REINER LEMOINE INSTITUT

BEUTH HOCHSCHULE FÜR TECHNIK BERLIN
University of Applied Sciences

Abschlussbericht

Integration des Wärmesektors in das Open-Source-Modellierungswerkzeug ‚oemof'
(**o**pen **e**nergy **mo**delling **f**ramework)

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor:innen.

Autor:innen:
Caroline Möller[1], Christoph Pels Leusden[2], Franziska Pleißner[2], Jakob Wolf[2], Jann Launer[1], Silke Köhler[2], Editha Kötter[1]

Gemeinsamer Abschlussbericht:
1) Reiner Lemoine Institut (Verbundkoordination)
2) Beuth Hochschule für Technik Berlin

Förderkennzeichen: 03ET4047A und 03ET4047B
Laufzeit der Vorhaben: 01.07.2017 – 30.09.2020

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Kurzfassung

Energiesystemmodelle zur Abbildung verschiedener Versorgungsszenarien betrachten den Wärmesektor häufig stark vereinfacht. Das Ziel des Forschungsprojekts oemof_heat bestand darin, das Open-Source-Modellierungsframework oemof mit den wichtigsten thermischen Systemkomponenten zu erweitern und die neu entwickelten Modelle zur Analyse von relevanten Fragestellungen der Wärmewende anzuwenden. oemof steht für „open energy modelling framework“ und ist ein Modellierungsframework für die Energiesystemanalyse, das kollaborativ unter einer Open-Source-Lizenz entwickelt wird. Die Herausforderung von oemof_heat bestand darin, nichtlineare Zusammenhänge der thermischen Systeme kompatibel zur linearen Optimierungsbibliothek oemof-solph zu modellieren. Zum Abschluss des Projekts oemof_heat steht ein validiertes Berechnungswerkzeug im oemof-Framework, bestehend aus den Modellierungsbibliotheken oemof-thermal (thermische Energiesystemkomponenten als Erweiterung zur Bibliothek oemof-solph) und DHNx (Toolbox zur Optimierung und Simulation von Fernwärme- und Fernkältenetzen), für die Betrachtung von Wärmetechnologien in der Energiesystemanalyse unter einer Open-Source-Lizenz zur Verfügung. Der Funktionsumfang von oemof wurde damit wesentlich erweitert. Darüber hinaus liefert das Projekt oemof_heat Modelle und Ergebnisse von Energiesystemen mit thermischen Systemkomponenten für praxisrelevante Anwendungsfälle. Das erweiterte Open-Source-Modellierungsframework oemof um die Pakete oemof-thermal und DHNx und die konkreten Systemmodelle, die Fragestellungen zu flexibler Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmenetzen, Wärmespeichern, Solares Kühlen und Meerwasserentsalzung betrachten, stehen für die Weiterentwicklung in der Forschung und Anwendung in der Praxis zur Verfügung.

Abstract

Energy system models for depicting different supply scenarios often consider the heat sector in a highly simplified way. The aim of the oemof_heat research project was to extend the open source modelling framework oemof with the most important thermal system components, and to apply the newly developed models to the analysis of relevant questions of the heat transition. oemof stands for „open energy modelling framework“ and is a modelling framework for energy system analysis, which is developed collaboratively under an open source licence. The challenge of oemof_heat was to make non-linear correlations of thermal systems compatible with the linear optimisation library oemof-solph. At the end of the oemof_heat project, a validated calculation tool for the consideration of heat technologies in energy system analysis exists under an open source licence in the oemof framework, consisting of the modelling libraries oemof-thermal (thermal energy system components as an extension to the oemof-solph library) and DHNx (toolbox for optimising and simulating district heating and cooling networks). The functional scope of oemof has thus been significantly extended. In addition, the oemof_heat project provides models and results of energy systems with thermal system components for practical relevant applications. The extended open source modelling framework oemof with the packages oemof-thermal and DHNx, and the concrete system models that address issues of flexible combined heat and power, heat grids, heat storage systems, solar cooling and seawater desalination are available for further development in research and application in practice.

Mitwirkende

Gedankt sei an dieser Stelle herzlich den zahlreichen Menschen, die die erfolgreiche Umsetzung des Projekts ermöglicht haben.

Seitens der am Projekt beteiligten Institute geht dieser Dank an die studentischen Hilfskräfte, Praktikant:innen, Bachelor- sowie Master-Absolvent:innen: Marie-Claire Gering[1], Philipp Kassing[1], Marcus Schluzy[1], Okan Akca[1], Felix Janiak[1], Monika Orlowski[1], Phuong Thu Le[1], Stefanie Nguyen[1], Tu Phan Ngoc[1], Nikhil Pawar[1], Maximilian de Pasquale[2], Janine Last[2].

Ein besonderer Dank geht an die Mitarbeiter:innen aller Projektpartner, die bei der Realisierung des Projektes unterstützend mitgewirkt haben: Christian Hofmann[1], Ludwig Hülk[1], Bryan Lancien[1], Mascha Richter[1], Lena Haug[1].

Des Weiteren geht unser Dank an die oemof-Community für die vielfältigen Diskussionsbeiträge rund um die Entwicklung von Wärmesystemmodellen auf den User- und Developer-Meetings und auf GitHub. Insbesondere bedanken möchten wir uns bei Johannes Röder vom Fachgebiet Resiliente Energiesysteme der Universität Bremen für die wertvolle Zusammenarbeit und die enge Abstimmung bei der Entwicklung der Modellbibliothek DHNx.

Für die Betreuung des Projektes geht unser Dank an den Projektträger Jülich, der in allen administrativen Fragen und Entscheidungen ein verlässlicher Partner war. Schließlich danken wir dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Finanzierung des Projektes.

