton, Geoffrey E. (2012): ImageNet Classification with Deep Convolutional Neural Networks. In: *Advances in Neural Information Processing Systems*, S. 1097–1105.
- Lecun, Yann; Bottou, Léon; Bengio, Yoshua; Haffner, Patrick (1998): Gradient-based learning applied to document recognition. In: *IEEE proceedings* 86 (11), S. 2278–2324. DOI: 10.1109/5.726791.
- Lehmann, Harry; Peter, Stefan (2003): Assessment of roof and facade potentials for solar use in Europe. Hg. v. ISUSI - Institute for sustainable Solutions and Innovations. ISUSI - Institute for sustainable Solutions and Innovations. Aachen.
- Lödl, Martin; Kerber, Georg; Witzmann, Rolf; Hoffmann, Clemens; Metzger, Michael (2010): Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland. In: Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz (Hg.): 11. Symposium Energieinnovation, 2010. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz. Graz, Austria.
- Lorenz, Elke; Scheidsteger, Thomas; Hurka, Johannes; Heinemann, Detlev; Kurz, Christian (2011): Regional PV power prediction for improved grid integration. In: *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 19 (7), S. 757–771. DOI: 10.1002/pip.1033.
- LUBW (2012): Potenzialatlas Erneuerbare Energien. Online verfügbar unter <http://www.energieatlas-bw.de/>, zuletzt aktualisiert am 03.04.2013, zuletzt geprüft am 11.04.2013.
- Lütter, F.; Uhlemann, H.; Ammonn, M.; Otto, V. R.; Lohr, M. (2009): Standortgutachten Photovoltaik in Deutschland 2009. Hg. v. EuPD Research und ifo Institut für Wirtschaftsforschung. EuPD Research; ifo Institut für Wirtschaftsforschung. Bonn, München.
- Macêdo, W. N.; Zilles, R. (2007): Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). In: *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 15 (4), S. 337–352. DOI: 10.1002/pip.740.
- Mainzer, Kai; Fath, Karoline; McKenna, Russell; Stengel, Julian; Fichtner, Wolf; Schultmann, Frank (2014): A high-resolution determination of the technical potential for

- residential-roof-mounted photovoltaic systems in Germany. In: *Solar Energy* 105, S. 715–731. DOI: 10.1016/j.solener.2014.04.015.
- Mainzer, Kai; Killinger, Sven; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2017): Assessment of rooftop photovoltaic potentials at the urban level using publicly available geodata and image recognition techniques. In: *Solar Energy* 155, S. 561–573. DOI: 10.1016/j.solener.2017.06.065.
- Mainzer, Kai; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2015): Rolling Horizon Planning Methods in Long-Term Energy System Analysis MILP Models. CORS/INFORMS International Meeting 2015. Institute for Operations Research and the Management Sciences (INFORMS). Montréal, 17.06.2015. Online verfügbar unter <http://meetings2.informs.org/montreal2015/>, zuletzt geprüft am 22.06.2015.
- Manfren, Massimiliano; Caputo, Paola; Costa, Gaia (2011): Paradigm shift in urban energy systems through distributed generation: Methods and models. In: *Applied Energy* 88 (4), S. 1032–1048. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.10.018.
- Mapbox (2018): Mapbox Map service. Online verfügbar unter www.mapbox.com.
- Markewitz, Peter; Stein, Gotthard (2003): Das IKARUS-Projekt. Energietechnische Perspektiven für Deutschland. In: Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Bd. 39. Jülich.
- Martín-Chivelet, Nuria (2016): Photovoltaic potential and land-use estimation methodology. In: *Energy* 94, S. 233–242. DOI: 10.1016/j.energy.2015.10.108.
- Mavromatidis, Georgios; Orehoung, Kristina; Carmeliet, Jan (2015): Evaluation of photovoltaic integration potential in a village. In: *Solar Energy* 121, S. 152–168. DOI: 10.1016/j.solener.2015.03.044.
- McKenna, Russell (2018): The double-edged sword of decentralized energy autonomy. In: *Energy Policy* 113, S. 747–750. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.11.033.
- McKenna, Russell; Bertsch, Valentin; Mainzer, Kai; Fichtner, Wolf (2016): Combining local preferences with multi-criteria decision analysis and linear optimisation to develop feasible energy concepts in small communities. In: Working paper series in production and energy, Bd. 16. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP).
- McKenna, Russell; Bertsch, Valentin; Mainzer, Kai; Fichtner, Wolf (2018): Combining local preferences with multi-criteria decision analysis and linear optimization to develop feasible energy concepts in small communities. In: *European Journal of Operational Research*. DOI: 10.1016/j.ejor.2018.01.036.
- McKenna, Russell; Hollnaicher, S.; Ostman v. d. Leye, P.; Fichtner, Wolf (2015): Cost-potentials for large onshore wind turbines in Europe. In: *Energy* 83, S. 217–229. DOI: 10.1016/j.energy.2015.02.016.
- McKenna, Russell; Hollnaicher, Sven; Fichtner, Wolf (2014a): Cost-potential curves for onshore wind energy: A high-resolution analysis for Germany. In: *Applied Energy* (115), S. 103–115. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.10.030.