[1] Reiner Lemoine Institut
[2] Beuth Hochschule für Technik

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis **IX**

Tabellenverzeichnis **XI**

Abkürzungsverzeichnis **XIII**

1 Einführung **1**

1.1 Motivation und Ziele 1
1.2 Projektpartner 3
1.3 Assoziierte Partner 4
1.4 Aufbau des Projekts 6

2 Stand der Wissenschaft **9**

2.1 Wärmemarkt und Wärmebereitstellung 9
2.2 Modellierung von Energiesystemen unter Abbildung des Wärmesektors 11
2.3 Modellierung von Wärmesystemtechnologien zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung 13
2.3.1 Dekarbonisierung der Wärmeversorgung 13
2.3.2 Modellhafte Abbildung von Solarthermie 18
2.3.3 Modellhafte Abbildung von Sektorkopplung 20
2.3.4 Modellhafte Abbildung von thermischen Speichern 23
2.3.5 Modellhafte Abbildung von Wärmeverteilung 25
2.4 Veröffentlichung von offen lizenzierten Daten 27

3 Entwicklung von Modellen für thermische Energiesystemkomponenten **29**

3.1 Stratified thermal storage (Schichtenspeicher) 33
3.2 Solar thermal collector (Flachkollektor) 35
3.3 Concentrating solar power (Parabolrinnen-Kollektor) 36

3.4 Compression heat pump and chiller (Kompressionswärmepumpe/-kältemaschine) . . . 38
3.5 Absorption chiller (Absorptionskältemaschine) . . . 39
3.6 District heating network (Wärmenetz) . . . 41
3.7 Weitere Entwicklungsarbeit . . . 43

4 Konkrete Systeme 47
4.1 Hochflexible Kraft-Wärme-Kopplung für die Versorgung von Fernwärmenetzen . . . 48
4.2 Wärmeversorgung eines Quartiers . . . 51
4.3 Großwärmepumpen in Wärmenetzen . . . 53
4.4 Solare Konzepte zur Meerwasserentsalzung . . . 57
4.5 Solare Kühlung eines Campusgebäudes im Oman . . . 63

5 Veröffentlichung von Daten und Szenarien auf der OpenEnergy-Platform 65

6 Netzwerkarbeit und Integration von oemof in die Lehre 73
6.1 Netzwerkarbeit zur Integration des Wärmesektors in die Energiesystemanalyse . . . 73
6.1.1 Intensivierung des regelmäßigen wissenschaftlichen Austauschs im Bereich der Wärmesysteme . . . 74
6.1.2 Zugang zur oemof-Community . . . 76
6.2 Integration von oemof in die Lehre . . . 77
6.2.1 Planspiel . . . 78
6.2.2 Lehreinheit . . . 80
6.3 Veröffentlichungen und Abschlussarbeiten . . . 80

7 Schlussfolgerungen und Ausblick 83
7.1 Projektergebnisse der Open-Source-Modellentwicklung . . . 83
7.2 Projektergebnisse der inhaltlichen Analysen . . . 85
7.3 Verwertbarkeit der Ergebnisse . . . 87

8 Zusammenfassung 91

Literatur 93

Abbildungsverzeichnis

1.1 Schematische Darstellung der Arbeitspakete 7

3.1 Schematische Darstellung der Bibliotheken oemof-thermal und DHNx im Modellierungsframework oemof 30
3.2 Vereinfachtes Modell eines Schichtenspeichers mit zwei perfekt voneinander getrennten Temperaturbereichen 34
3.3 Einstrahlung, Verlustleistungen und resultierende Wärmeleistung des Flachkollektormodells 35
3.4 Einstrahlung, Verlustleistungen und resultierende Wärmeleistung des Parabolrinnen-Kollektor-Modells 37
3.5 Modell der Kompressionswärmepumpe/-kältemaschine mit niedrigem und hohem Temperaturniveau 38
3.6 Modell der Absorptionskältemaschine mit niedrigem und hohem Temperaturniveau 40
3.7 Einfaches Wärmenetz mit einem Wärmeerzeuger, einer Gabelung und zwei Wärmeverbrauchern 42
3.8 Beispiel einer stückweisen linearen Annäherung einer nichtlinearen Funktion $P_{out}(P_{in})$ 44

4.1 Schematische Darstellung der KWK-Anlage im Verbund mit jeweils einem Strom- und Wärmespeicher 49
4.2 Schema des Systems zur Abbildung von Großwärmepumpen in Wärmenetzen 54
4.3 Jährliche Wärmeproduktion aus KWK, Spitzenlastkessel und Wärmepumpen 55
4.4 Schema des modellierten RO-Systems (Reverse Osmosis) 58
4.5 Schema des modellierten MED-Systems (Multi-Effekt-Destillation) 58

4.6 Akkumulierte Energie (links) und Wassermengen (rechts) je Kalendertag für das RO-System. Anteil zwischengespeicherter elektrischer Energie am RO-Gesamtbedarf (links). Anteil zwischengespeicherten Wassers am Tagesbedarf (rechts). 60
4.7 Akkumulierte Energie (links) und Wassermengen (rechts) je Kalendertag für das MED-System. Anteil zwischengespeicherter thermischer Energie am MED-Gesamtbedarf (links). Anteil zwischengespeicherten Wassers am Tagesbedarf (rechts). 61
4.8 Vereinfachtes Schema des erarbeiteten Modells 64

Tabellenverzeichnis

2.1 Jährliche Wärmebedarfe in der Europäischen Union und Deutschland nach Verbrauchsart und die jeweiligen prozentualen Anteile 10
2.2 Temperaturverteilung der Prozesswärmeanteile in Europa 10
2.3 Wärmebedarfsreduktion in Gebäuden durch Sanierungsmaßnahmen 17
2.4 Reduktion des industriellen Wärmebedarfs 17

4.1 Überblick über die Annahmen und Ergebnisse der Szenarien . . 56
4.2 Dimensionierung des RO- und MED-Systems anhand der wesentlichen Komponenten 62

5.1 Übersicht der veröffentlichten Daten für das System „Hochflexible Kraft-Wärme-Kopplung für die Versorgung von Fernwärmenetzen“ 66
5.2 Übersicht der veröffentlichten Daten für das System „Großwärmepumpen in Wärmenetzen“ 67
5.3 Übersicht der veröffentlichten Daten für das System „Solare Konzepte zur Meerwasserentsalzung“ 68
5.4 Übersicht der veröffentlichten Daten für das System „Solare Kühlung eines Campusgebäudes im Oman“ 69
5.5 Übersicht der veröffentlichten Daten der Validierung des Wärmespeichers 70
5.6 Übersicht der veröffentlichten Daten der Validierung des CSP . 70
5.7 Übersicht der veröffentlichten Daten des Planspiels 71
5.8 Übersicht der veröffentlichten Daten des Lehrbeispiels 71

Abkürzungsverzeichnis

AGFW Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

BHKW Blockheizkraftwerk

BMWi Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

CHP Combined heat and power (Kraft-Wärme-Kopplung)

COP Coefficient of performance (Leistungszahl)

CPC Compound parabolic concentrator

CSP Concentrating solar power

D Deutschland

EE Erneuerbare Energien

EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz

EU Europäische Union

GAMS General Algebraic Modeling System

GFZ Deutsches GeoForschungsZentrum

GuD Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk

HOB Heat-only boiler (Spitzenlastkessel)

HP Heat pump

HTW Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin

KWK Kraft-Wärme-Kopplung

MED Multi-Effekt-Destillation

MILP Mixed integer linear programming (Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung)

oemof open energy modelling framework

OEP OpenEnergyPlatform

openmod Open Energy Modelling Initiative

PEF Primärenergiefaktor

P$_{in}$ Eingangsleistung

P$_{out}$ Ausgangsleistung

PV Photovoltaik

RO Reverse Osmosis

T$_C$ Temperatur der kalten Zone des Schichtenspeichers

T$_H$ Temperatur der warmen Zone des Schichtenspeichers

THENA Thermal Network Analysis

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

WKA Windkraftanlage

1 Einführung

Das Projekt oemof_heat wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert und über einen Zeitraum von drei Jahren und drei Monaten zwischen dem 01.07.2017 und dem 30.09.2020 vom Reiner Lemoine Institut und der Beuth Hochschule für Technik bearbeitet. Ziel des Projekts war die Weiterentwicklung des Open-Source-Modellierungsframeworks oemof (open energy modelling framework) für komplexe Wärmeversorgungsszenarien und sektorübergreifende Fragestellungen und die Anwendung der entwickelten Modellkomponenten auf konkrete Fragen aus der Praxis.

1.1 Motivation und Ziele

Im Zuge der Energiewende wachsen die Märkte für Strom und Wärme zusammen. Für Entscheidungen hinsichtlich der Transformation zu einem auf Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem ist es mittlerweile unabdingbar, sie gekoppelt zu betrachten. Hierfür stand zu Beginn des Projekts oemof_heat kein Modellierungswerkzeug zur Verfügung, das neben dem Stromsystem eine große Bandbreite an Wärmesystemkomponenten enthält und dabei unter einer Open-Source-Lizenz entwickelt wird. Ziel des Projekts war die Integration des Wärmesektors mit allen wichtigen Komponenten in das Modellierungsframework oemof[3], sodass die Betrachtung relevanter Fragestellungen der Wärmewende unter Berücksichtigung des Gesamtsystems möglich wird.

Der Fokus wurde auf folgende zwei Schwerpunkte gelegt:

[3] Die lineare Optimierungsbibliothek des Modellierungsframeworks oemof heißt seit der Version v0.4 oemof-solph. Während solph davor ein Modul von oemof war, ist es jetzt ein eigenes Repository. Damit wird klarer getrennt zwischen dem Framework, der auch peripheren Paketen, wie Vor- und Nachberechnungen, oder anderen Modellierungsbibliotheken, wie dem Simulationstool TESPy, einen Rahmen bietet, und der linearen Optimierungsbibliothek oemof-solph.

1) Weiterentwicklung des Open-Source-Modellierungsframeworks oemof für die Modellierung von Wärmeversorgung und Strom-Wärme-Sektorkopplung in Energiesystemanalysen

2) Modellierung und Analyse von (sektorgekoppelten) Wärmeversorgungssystemen und Anwendung auf komplexe Szenarien mit Relevanz für die Wärmewende

Die Modellierung erfolgte mit dem Ziel, die Abbildung einer große Bandbreite von Wärmesystemen zu ermöglichen. Die Eingangs- und Ausgangsgrößen von Wärmesystemen sind häufig durch nichtlineare Zusammenhänge gekoppelt. Die Herausforderung bei der Modellierung war daher, die Abbildung von Wärmesystemkomponenten kompatibel zum linearen Optimierungsmodell oemof-solph zu gestalten. Insbesondere Randbedingungen wie unterschiedliche Temperaturniveaus und temperaturabhängige Verluste waren zu berücksichtigen.

Um angesichts des großen Themenspektrums des Wärmesektors eine inhaltliche Clusterbildung zu unterstützen, wurden die folgenden drei Systemarten, sogenannte generische Systeme, definiert:

- **System A:** Wärmeversorgung mit den Komponenten Wärmeerzeuger, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Wärmepumpen, Solarthermie, verschiedenen Speichertechnologien und Wärmenutzung (Fokus: Raumwärme und Brauchwasser)

- **System B:** Wärmenetz mit variabler Netztopologie und unterschiedlichen Temperaturniveaus (Fokus: Wärmeverteilung)

- **System C:** Prozesswärmeversorgung mit Wärmeverbrauchern auf unterschiedlichen Temperaturniveaus und verschiedenen Anwendungen auf der Verbraucherseite (Fokus: Prozesswärme, auch zur Kälteerzeugung)

Jedes im Rahmen dieses Projektes untersuchte Energiesystem mit einer jeweils spezifischen Versorgungsaufgabe (sogenannte konkrete Systeme) wurde einem dieser Cluster zugeordnet. Die Festlegung der konkreten Systeme erfolgte in Absprache mit den assoziierten Partnern. Die Auswahl richtete sich nach den Fragestellungen der assoziierten Partner und dem Stand der Wissenschaft. Folgende konkrete Systeme wurden zur Untersuchung definiert:

- **System A1:** Hochflexible Kraft-Wärme-Kopplung für die Versorgung von Fernwärmenetzen
- **System A2:** Wärmeversorgung eines Quartiers
- **System B1:** Großwärmepumpen in Wärmenetzen
- **System C1:** Solare Konzepte zur Meerwasserentsalzung
- **System C2:** Solare Kühlung eines Campusgebäudes im Oman

Da es sich bei oemof um ein kollaborativ entwickeltes Framework für die Energiesystemanalyse handelt, wurden auch alle Arbeitsergebnisse und Daten des Projekts oemof_heat dem Open-Science-Ansatz folgend für andere Akteur:innen verfügbar und weiter nutzbar gemacht.