- McKenna, Russell; Jäger, Tobias; Fichtner, Wolf (2014b): Energieautarkie – ausgewählte Ansätze und Praxiserfahrungen im deutschsprachigen Raum. In: *uwf* 22 (4), S. 241–247. DOI: 10.1007/s00550-014-0339-y.
- Mejia-Giraldo, Diego (2013): Robust and flexible planning of power system generation capacity. Dissertation. Iowa State University, Ames, Iowa.
- Mendes, Gonçalo; Ioakimidis, Christos; Ferrão, Paulo (2011): On the planning and analysis of Integrated Community Energy Systems: A review and survey of available tools. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (9), S. 4836–4854. DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.067.
- Merkel, Erik (2016): Analyse und Bewertung des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe. Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- Met Office (2017): Hadley Centre HadCRUT4 Data. Online verfügbar unter <https://www.metoffice.gov.uk/hadobs/hadcrut4/data/current/download.html>.
- Microsoft (Hg.) (2017): Bing Aerial Images. Orthographic aerial and satellite imagery. Online verfügbar unter <https://www.bing.com/maps/aerial>.
- Mirakyan, Atom; Guio, Roland de (2013): Integrated energy planning in cities and territories: A review of methods and tools. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 22, S. 289–297. DOI: 10.1016/j.rser.2013.01.033.
- Miyazaki, Hiroyuki; Kuwata, Kentaro; Ohira, Wataru; Guo, Zhiling; Shao, Xiaowei; Xu, Yongwei; Shibasaki, Ryosuke (2016): Development of an automated system for building detection from high-resolution satellite images. In: 2016 Fourth International Workshop on Earth Observation and Remote Sensing Applications.
- Morrison, Robbie; Wittmann, Tobias; Heise, Jan; Bruckner, Thomas (2005): Policy-oriented energy system modeling with 'xeona'. In: 18th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems. Trondheim, Norway.
- Mosetti, G.; Poloni, C.; Diviacco, B. (1994): Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm. In: *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 51 (1), S. 105–116. DOI: 10.1016/0167-6105(94)90080-9.
- Möst, Dominik (2006): Zur Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft in liberalisierten Elektrizitätsmärkten: eine modellgestützte Analyse dargestellt am Beispiel des schweizerischen Energieversorgungssystems. Dissertation. Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe.
- Murshed, Syed Monjur; Abdul-Zahra, Amar; Koch, Andreas; Mainzer, Kai; Sliz-Szkliniarz, Beata; Wendel, Jochen (2017): Investigating the Energy Performance of Buildings with a 3D City Model and Thermal Simulation: Results from the Urban Transition Lab. In: Official Conference Proceedings. The European Conference on Sustainability, Energy & the Environment 2017. Brighton, UK, July 07, 2017 to July 09, 2017. The International Academic Forum.

- NASA (2015): Shuttle Radar Topography Mission (SRTM). Hg. v. Jet Propulsion Laboratory. NASA. Online verfügbar unter <http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/>.
- Neumann, Christian; Blumberg, Arne; Schwieder, Harald; Sondermann, Nils (2012): Energiebilanz für die Region Freiburg. Verbrauch und Potenziale. Endbericht. Energieagentur Regio Freiburg.
- Nguyen, Ha T.; Pearce, Joshua M. (2012): Incorporating shading losses in solar photovoltaic potential assessment at the municipal scale. In: *Solar Energy* 86 (5), S. 1245–1260. DOI: 10.1016/j.solener.2012.01.017.
- Nickel, Stefan; Stein, Oliver; Waldmann, Karl-Heinz (2014): Operations Research. 2., korr. und aktualisierte Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Gabler (Springer-Lehrbuch), zuletzt geprüft am 24.01.2018.
- Nielsen, Michael A. (2015): Neural Networks and Deep Learning: Determination Press. Online verfügbar unter http://neuralnetworksanddeeplearning.com/chap6.html#introducing_convolutional_networks.
- Nielsen, Steffen (2014): A geographic method for high resolution spatial heat planning. In: *Energy*. DOI: 10.1016/j.energy.2013.12.011.
- Nitsch, Joachim; Fishedick, Manfred; Allnoch, Norbert; Baumert, Martin; Langniß, Ole; Nast, Michael et al. (1999): Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Hg. v. BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Bonn, Münster, Stuttgart, Wuppertal.
- NOAA/ESRL (2017): Global monthly mean CO2. Unter Mitarbeit von Ed Dlugokencky und Pieter Tans. Hg. v. National Oceanic and Atmospheric Administration. Online verfügbar unter www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/.
- NOAA/NGDC (2001): Law Dome Atmospheric CO2 Data. Unter Mitarbeit von D. M. Etheridge, L. P. Steele, R. L. Langenfelds und R. J. Francey. Hg. v. IGBP PAGES/World Data Center for Paleoclimatology und NOAA/NGDC Paleoclimatology Program.
- Nocaj, Arlind; Brandes, Ulrik (2012): Computing Voronoi Treemaps. Faster, Simpler, and Resolution-independent. In: *Computer Graphics Forum* 31 (3pt1), S. 855–864. DOI: 10.1111/j.1467-8659.2012.03078.x.
- Nouvel; R; Brassel; H, K.; Bruse; Duminil, M. et al. (2015): SIMSTADT, a New Workflow-driven Urban Energy Simulation Platform for CityGML City Models. In: Proceedings of the CISBAT International Conference. Lausanne, Switzerland.
- Nowak, Stefan (2002): Potential for Building Integrated Photovoltaics. Achievable levels of electricity from photovoltaic roofs and facades: methodology, case studies, rules of thumb and determination of the potential of building integrated photovoltaics for selected countries. Report IEA-PVPS T7–4. Hg. v. IEA - International Energy Agency. IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS). St. Ursen, Switzerland.
- NREL (2014): PVWatts Version 5 Manual. Unter Mitarbeit von Aron P. Dobos. Hg. v. NREL - National Renewable Energy Laboratory.