1.2 Projektpartner

Das Projekt oemof_heat wurde in Kooperation zweier Projektpartner erarbeitet und durchgeführt. Die Verbundkoordination erfolgte durch das Reiner Lemoine Institut. Im Folgenden werden die beiden Projektpartner kurz vorgestellt.

Reiner Lemoine Institut

Das Reiner Lemoine Institut ist ein gemeinnütziges, unabhängiges Forschungsinstitut mit Sitz in Berlin. Ziel des Instituts ist es, einen wissenschaftlichen Beitrag zu der langfristigen Umstellung des Energiesystems hin zu 100 % erneuerbaren Energien zu leisten. Forschungsfelder sind dabei die Transformation von Energiesystemen, Mobilität mit erneuerbaren Energien und Off-Grid Systems. Kernkompetenzen des Reiner Lemoine Instituts sind Energiesystemmodellierungen und Simulationen von erneuerbarer Energieversorgung in Hybridsystemen, in Mini-Grids und regionalen bis globalen Versorgungsnetzen.

Beuth Hochschule

Die Beuth-Hochschule für Technik Berlin verfügt als Hochschule der angewandten Wissenschaften über das größte ingenieurwissenschaftliche Angebot in Berlin und Brandenburg. Für mehr als 12.500 Studierende in mehr als 75 Bachelor- und Masterstudiengängen bietet die Beuth-Hochschule für Technik Berlin ein breit fundiertes wissenschaftliches Spektrum an, das durch Kooperationen, Forschungsprojekte und Wirtschaftskontakte gepflegt und ständig ausgebaut wird.

1.3 Assoziierte Partner

Neben den Projektpartnern waren assoziierte Partner in das Projekt eingebunden. Die assoziierten Partner, die Energiesysteme mit praxisrelevanten Fragestellungen in das Projekt einbrachten und Daten zur Verfügung stellten, werden im Folgenden vorgestellt.

innogy SE

Die innogy SE war ein Tochterunternehmen der RWE AG und hat die Kompetenzen und Kraftwerke des RWE-Konzerns im Bereich Erneuerbarer Energien gebündelt. Während der Projektlaufzeit erfolgte eine Restrukturierung der Firma. Dabei wurde ein Teil der innogy SE in den e.on-Konzern integriert. Organisationseinheiten, die mit der Stromerzeugung befasst sind, gingen an den RWE-Konzern. Somit gingen auch die Anteile am solarthermischen Kraftwerk Andasol 3 in Südspanien an RWE über. Im Projekt oemof_heat wurden Daten und Betriebserfahrungen des Kraftwerks Andasol 3 für Berechnungen genutzt.

Energieavantgarde Anhalt e.V./Stadtwerke Dessau

Die Energieavantgarde Anhalt ist ein Netzwerk von Energieakteuren, das in Kooperation mit nationalen und europäischen Partnern an dem zukunftsfähigen Umbau des Energiesystems vor Ort arbeitet. Ziel ist es, die Energiewende

in der Region Anhalt-Bitterfeld-Wittenberg aktiv zu gestalten. Die Stadtwerke Dessau, die Partner der Energieavantgarde Anhalt sind, stellten praxisrelevante Fragestellungen, stimmten Berechnungsziele mit den Projektpartnern ab und gaben Rückmeldungen zu den Simulationsergebnissen.

Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ

Das Deutsche GeoForschungsZentrum GFZ ist Deutschlands nationales Zentrum für die Erforschung der festen Erde. Das GFZ koordiniert seine Forschung über fünf Forschungseinheiten. In der Forschungseinheit Georessourcen und Geoenergie des GFZ erforscht die Sektion Geoenergie, wie der Untergrund im Rahmen einer nachhaltigen, umweltfreundlichen Energieversorgung genutzt werden kann. Der Fokus liegt dabei auf der Erforschung und Erschließung von tiefen Reservoiren für die Energienutzung. In das Projekt oemof_heat wurden Fragen aus dem GFZ-Vorhaben GeoSolCool untersucht, welches eine gemeinsame Forschungsinitiative zwischen dem Helmholtz-Zentrum Potsdam und dem Research Council Oman ist. Dabei soll im Oman demonstriert werden, wie Wärme aus erneuerbaren Quellen und bei Nutzung des Untergrunds effizient zur Gebäudekühlung eingesetzt werden kann.

Naturstrom AG

Die Naturstrom AG wurde 1998 durch Mitglieder von Umwelt- und Erneuerbare-Energien-Verbänden gegründet, ist seitdem unabhängig von der Kohle- und Atomindustrie und zählt heute zu den führenden nachhaltigen Energieversorgern und Energiedienstleistern in Deutschland. Seit über 20 Jahren wird die Energieversorgung aus erneuerbaren Energien mit Angeboten in den Bereichen Ökostrom, Wärme und E-Mobilität vorangetrieben. Ziel der Naturstrom AG ist eine zukunftsfähige, bürgernahe Energieversorgung, die umwelt- und klimafreundlich, sicher und langfristig bezahlbar ist.

GASAG AG

Die GASAG AG als Betreiber verschiedener smarter Versorgungslösungen für Stadtquartiere, Biogas-Kraft-Wärme-Kopplung und zentraler Wärme- und Käl-

teversorgungsprojekte war zu Beginn des Projekts oemof_heat ein hilfreicher Ansprechpartner für die Erarbeitung der Projektinhalte. Im Zuge der Projektentwicklung wurden andere konzeptionelle Modellansätze verfolgt, sodass erhobene Daten zu Verbräuchen, Steuerung und Anlagenverhalten nicht zum Einsatz kamen.

Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin

Die Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin ist eine der führenden Hochschulen Deutschlands im Bereich der Lehre und Forschung zu regenerativen Energien. Parallel zum Projekt oemof_heat wurde an der HTW ein Versuchsfeld zur Strom-Wärme-Sektorkopplung aufgebaut. Für das Projekt oemof_heat war zunächst vorgesehen, Daten des Systembetriebs der Wärmekomponenten zu verwenden. Die parallele Entwicklung beider Projekte führte jedoch dazu, dass die Konzeptionierung der Modelle im Projekt oemof_heat und die Erhebung der Daten durch die HTW nicht aufeinander abgestimmt werden konnte. Für die Modelle kamen als Ersatz insbesondere Daten des Partners Naturstrom sowie weitere offene Daten zum Einsatz. Die HTW stand dem Projekt oemof_heat jedoch beratend zur Seite.

1.4 Aufbau des Projekts

Abbildung 1.1 zeigt schematisch die Projektstruktur der Arbeitspakete (AP). Zunächst wurden relevante Systeme definiert und erforderliche Daten recherchiert (AP 1–3). Aus den definierten Systemen wurden Anforderungen an die zu entwickelnden Systemkomponenten abgeleitet und in Berechnungsfunktionen und Modellcode umgesetzt (AP 4–5). Die Eignung des erweiterten Werkzeugs wurde anschließend anhand von Simulationen der definierten Systeme und der Validierung mit Messdaten überprüft (AP 6–7). Die Einbeziehung der oemof-Community, die Netzwerkarbeit mit anderen Modellierer:innen von Wärmesystemen und die Umsetzung der Modellentwicklung unter Transparenzgesichtspunkten machte dabei einen großen Teil der Arbeit aus (AP 8). Die Arbeiten wurden für die wissenschaftliche Verwertung und zur Verbreitung der Arbeitsergebnisse zusammengefasst (AP 9).

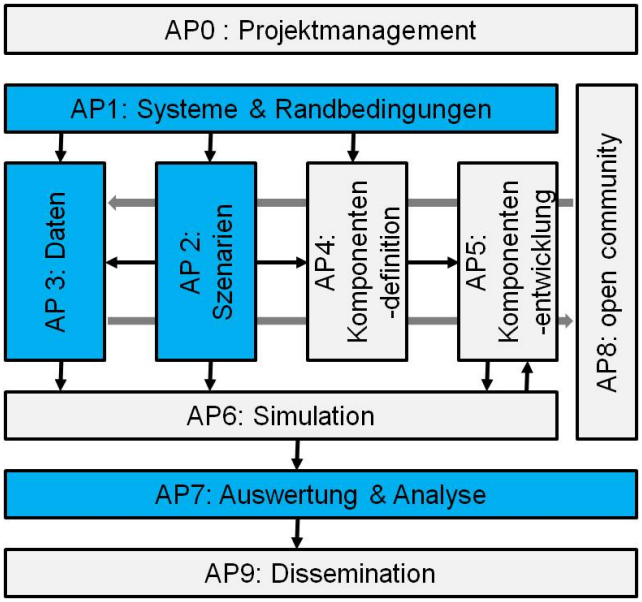

Abbildung 1.1: Schematische Darstellung der Arbeitspakete (dunkelblau: Pakete mit Beteiligung der assoziierten Partner)

Der vorliegende Abschlussbericht fasst zunächst in Kapitel 2 den Stand der Wissenschaft zur Abbildung von Wärmesystemen in Energiesystemmodellen zusammen. Kapitel 3 gibt einen Überblick über die Funktionsweise der entwickelten Komponenten und verlinkt auf die entsprechenden Stellen des Modellcodes auf GitHub und der öffentlich zugänglichen Dokumentation des Modellframeworks oemof. Die konkrete Systeme, die die Fragestellungen der assoziierten Partner beantworten sind Inhalt des Kapitels 4. Die Kooperation mit der OpenEnergyPlatform und die Umsetzung von Open-Data-Standards in Kapitel 5 beschrieben. Abschließend wird in Kapitel 6 die Netzwerkarbeit und die Integration in die Lehre dargestellt sowie alle aus dem Projekt hervorgegangenen Veröffentlichungen aufgeführt. Die Ergebnisse des Projekts werden schlussfolgernd in den Kapiteln 7 und 8 zusammengefasst.

2 Stand der Wissenschaft

Dieses Kapitel stellt wesentliche Grundlagen des Stands der Wissenschaft vor, die als Basis für die Arbeit in diesem Projekt dienten. Die Beschreibung des Stands der Wissenschaft fokussiert sich dabei auf Modellierungsansätze von Wärmesystemtechnologien sowie wesentliche Ergebnisse von Wärmesystemanalysen zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung (Abschnitt 2.3). Zuvor werden generelle Erkenntnisse zum Wärmemarkt und zur Wärmebereitstellung (Abschnitt 2.1) und zur Energiesystemanalyse, die den Wärmesektor beinhaltet (Abschnitt 2.2), vorgestellt. Abschließend wird in Abschnitt 2.4 auf das Thema der offen lizenzierten Datensätze eingegangen.

2.1 Wärmemarkt und Wärmebereitstellung

Im Vergleich zu anderen Energiesektoren zeichnet sich der Wärmesektor durch eine starke Heterogenität aus. Diese Heterogenität wird unter anderem begründet durch die physikalischen Gegebenheiten: Wärme ist an Masse gebunden und kann, zumindest als sensible oder latente Wärme, nur mit hohem Aufwand über längere Strecken transportiert werden. Dadurch ergeben sich signifikante Unterschiede verglichen mit anderen Energiesektoren, beispielsweise dem Stromsektor, hinsichtlich regionaler Besonderheiten (Verbrauch, Bereitstellung, Saisonalität) und den Charakteristika verschiedener Anwendungen (Raumwärme, Brauchwasser, industrielle Prozesse).