- Oettli, Bernhard; Blum, Martina; Peter, Martin; Schwank, Othmar; Bedniaguine, Denis; Dauriat, Arnaud et al. (2004): Potentiale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz. Hg. v. Bundesamt für Energie BFE. Bern.
- Open Data Commons (Hg.) (2018): Open Data Commons Open Database License (ODbL). Online verfügbar unter <https://opendatacommons.org/licenses/odbl/>.
- OSM (2018): OpenStreetMap. Unter Mitarbeit von OpenStreetMap-Contributors. Online verfügbar unter <http://www.openstreetmap.org/>, zuletzt geprüft am 01.06.2017.
- Perez, Richard; Ineichen, Pierre; Seals, Robert; Michalsky, Joseph; Stewart, Ronald (1990): Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. In: *Solar Energy* 44 (5), S. 271–289. DOI: 10.1016/0038-092X(90)90055-H.
- Pfenninger, Stefan; Hawkes, Adam; Keirstead, James (2014): Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 33, S. 74–86. DOI: 10.1016/j.rser.2014.02.003.
- Pickering, Keith A. (2002): The Southern Limit of the Ancient Star Catalog and the Commentary of Hipparchos. In: *DIO, The International Journal of Scientific History* 12 (1), S. 3–27, zuletzt geprüft am 08.02.2017.
- Poncelet, Kris (2018): Long-term energy-system optimization models - Capturing the challenges of integrating intermittent renewable energy sources and assessing the suitability for descriptive scenario analyses. Dissertation. KU Leuven.
- Quaschnig, Volker (2000): Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. Hg. v. VDI Verlag GmbH. Düsseldorf.
- Quaschnig, Volker (2013): Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Simulation. 8., aktualisierte und erw. Aufl. München: Hanser, zuletzt geprüft am 25.03.2015.
- Raifer, Martin (2017a): OpenStreetMap node density map 2017. Online verfügbar unter <https://tyrasd.github.io/osm-node-density>.
- Raifer, Martin (2017b): overpass turbo. Online verfügbar unter <http://overpass-turbo.eu/>.
- Rexroth, Karsten; Both, Petra von; Mainzer, Kai; Russell McKenna; Fichtner, Wolf; Babrowski, Sonja et al. (2017): Schlussbericht des KIT zum Verbundprojekt „Begleitforschung zum Wettbewerb Energieeffiziente Stadt“. Hg. v. Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF). Karlsruhe.
- Richter, Stephan (2004): Entwicklung einer Methode zur integralen Beschreibung und Optimierung urbaner Energiesysteme. Erste Anwendung am Beispiel Augsburg. Dissertation. Universität Augsburg, Augsburg. Mathematisch-Naturwissenschaftliche Fakultät.

- Rivas, Rajai Aghabi; Clausen, Jens; Hansen, Kurt S.; Jensen, Leo E. (2009): Solving the Turbine Positioning Problem for Large Offshore Wind Farms by Simulated Annealing. In: *Wind Engineering* 33 (3), S. 287–297. DOI: 10.1260/0309-524X.33.3.287.
- Robinson, Caleb; Dilkina, Bistra; Hubbs, Jeffrey; Zhang, Wenwen; Guhathakurta, Subhrajit; Brown, Marilyn A.; Pendyala, Ram M. (2017): Machine learning approaches for estimating commercial building energy consumption. In: *Applied Energy* 208, S. 889–904. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.09.060.
- Robinson, Darren; Haldi, F.; Kämpf, J.; Leroux, P.; Perez, D.; Rasheed, A.; Wilke, U. (2009): Citysim: Comprehensive Micro-simulation of Resource Flows for Sustainable Urban Planning. In: *Building Simulation*. Online verfügbar unter <https://citysim.epfl.ch/>, zuletzt geprüft am 23.01.2018.
- Rockström, Johan; Gaffney, Owen; Rogelj, Joeri; Meinshausen, Malte; Nakicenovic, Nebojsa; Schellnhuber, Hans Joachim (2017): A roadmap for rapid decarbonization. In: *Science* 355 (6331), S. 1269–1271. DOI: 10.1126/science.aah3443.
- Romero Rodríguez, Laura; Duminil, Eric; Sánchez Ramos, José; Eicker, Ursula (2017): Assessment of the photovoltaic potential at urban level based on 3D city models. A case study and new methodological approach. In: *Solar Energy* 146, S. 264–275. DOI: 10.1016/j.solener.2017.02.043.
- Rudi, Andreas; Müller, Ann-Kathrin; Fröhling, Markus; Schultmann, Frank (2017): Biomass Value Chain Design. A Case Study of the Upper Rhine Region. In: *Waste Biomass Valor* 8 (7), S. 2313–2327. DOI: 10.1007/s12649-016-9820-x.
- Samsatli, Nouri; Jennings, Mark (2013): Optimization and systems integration. In: James Keirstead und Nilay Shah (Hg.): *Urban energy systems. An integrated approach*. Abingdon, Oxon: Routledge, S. 157–184.
- Schallenberg-Rodríguez, Julieta (2013): Photovoltaic techno-economical potential on roofs in regions and islands: The case of the Canary Islands. Methodological review and methodology proposal. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20, S. 219–239. DOI: 10.1016/j.rser.2012.11.078.
- Schellnhuber, Hans Joachim; Rahmstorf, Stefan; Winkelmann, Ricarda (2016): Why the right climate target was agreed in Paris. In: *Nature Climate Change* 6 (7), S. 649–653. DOI: 10.1038/nclimate3013.
- Schlomann, Barbara; Eichhammer, Wolfgang; Reuter, Matthias; Frölich, Caroline; Tariq, Sohaib (2015): *Energy Efficiency trends and policies in Germany*. Hg. v. Fraunhofer ISI. Karlsruhe.
- Schrattenholzer, Leo (1981): *The energy supply model MESSAGE*. International Institute for Applied Systems Analysis. Laxenburg, Austria.
- Schubert, Gerda (2012): *Modellierung der stündlichen Photovoltaik- und Windstromeinspeisung in Europa*. 12. Symposium Energieinnovation. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Graz, Austria.

- Schwarz, Hannes; Bertsch, Valentin; Fichtner, Wolf (2018): Two-stage stochastic, large-scale optimization of a decentralized energy system. A case study focusing on solar PV, heat pumps and storage in a residential quarter. In: *OR Spectrum* 40 (1), S. 265–310. DOI: 10.1007/s00291-017-0500-4.
- SCS Hohmeyer | Partner (2016): Dokumentation des Fachworkshops zum Masterplan 100 % Klimaschutz.
- SEN (2016): SEN Integrated Renewable Energy Network (SIREN) Modelling Toolkit. Hg. v. Sustainable Energy Now.
- Shah, Nilay (2013): Modelling urban energy systems. In: James Keirstead und Nilay Shah (Hg.): *Urban energy systems. An integrated approach*. Abingdon, Oxon: Routledge, S. 139–156.
- Shimoda, Yoshiyuki; Fujii, Takuro; Morikawa, Takao; Mizuno, Minoru (2004): Residential end-use energy simulation at city scale. *Building Simulation for Better Building Design*. In: *Building and Environment* 39 (8), S. 959–967. DOI: 10.1016/j.buildenv.2004.01.020.
- Shimoda, Yoshiyuki; Yamaguchi, Yukio; Okamura, Tomo; Taniguchi, Ayako; Yamaguchi, Yohei (2010): Prediction of greenhouse gas reduction potential in Japanese residential sector by residential energy end-use model. In: *Applied Energy* 87 (6), S. 1944–1952. DOI: 10.1016/j.apenergy.2009.10.021.
- Singh, Rhythm; Banerjee, Rangan (2015): Estimation of rooftop solar photovoltaic potential of a city. In: *Solar Energy* 115, S. 589–602. DOI: 10.1016/j.solener.2015.03.016.
- Sivakumar, Aruna (2013): Activity-based modelling for urban energy systems. In: James Keirstead und Nilay Shah (Hg.): *Urban energy systems. An integrated approach*. Abingdon, Oxon: Routledge, S. 204–217.
- Soland, Martin; Steimer, Nora; Walter, Götz (2013): Local acceptance of existing biogas plants in Switzerland. In: *Energy Policy* 61, S. 802–810. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.06.111.
- Sørensen, Bent (2001): GIS management of solar resource data. In: *Solar Energy Materials and Solar Cells* 67 (1-4), S. 503–509. DOI: 10.1016/S0927-0248(00)00319-6.
- Srećković, Nevena; Lukač, Niko; Žalik, Borut; Štumberger, Gorazd (2016): Determining roof surfaces suitable for the installation of PV (photovoltaic) systems, based on LiDAR (Light Detection And Ranging) data, pyranometer measurements, and distribution network configuration. In: *Energy* 96, S. 404–414. DOI: 10.1016/j.energy.2015.12.078.
- Stadt Karlsruhe (2012): Klimaschutz in Karlsruhe. Zweiter Fortschrittsbericht 2011. Hg. v. Stadt Karlsruhe I Umwelt- und Arbeitsschutz.
- Steinert, Corinna (2015): Das Regionenmodell (FREM) – Basis detaillierter Analysen kommunaler Energiekonzepte. Workshop "Urbane Energiesystemmodelle". FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Karlsruhe, 12.11.2015. Online verfügbar unter

- <https://www.ffegmbh.de/aktuelles/veroeffentlichungen-und-fachvortraege/590-ffe-regionenmodell-fuer-kommunale-energiekonzepte>, zuletzt geprüft am 02.12.2015.
- Strobl, Martin; Dorfner, Gerhard (2014): Was kosten Silagen von hoffernen Flächen? In: *top agrar* (06), S. 56–61. Online verfügbar unter <https://www.topagrar.com/archiv/Was-kosten-Silagen-von-hoffernen-Flaechen-1454269.html>, zuletzt geprüft am 12.03.2018.
- Struschka, Michael; Springmann, Maike; Goy, Julia; Schäfer, Christian (2010): Feinstaubemissionen moderner Heizkessel. Hg. v. Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik und Universität Stuttgart.
- Strzalka, Aneta; Alam, Nazmul; Duminil, Eric; Coors, Volker; Eicker, Ursula (2012): Large scale integration of photovoltaics in cities. In: *Applied Energy* 93, S. 413–421. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.12.033.
- Suzuki, S.; Abe, K. (1985): Topological Structural Analysis of Digitized Binary Images by Border Following. In: *Computer Vision, Graphics, and Image Processing PII: 0734-189X(85)90016-7* (30), S. 32–46. DOI: 10.1016/0734-189X(85)90016-7.
- Swider, Derk J.; Beurskens, Luuk; Davidson, Sarah; Twidell, John; Pyrko, Jurek; Prügler, Wolfgang et al. (2008): Conditions and costs for renewables electricity grid connection. Examples in Europe. In: *Renewable Energy* 33 (8), S. 1832–1842. DOI: 10.1016/j.renene.2007.11.005.
- Tabuchi, Hiroko; Fountain, Henry (2017): Bucking Trump, These Cities, States and Companies Commit to Paris Accord. In: *The New York Times*, 01.06.2017. Online verfügbar unter <https://www.nytimes.com/2017/06/01/climate/american-cities-climate-standards.html>.
- TABULA (2013): TABULA Calculation Method. Energy Use for Heating and Domestic Hot Water. Reference Calculation and Adaptation to the Typical Level of Measured Consumption. Hg. v. IWU.
- Takebayashi, Hideki; Ishii, Etsuko; Moriyama, Masakazu; Sakaki, Ai; Nakajima, Shunsuke; Ueda, Hirobumi (2015): Study to examine the potential for solar energy utilization based on the relationship between urban morphology and solar radiation gain on building rooftops and wall surfaces. In: *Solar Energy* 119, S. 362–369. DOI: 10.1016/j.solener.2015.05.039.
- Taubenböck, Hannes (2007): Vulnerabilitätsabschätzung der erdbebengefährdeten Megacity Istanbul mit Methoden der Fernerkundung. Dissertation. Bayerische Julius-Maximilians Universität Würzburg, Würzburg.
- Theodoridou, Ifigeneia; Karteris, Marinos; Mallinis, Georgios; Papadopoulos, Agis M.; Hegger, Manfred (2012): Assessment of retrofitting measures and solar systems' potential in urban areas using Geographical Information Systems: Application to a Mediterranean city. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (8), S. 6239–6261. DOI: 10.1016/j.rser.2012.03.075.
- Tomasi, Carlo; Manduchi, Roberto (1998): Bilateral Filtering for Gray and Color Images. In: *ICCV*, S. 839–846.