Gemäß Fleiter, Steinbach und Ragwitz (2016) unterteilt sich der Bedarf an Wärmeenergie in der Europäischen Union (EU) und in Deutschland in Raumwärme, Brauchwasser und industrielle Prozesswärme wie in Tabelle 2.1 dargestellt. Der gesamte Wärmebedarf der EU (knapp 6.000 TWh/a) liegt damit signifikant über den Bedarfen für Elektrizität und Mobilität, die für 2017 mit 3.800 TWh/a und 3.300 TWh/a angegeben werden (Eurostat, 2017). Da bisher

nur ein kleiner Teil der Wärme aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt wird, trägt der Wärmesektor erheblich zu den klimarelevanten Emissionen bei.

Tabelle 2.1: Jährliche Wärmebedarfe in der Europäischen Union (EU) und Deutschland (D) nach Verbrauchsart und die jeweiligen prozentualen Anteile (Quellen: Fleiter, Steinbach und Ragwitz (2016), Umweltbundesamt (2020b))

Bedarfsart	Raumwärme	Brauchwasser	Industrielle Prozesswärme
Jahresbedarf EU in TWh/a	3350	640	2000
Prozentualer Anteil EU	56 %	11 %	33 %
Jahresbedarf D in TWh/a	700	127	571
Prozentualer Anteil D	50 %	9 %	41 %

Bei den Verbrauchsarten weist der Raumwärmebedarf eine starke Abhängigkeit von der Bevölkerungsdichte auf und wird durch eine starke Saisonalität charakterisiert. Dies wird überlagert durch ein starkes Nord-Süd-Gefälle aufgrund der meteorologischen Unterschiede. Brauchwasser und Industrieprozesse sind dagegen nur geringfügig von der Jahreszeit abhängig. Dafür ist bei Industrieprozessen zu beachten, dass die Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus bereitzustellen ist. Tabelle 2.2 gibt eine Übersicht über die Verteilung dieser Temperaturniveaus.

Tabelle 2.2: Temperaturverteilung der Prozesswärmeanteile in Europa nach Ansatz II aus Naegler et al. (2015)

Temperatur	<100°C und Warmwasser	100-500°C	500-1000°C	>1000°C
Prozentualer Anteil	14 %	24 %	23 %	39 %

Die Wärmebereitstellung ist in den verschiedenen Ländern Europas sehr unterschiedlich ausgeprägt. Das Umweltbundesamt gibt für 2017 in Deutschland folgende Aufteilung an: Die Wärmeerzeugung wird noch immer durch fossile Quellen dominiert (Gas 47 %, Öl 17 %, Kohle 10 %). Elektrische Wärmeerzeugung umfasst 13 %, Fernwärme 7,5 % und der Rest (5,5 %) stammt aus erneuerbaren Quellen, wobei hier die Biomasse den überwiegenden Anteil ausmacht (Umweltbundesamt, 2020b).

Zur Erreichung der CO_2-Reduktionsziele ist ein signifikanter Beitrag des Wärmesektors erforderlich. Aufgrund der heterogenen Struktur des Wärmesektors sind länderspezifisch unterschiedliche Wege vorgesehen. Wesentliche Maßnahmen sind jedoch eine Erhöhung der Gebäudeeffizienz, Umstellungen in den industriellen Produktionsprozessen, eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Wärmequellen sowie die Nutzung von Abwärme und Einkopplung von Umgebungswärme mittels Wärmepumpen. So zielt die EU-Kommission auf die „vollständige Dekarbonisierung des Gebäudebestands“ ab (European Commission, 2018). Für Deutschland setzt die Bundesregierung auf einen Mix aus den oben genannten Maßnahmen, um den Gebäudebestand bis 2050 nahezu klimaneutral zu machen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015).

Noch herausfordernder wird die Dekarbonisierung der industriellen Wärmeversorgung, da höhere Temperaturniveaus schwerer aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden können. Zusätzlich sind hier individuelle, prozessabhängige Lösungen zu entwickeln und es besteht bei energieintensiven Produkten eine hoher Kostendruck bei weltweiter Standortkonkurrenz.

2.2 Modellierung von Energiesystemen unter Abbildung des Wärmesektors

Im Folgenden werden Modelle zur Energiesystemanalyse, die den Wärmesektor abbilden, vorgestellt. Klemm und Vennemann (2021) haben dazu in einem Übersichtsartikel 153 Modellierungswerkzeuge analysiert und stellen damit die Vielfalt vorliegender Simulationsmöglichkeiten dar. Diese Vielfalt erklärt sich unter anderem durch die sehr spezielle Ausrichtung einzelner Lösungsansätze auf bestimmte Modellierungsaufgaben. Es kann umgekehrt geschlussfolgert

werden, dass für ein sehr breites Spektrum an Fragestellungen Werkzeuge für eine Modellierung vorliegen.

In der Literatur findet sich einen Vielzahl von Arbeiten, in denen Wärmebereitstellung innerhalb von Energiesystemen modelliert wird. Darunter befinden sich Arbeiten mit sehr umfangreichen Modellen, die Transformationsprozesse der Energieversorgung für eine konkrete geografische Region untersuchen. Meist stehen diese Untersuchungen im Zusammenhang mit Veränderungen, die durch Vorgaben des Klimaschutzes notwendig werden. Diese existierenden Arbeiten wurden vor allem genutzt, um Kennzahlen zu relevanten Technologien und zur Entwicklung von Bedarfen für das vorliegende Projekt zu ermitteln. Beispiele für diese Arbeiten mit unterschiedlichen räumlichen Auflösungen sind in der folgenden Auflistung zu finden:

- Multi-national: Brown et al. (2016), Connolly, Lund und Mathiesen (2016), Dominković et al. (2016), Mathiesen (2013b)
- National: Bundesministerium für Umwelt (2012), Deutsche Energie-Agentur (2018), Henning und Palzer (2014b) und Palzer und Henning (2014), Connolly et al. (2011)
- Regional: Ostergaard et al. (2010), Ritzau, Langrock und Michels (2019)