- Troen, Ib; Lundtang Petersen, Erik (1990): Europäischer Windatlas. Risø National Laboratory.
- UBA (2011): Energieeffizienz in Zahlen. Endbericht. Hg. v. Umweltbundesamt.
- UBA (2013): Potenzial der Windenergie an Land. Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land. Unter Mitarbeit von Insa Lütkehus, Hanno Salecker und Kirsten Adlunger. Hg. v. Umweltbundesamt.
- UM (2016): Abfallbilanz 2016. Baden-Württemberg, Umweltministerium.
- UNFCCC (1992): Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen. Hg. v. United Nations Framework Convention on Climate Change.
- UNFCCC (2015): Paris Agreement. COP 21. Hg. v. United Nations Framework Convention on Climate Change. Paris.
- Victor, David G.; Akimoto, Keigo; Kaya, Yoichi; Yamaguchi, Mitsutsune; Cullenward, Danny; Hepburn, Cameron (2017): Prove Paris was more than paper promises. In: *Nature* 548 (7665), S. 25–27. DOI: 10.1038/548025a.
- Wall, Wilhelm (2016): Energetisch vergleichbare Städtegruppen - Eine gesamtheitliche Clusteranalyse und Clusterauswahl deutscher kreisfreier Städte auf Basis der typischen Verbrauchssektoren und sozio-energetischer Indikatoren. Dissertation. Ruhr-Universität Bochum, Bochum. Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft (LEE).
- Walter, Emmanuel; Kämpf, Jérôme Henri (2015): A verification of CitySim results using the BESTEST and monitored consumption values. Bozen-Bolzano (Proceedings of the 2nd Building Simulation Applications conference).
- Winkelmüller, Stefan (2006): Optimierung der Nachfrage- und Erzeugungsstruktur kommunaler Energiesysteme am Beispiel von Wien. Dissertation. Universität Augsburg, Augsburg. Institut für Physik Lehrstuhl für Experimentelle Plasmaphysik.
- Wirth, Harry (2016): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE. Freiburg.
- Richtlinie VDI 2067, Blatt 1, 2012: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung, zuletzt geprüft am 04.05.2012.
- Witt, Janet; Thrän, Daniela; Rensberg, Nadja; Naumann, Christiane Hennig Karin; Billig, Eric; Sauter, Philipp et al. (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Hg. v. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH und Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL). Leipzig/Jena.
- Wittmann, H.; Bajons, P.; Doneus, M.; Friesinger, H. (1997): Identification of roof areas suited for solar energy conversion systems. In: *Renewable Energy* 11 (1), S. 25–36. DOI: 10.1016/S0960-1481(96)00116-4.

- Wittmann, Tobias (2008): Agent-Based Models of Energy Investment Decisions. Dissertation. Technische Universität Berlin, Berlin. Institute for Energy Engineering.
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (2012): Szenario Düsseldorf 2050: Technologieoptionen und Pfade für ein klimaverträgliches Düsseldorf.
- Yang, Dazhi; Ye, Zhen; Nobre, André M.; Du, Hui; Walsh, Wilfred M.; Lim, Lihong Idris; Reindl, Thomas (2014): Bidirectional irradiance transposition based on the Perez model. In: *Solar Energy* 110, S. 768–780. DOI: 10.1016/j.solener.2014.10.006.
- Zardari, Noorul Hassan; Ahmed, Kamal; Shirazi, Sharif Moniruzzaman; Yusop, Zulkifli Bin (2015): Weighting Methods and their Effects on Multi-Criteria Decision Making Model Outcomes in Water Resources Management. Cham: Springer International Publishing (SpringerLink : Bücher), zuletzt geprüft am 06.03.2018.
- Zaspel-Heisters, Brigitte (2015): Welcher Raum bleibt für den Ausbau der Windenergie? Analyse des bundesweiten Flächenpotenzials in Deutschland. In: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) (Hg.): Informationen zur Raumentwicklung, Bd. 6, S. 543–569.
- Zergane, Saïd; Smaili, Arezki; Masson, Christian (2018): Optimization of wind turbine placement in a wind farm using a new pseudo-random number generation method. In: *Renewable Energy* 125, S. 166–171. DOI: 10.1016/j.renene.2018.02.082.
- ZNES (2012): Integriertes Klimaschutzkonzept Flensburg. Universität Flensburg - Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES).

Anhang

Techno-ökonomische Technologieparameter

Tabelle 37 zeigt die Input- und Outputraten, Tabelle 38 die techno-ökonomischen Parameter der im Modell abgebildeten Technologien. Die Parameter der erneuerbaren Energien sind hier ausgenommen und finden sich in Kapitel 4. Die Dämmungstechnologien sind hier lediglich vereinfacht dargestellt, um die durchschnittlichen Effizienzsteigerungen der verschiedenen Dämmstandards zu demonstrieren. Tatsächlich sind im Modell drei verschiedene Dämmtechnologien für jeden Gebäudetyp abgebildet (vgl. Kapitel 3.3.1). Die erste Zeile von Tabelle 37 bedeutet beispielsweise, dass ein Gaskessel unter Vollast innerhalb einer Stunde 6 kWh Wärme (und 0,6667 kWh Abwärme) bei einem Einsatz von 6,6667 kWh Gas produzieren kann.

Tabelle 37: Input- und Outputraten [kWh/VLH] pro Einheit für alle Energieträger der im Modell abgebildeten Technologien. Quellen: IER 2016; ASUE 2015; IWU 2015; eigene Marktrecherchen.

	Strom	Gas	Öl	Pellets	Umgebungs-wärme	Fern-wärme	Wärme	Raum-wärme	Abwärme	Beleuch-tung	Arbeit
Gaskessel	0	-6,667	0	0	0	0	6	0	0,6667	0	0
Gas-Brennwertkessel	0	0	-8,633	0	0	0	6	0	2,6331	0	0
Ölkessel	-6	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0
Elektrospeicher	0	-6,186	0	0	0	0	6	0	0,1856	0	0
Pelletheizung	0	0	0	-7,692	0	0	6	0	1,6923	0	0
Luft-Wärmepumpe	-1,714	0	0	0	-4,286	0	6	0	0	0	0
Wasser-Wärmepumpe	-1,579	0	0	0	-4,421	0	6	0	0	0	0
BHKW klein	4	-16	0	0	0	0	10,4	0	1,6	0	0
BHKW groß	8	-29,63	0	0	0	0	19,259	0	2,3704	0	0
Fernwärme	0	0	0	0	0	-40	40	0	0	0	0
Glühlampe	-0,05	0	0	0	0	0	0	0	0,0452	0,0048	0
Halogenlampe	-0,05	0	0	0	0	0	0	0	0,042	0,008	0
Energiesparlampe	-0,01	0	0	0	0	0	0	0	0,006	0,004	0
LED	-0,01	0	0	0	0	0	0	0	0,002	0,008	0
C	-2,941	0	0	0	0	0	0	0	2,4412	0	0,5
B	-1,282	0	0	0	0	0	0	0	0,7821	0	0,5
A	-1,136	0	0	0	0	0	0	0	0,6364	0	0,5
A+	-0,948	0	0	0	0	0	0	0	0,4479	0	0,5
A++	-0,823	0	0	0	0	0	0	0	0,323	0	0,5
A+++	-0,735	0	0	0	0	0	0	0	0,2353	0	0,5
Dämmung Ursprungszustand	0	0	0	0	0	0	-1	0,40	0,60	0	0
Dämmung konventionell	0	0	0	0	0	0	-1	0,65	0,35	0	0
Dämmung zukunftsweisend	0	0	0	0	0	0	-1	0,95	0,05	0	0

Tabelle 38: Techno-ökonomische Parameter der im Modell abgebildeten Technologien. Quellen: IER 2016; ASUE 2015; Richtlinie VDI 2067, Blatt 1; dena 2012; Struschka et al. 2010; eigene Marktrecherchen.

Technologie	Installation [€]	Investition	[Einheit]	Fixe Kosten [€/a]	Lebensdauer [a]	PM10 [mg/kWh]
Gaskessel	3.600	425	€/kW _{th}	76,50	20	0,034
Gas-Brennwertkessel	3.600	483	€/kW _{th}	87,00	20	0,034
Ölkessel	3.800	600	€/kW _{th}	432,00	15	0,09
Elektrospeicher	800	458	€/kW _{th}	82,50	20	0
Pelletheizung	5.000	1.017	€/kW _{th}	366,00	15	114
Luft-Wärmepumpe	3.100	1.983	€/kW _{th}	297,50	20	0
Wasser-Wärmepumpe	3.100	2.750	€/kW _{th}	412,50	20	0
BHKW klein	8.828	890	€/kW _{th}	740,64	15	0,034
BHKW groß	8.828	832	€/kW _{th}	1.281,20	15	0,034
Fernwärme	5.077	9	€/kW _{th}	1.519,85	30	0
Glühlampe	0	40	€/kW _{el}	0,02	5	0
Halogenlampe	0	60	€/kW _{el}	0,03	5	0
Energiesparlampe	0	200	€/kW _{el}	0,02	10	0
LED	0	500	€/kW _{el}	0,05	10	0
C	0	136	€/kW _{el}	4,00	10	0
B	0	312	€/kW _{el}	4,00	10	0
A	0	378	€/kW _{el}	4,30	10	0
A+	0	549	€/kW _{el}	5,20	10	0
A++	0	668	€/kW _{el}	5,50	10	0
A+++	0	1.102	€/kW _{el}	8,10	10	0
Dämmung konventionell	22.410	115	€/m ²	0,01	50	0
Dämmung zukunftsweisend	22.410	250	€/m ²	0,01	50	0

Preise und Primärenergiefaktoren der Energieträger

Tabelle 39 zeigt die angenommenen Preise der Energieträger, Tabelle 40 deren zeitliche Entwicklung.