Ferner wurden Arbeiten ausgewertet, die konkrete Einsatz-Szenarien im Wärmesektor oder das Zusammenspiel mehrerer Energiesektoren besonders betrachten. Beispiele hierfür sind:

- Sektorkopplung allgemein: Quaschning (2016)
- Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr: Gerhardt N et al. (2015)
- Nutzung von sonst abgeregeltem Strom: Gerhardt et al. (2014)

Da es im Projekt oemof_heat um die Weiterentwicklung der Modellierungsmöglichkeiten im Modellierungsframework oemof unter Verwendung von offen lizenzierten Datensätzen ging, waren Arbeiten von besonderem Interesse, die den Wärmesektor in der Energiesystemanalyse explizit abbilden und das Zusammenspiel von Wärmesystemkomponenten untersuchen. Ferner waren Arbeiten relevant, die geeignete und offen lizenzierte Daten lieferten. Besonderheiten bei der Modellierung von Wärmekomponenten ergeben sich durch eine

Temperaturabhängigkeit vieler Kennzahlen wie z. B. Wirkungsgrade und Verluste. Hierauf ist einerseits bei der Betrachtung von Bedarfswerten zu achten als auch bei Unterschieden im saisonalen Betrieb. Ferner muss berücksichtigt werden, ob und wie Verluste bei der Wärmeverteilung quantifiziert werden können.

Zukünftige Entwicklungen des Wärmesektors werden in Blesl (2010), Deutsch (2017) und VDE (2015) betrachtet. Zentrale Komponenten für den Bereich „Kraftwärmekopplung und Fernwärmeversorgung“ werden in den Arbeiten von Mollenhauer, Christidis und Tsatsaronis (2016), Mollenhauer und Christidis (2017) und Boysen et al. (2019) untersucht. Im Zusammenhang mit der zuletzt genannten Arbeit wurde auch Daten zum Wärmelastgang eines Fernwärmesystems offen zugänglich gemacht (Stadtwerke Flensburg, 2019). Energiesysteme für solares Kühlen werden in Huang und Zheng (2018) untersucht.

2.3 Modellierung von Wärmesystemtechnologien zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung

Im Folgenden werden existierende Modellansätze und Ergebnisse aus Systemanalysen mit Fokus auf einzelne Technologien zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung, auf die im Rahmen des Projekts oemof_heat Bezug genommen wurde, vorgestellt. Zunächst wird auf die verschiedenen Möglichkeiten, die zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung herangezogen werden können, eingegangen (Abschnitt 2.3.1). Anschließend werden Modellansätze und Ergebnisse der Möglichkeiten einer Dekarbonisierung der Wärmeversorgung, die in den modellierten Komponenten und den konkreten Systemen des Projekts oemof_heat eine wesentliche Rolle gespielt haben (Solarthermie, Sektorkopplung, thermische Speicher, Wärmeverteilung) detailliert erörtert (Abschnitte 2.3.2 bis 2.3.5).

2.3.1 Dekarbonisierung der Wärmeversorgung

Um die CO_2-Emissionen der Wärmeversorgung zu reduzieren stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. An erster Stelle steht der Einsatz Erneuerbarer Energien wie Biomasse, tiefe Geothermie und Solarthermie. Die Nut-

zung von Abwärme kann den Einsatz Erneuerbarer Energien unterstützen. Ein weiterer wichtiger Baustein ist die Effizienz, insbesondere da die Nutzung Erneuerbarer Energien zur direkten Erzeugung von Wärme begrenzt ist. Die Sektorkopplung zum Stromsektor ermöglicht den Einsatz weiterer Technologien wie Windenergie und Photovoltaik und stellt wichtige Flexibilität für das Gesamtsystem bereit. Für eine effiziente Integration Erneuerbarer Energien sind darüber hinaus thermische Speicher und Wärmenetze erforderlich.

Die technologischen Möglichkeiten einer direkten erneuerbaren Wärmeversorgung beschränken sich auf Biomasse, tiefe Geothermie und Solarthermie. Auf die ersten beiden Energieträger wird im Folgenden allgemein erläuternd eingegangen, da sie im Projekt oemof_heat keine oder nur eine untergeordnete Rolle spielten. Die Solarthermie wird im folgenden Abschnitt 2.3.2 anhand von Modellansätzen und Modellierungsergebnissen detaillierter beschrieben. Außerdem wird im Folgenden allgemein auf die Abwärmenutzung und die Möglichkeiten der Effizienz eingegangen.

Der Einsatz von Biomasse ist von großer Bedeutung, da Biomasse als Brennstoff der flexiblen und beliebigen Verwendbarkeit fossiler Brennstoffe am ehesten ähnelt. So werden Biomasse-gefeuerte Anlagen nicht nur auf Basis erneuerbarer Rohstoffe betrieben, sondern sind auch in der Lage, flexibel auf Versorgungslücken bei anderen Wärmequellen zu reagieren. Biomasse ist außerdem ein Rohstoff, der kostengünstig gelagert werden kann und damit auch als Energiespeicher eine Rolle spielt. Derzeit ist Biomasse die am meisten genutzte erneuerbare Wärmequelle in Deutschland. Von 182 TWh erneuerbar erzeugter Wärme wurden 2019 157,2 TWh mit Biomasse produziert (Umweltbundesamt, 2020b). Während für die Stromproduktion aus Biomasse vor allem Biogas verwendet wird, macht bei der Wärmegewinnung die Verbrennung fester Biomasse (Holz, Pellets) in Privathaushalten mit ca. 40 % den größten Anteil aus (FNR, 2019).

Dem weiteren Ausbau bei der Nutzung von Biomasse steht die begrenzte Verfügbarkeit und eine Konkurrenz zur Nahrungsmittelerzeugung entgegen. 2016 wurden in Deutschland auf 14 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche Energiepflanzen angebaut – dem gegenüber stehen 22 % für die Nahrungsmittel- sowie 60 % für die Futterproduktion (FNR, 2019). Global führt die gesteigerte Nachfrage nach Land zu steigenden und stark schwankenden Agrarpreisen, was unter anderem die Hungerkrisen von 2007 mitverursacht hat (Jering et

al., 2013). Auch ökologisch stellt der Anbau von Energiepflanzen durch Flächenausweitungen und eine Intensivierung der Landnutzung eine zunehmende Belastung dar (Jering et al., 2013). Vor diesem Hintergrund plädieren Jering et al. (2013) für eine Verringerung der Biomassenutzung. Laut einer Studie des UBA ist eine 100 % erneuerbare Strom- und Wärmeversorgung in Deutschland nahezu ohne Biomasse möglich (Jering et al., 2013).