Tabelle 39: Angenommene Preise für Import/Export, Übertragung und Verteilung sowie Primärenergiefaktoren der Energieträger. Quellen: EPEX Spot⁷⁸; DEPV-Index⁷⁹; BDEW 2017.

	Öl	Gas	Strom	Holzpellets	Fernwärme
Marktpreise	(s. u.)				
Energie-Übertragungskosten [€/kWh]	0	0,013	0,0715	0	0
Energie-Verteilungskosten [€/kWh]	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Primärenergiefaktor [-]	1,1	1,1	(s. u.)	0,2	0,7

Tabelle 40: Angenommene zeitliche Entwicklung der durchschnittlichen Energieträgerpreise [€/MWh] und des Primärenergiefaktors für Strombezug aus dem Übertragungsnetz. Quellen: BMWi 2016a; BMU 2015; eigene Berechnungen.

Jahr	Öl	Gas	Strom	Holzpellets	Fernwärme	Primärenergiefaktor Strom
2015	56,89	29,67	42,18	58,78	62,98	1,38
2020	67,71	34,95	49,68	69,23	74,18	0,99
2025	72,90	37,30	53,02	73,89	79,17	0,75
2030	78,10	39,65	56,36	78,55	84,16	0,50

⁷⁸ www.epexspot.com

⁷⁹ <https://depv.de/de/pelletpreis>

Publikationsliste

Dieser Abschnitt enthält eine Liste der durch den Autor oder unter seiner Mitarbeit veröffentlichten Publikationen, die in Zusammenhang mit der vorliegenden Arbeit stehen.

Wissenschaftlich begutachtete Zeitschriftenartikel

1. **Mainzer, Kai**; Fath, Karoline; McKenna, Russell; Stengel, Julian; Fichtner, Wolf; Schultmann, Frank (2014): A high-resolution determination of the technical potential for residential-roof-mounted photovoltaic systems in Germany. In: *Solar Energy* 105, S. 715–731. DOI: 10.1016/j.solener.2014.04.015.
2. Oldenburg, Oliver; Murshed, Syed Monjur; Kremers, Enrique; **Mainzer, Kai**; Koch, Andreas (2015): Model-based analysis of urban Energy Systems (on the basis of a city’s energy Master Plan). In: *Emergence: Complexity and Organization* 17 (2). DOI: 10.17357/03a4747a4b28258c105148d3775522a1.
3. Killinger, Sven; **Mainzer, Kai**; McKenna, Russell; Kreifels, Niklas; Fichtner, Wolf (2015): A regional optimisation of renewable energy supply from wind and photovoltaics with respect to three key energy-political objectives. In: *Energy*. DOI: 10.1016/j.energy.2015.03.050.
4. **Mainzer, Kai**; Killinger, Sven; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2017): Assessment of rooftop photovoltaic potentials at the urban level using publicly available geodata and image recognition techniques. In: *Solar Energy* 155, S. 561–573. DOI: 10.1016/j.solener.2017.06.065.
5. McKenna, Russell; Bertsch, Valentin; **Mainzer, Kai**; Fichtner, Wolf (2018): Combining local preferences with multi-criteria decision analysis and linear optimization to develop feasible energy concepts in small communities. In: *European Journal of Operational Research*. DOI: 10.1016/j.ejor.2018.01.036.

Sonstige Zeitschriften- und Buchbeiträge

1. **Mainzer, Kai**; Fath, Karoline; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2014): Ermittlung technischer Potenziale für die Photovoltaik-Nutzung auf Dachflächen von deutschen Wohngebäuden. In: Marco K. Koch und Jürgen Görres (Hg.): Wettbewerb "Energieeffiziente Stadt". Band 2: Energieversorgung, Energiebilanzierung und Monitoring. Berlin: LIT (*Energie und Nachhaltigkeit*, 15).
2. McKenna, Russell; Jehling, Mathias; **Mainzer, Kai**; Jergentz, Stefan; Christen, Guillaume; Soylu, Tamer (2014): Die Energiewende am Oberrhein. Der interdisziplinäre und systemanalytische Ansatz des Interreg-Projektes Plan-EE. In: *BWK - Das Energie-Fachmagazin* 66 (9), S. 61–66.
3. **Mainzer, Kai**; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2014): Modelle und Methoden zur Entscheidungsunterstützung bei der Planung urbaner Energiesysteme. In: Marco K. Koch und Russell McKenna (Hg.): Wettbewerb "Energieeffiziente Stadt". Band 3: Methoden und Modelle. Berlin, Münster: LIT (*Energie und Nachhaltigkeit*, Bd. 16), S. 11–20.
4. **Mainzer, Kai**; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2016): Charakterisierung der verwendeten Modellansätze im Wettbewerb „Energieeffiziente Stadt“. In: Hermann-Josef Wagner und Petra von Both (Hg.): Wettbewerb "Energieeffiziente Stadt". Band 8: Gute Beispiele der Umsetzungsphase. Berlin: LIT (*Energie und Nachhaltigkeit*, 24), S. 149–160.
5. McKenna, Russell; **Mainzer, Kai**; Bertsch, Valentin; Weinand, Jann; Fichtner, Wolf (2017): Energiekonzept für Ebhausen: KIT-Forscher zeigen mögliche Maßnahmen und Szenarien auf. In: *Die Gemeinde (BWGZ)*, 14/2017, S. 638–640.

Konferenz-Proceedings

1. **Mainzer, Kai**; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2015): Integrating residential energy efficiency measures into optimizing urban energy system models. In: Proceedings of eceee 2015 Summer Study on energy efficiency. *eceee 2015 Summer Study on energy efficiency*. Presqu'île de Giens, 2015.
2. **Mainzer, Kai**; Schlund, David; Killinger, Sven; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2016): Rooftop PV Potential Estimations: Automated Orthographic Satellite Image Recognition Based on Publicly Available Data. In: Proceedings of EU PVSEC. *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. EU PVSEC 2016*. Munich, 20 - 24 June 2016.
3. Murshed, Syed Monjur; Abdul-Zahra, Amar; Koch, Andreas; **Mainzer, Kai**; Sliz-Szkliniarz, Beata; Wendel, Jochen (2017): Investigating the Energy Performance of Buildings with a 3D City Model and Thermal Simulation: Results from the Urban Transition Lab. In: Official Conference Proceedings. *The European Conference on Sustainability, Energy & the Environment 2017*. Brighton, UK, July 07, 2017 to July 09, 2017. The International Academic Forum.
4. Bergner, Joseph; Siegel, Bernhard; **Mainzer, Kai**; McKenna, Russell (2018): Städtische Solarpotenzial-Karten im Vergleich. In: Tagungsunterlagen PV-Symposium 2018. *PV-Symposium 2018*. Kloster Banz, Bad Staffelstein, 25.-27. April 2018.
5. **Mainzer, Kai**; Russell McKenna; Fichtner, Wolf (2018): Übertragbare Methoden zur Bestimmung und räumlichen Verortung des Wärmebedarfs von Wohngebäuden in Städten. [eingereicht]. In: BauSIM 2018 Proceedings. *BauSIM 2018*. Karlsruhe.

Konferenz-Präsentationen / Poster

1. **Mainzer, Kai**; Killinger, Sven; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf; Kreifels, Niklas (2014): A regional simulation and optimisation of renewable energy supply from wind and photovoltaics with respect to three key energy-political objectives. Poster. *Energy Systems Conference*. Energy Institute. London, 24.06.2014.
2. **Mainzer, Kai**; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2015): Rolling Horizon Planning Methods in Long-Term Energy System Analysis MILP Models. *CORS/INFORMS International Meeting 2015*. Institute for Operations Research and the Management Sciences (INFORMS). Montréal, 17.06.2015.
3. **Mainzer, Kai** (2016): A model for the identification and optimal planning of emission reduction measures in urban energy systems. *Urban Transitions Global Summit 2016*. Elsevier. Shanghai, 08.09.2016.
4. **Mainzer, Kai**; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf; Naber, Elias (2017): Determining the heat demand in residential buildings in Karlsruhe Oststadt. *European Sustainable Energy Week 2017*. Brussels, Belgium, 20.06.2017.
5. Murshed, Syed Monjur; Koch, Andreas; Sliz-Szkliniarz, Beata; Wendel, Jochen; Abdul-Zahra, Amar; Wagner, Andreas et al.; **Mainzer, Kai**; Russell McKenna; Fichtner, Wolf (2017): Energetische Gebäudeanalyse mit 3D-Modellen und Energieplanung im Stadtquartier - Reallabor 131 Karlsruhe. Block 2D: Energieeffiziente Gebäude und Quartiere. *10. CEB-Energieeffizienz-Kongress*. Karlsruhe, 29.06.2017.

Working Papers

1. Killinger, Sven; **Mainzer, Kai**; McKenna, Russell; Kreifels, Niklas; Fichtner, Wolf (2015): A regional simulation and optimisation of renewable energy supply from wind and photovoltaics with respect to three key energy-political objectives. In: *Working paper series in production and energy*. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP).
2. **Mainzer, Kai**; McKenna, Russell; Fichtner, Wolf (2015): Charakterisierung der verwendeten Modellansätze im Wettbewerb Energieeffiziente Stadt. In: *Working paper series in production and energy*. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP).
3. McKenna, Russell; Bertsch, Valentin; **Mainzer, Kai**; Fichtner, Wolf (2016): Combining local preferences with multi-criteria decision analysis and linear optimisation to develop feasible energy concepts in small communities. In: *Working paper series in production and energy*, Bd. 16. Karlsruhe: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP).

Projektberichte

1. PLAN-EE Konsortium (2015): Abschlussbericht PLAN-EE ein GIS-basiertes Planungstool für erneuerbare Energien. Programm INTERREG IV Oberrhein.
2. Andes, Lisa; Buessler, Sophie; Christen, Guillaume; Hamman, Philippe; Kindopp, Edith; Jehling, Mathias; Jergentz, Stefan; **Mainzer, Kai**; McKenna, Russell; Soylu, Tamer; Weber, Christiane (2015): Das Planungstool "Plan-EE". Entscheidungsunterstützung für die Akteure der Energiewende vor Ort. Handbuch für Anwender. Hg. v. Institut für Umweltwissenschaften, Universität Koblenz-Landau. Landau.
3. Rexroth, Karsten; Both, Petra von; **Mainzer, Kai**; Russell McKenna; Fichtner, Wolf; Babrowski, Sonja et al. (2017): Schlussbericht des KIT zum Verbundprojekt „Begleitforschung zum Wettbewerb Energieeffiziente Stadt“. Hg. v. Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF). Karlsruhe.
4. Reallabor 131: KIT findet Stadt Projektkonsortium (2018): Abschlussbericht der Projekte des Förderprogramms „Reallabore – BaWü Labs für eine Forschung für Nachhaltigkeit in Baden-Württemberg“. Karlsruhe.