Im Gegensatz zu Biomasse bietet Geothermie den Vorteil, dass sie wenig Fläche benötigt (Bucher, 2014). Bei der Nutzung von Erdwärme wird zwischen oberflächennaher und tiefer Geothermie unterschieden. Während bei oberflächennaher Geothermie die Wärme meist mit Hilfe von Wärmepumpen verstärkt wird, kann sie in der tiefen Geothermie direkt genutzt werden. Allerdings ist die Möglichkeit zu tiefer Geothermie abhängig von geologischen Bedingungen (Weber, Born & Moeck, 2019). In Deutschland werden vorrangig die Heißwasseraquifere im Oberrheingraben, im süddeutschen Molassebecken und im norddeutschen Becken für tiefe Geothermie genutzt (BMWi, 2015; Weber et al., 2019). Insgesamt wurden 2017 in 180 Anlagen 1,38 TWh thermische Energie aus tiefer Geothermie gewonnen, davon 893 GWh für Fernwärme (Geothermisches Informationssystem, 2020; Weber et al., 2019)). In Anbetracht der etwa 1400 TWh Wärmebedarf in Deutschland 2017 (Umweltbundesamt, 2020a) spielt tiefe Geothermie eine untergeordnete Rolle und das Potential ist wegen der ungünstigen geologischen Bedingungen in Deutschland begrenzt (Bucher, 2014). Dennoch hat sich die Produktion thermischer Energie mit tiefer Geothermie seit 2004 etwa verdreifacht (Geothermisches Informationssystem, 2020) und die Bundesregierung fördert ihren Ausbau (Weber et al., 2019).

Die Abwärmenutzung wird oft in erneuerbaren Wärmeversorgungskonzepten berücksichtigt, auch wenn sie streng genommen keine erneuerbare Energiequelle ist. Mathiesen (2013a) und Mathiesen (2013b) sehen ein erhebliches Potenzial in der Verwendung von Abwärme zur Deckung des Raumwärmebedarfs mit Fernwärmenetzen. Sie argumentieren, dass große Wärmemengen sowohl von konventionellen Kraftwerken und Müllverbrennungsanlagen als auch von Industrieanlagen abgeführt werden. 2008 entstanden demnach in Deutschland 2451 PJ (681 TWh) Abwärme, in der EU insgesamt mehr als 10 EJ (2778 TWh). Die Autoren stellen fest, dass die Abwärme ausreichen würde, um den Wärmebedarf des gesamten europäischen Gebäudesektors zu decken. Den Großteil davon machen mit 1774 PJ (493 TWh) in Deutschland bzw. 7,1 EJ (1962 TWh)

in der EU konventionelle Kraftwerke aus, die sich aber oft in ländlichen Gegenden befinden, in denen die Wärmenachfrage gering ist. Zudem gehen Mathiesen (2013a) von einer vollständigen Kapazitätsrückgewinnung der industriellen Abwärme aus. Cooper, Hammond und Norman (2016) errechneten, dass in Großbritannien unter Berücksichtigung des maximalen Abstands zwischen Wärmequelle und Nachfrage, der benötigten Wärmedichte, Transportverlusten sowie saisonalen Schwankungen in der Nachfrage jährlich 4–7 TWh für Fernwärme zur Verfügung stünden.

Die Nutzung ungenutzter Energiequellen wie Abwärme und feste Abfälle zur Abfallverbrennung kann den Ressourcenverbrauch senken. Die Nutzung dieser Ressourcen erfordert jedoch zentralisierte Lösungen, wie z. B. Müllverbrennungskraftwerke oder Großwärmetauscher, die Abwärme aus der Industrie in Wärmenetze einspeisen (Mathiesen, 2013a, 2013b). Mathiesen, Lund, Connolly et al. (2015) identifizieren potenzielle Regionen, in denen Abwärme oder Wärme aus Müllverbrennung in Wärmenetze eingespeist werden kann. Nach Angaben der Autoren können 100 Millionen Tonnen nicht recycelter Abfälle in Müllverbrennungsanlagen eingesetzt werden, um einen Teil des europäischen Wärmebedarfs zu decken.

Verbesserungen bei der Effizienz können im Wärmesektor über zwei Mechanismen zu CO_2-Reduktionen führen. Einerseits kann die Wärmebereitstellung effizienter gestaltet werden. Dies ist meist mit einem Wechsel der Technologie verbunden, z. B. Brennwertkessel, Wärmepumpe oder Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Andererseits kann die Effizienz auf der Wärmebedarfsseite durch verbesserte Isolierung oder alternative industrielle Prozesse reduziert werden. In Tabelle 2.3 wird auf Studien zur Gebäudeisolierung hingewiesen, welche Potential einer Gebäudehüllensanierung für CO_2-Emissionen quantifizieren. Im Projekt oemof_heat wurde hierzu keine detaillierten Untersuchungen durchgeführt, da der Wärmebedarf für die meisten Energiesysteme als gegebene Randbedingung angesetzt wird. Effizienz auf der Wärmebereitstellungsseite wird über zugängliche Herstellerangaben bei der Systemmodellierung berücksichtigt, da in den zu untersuchenden Energiesystemen meist ausgereifte Technologien der Wärmebereitstellung zum Einsatz kommen.

Tabelle 2.3: Wärmebedarfsreduktion in Gebäuden durch Sanierungsmaßnahmen

Reduktion (ungefähr)	Studien
35 %	Connolly, Lund und Mathiesen (2016), Sandau et al. (2015)
40 %	Deutsch (2017), Mathiesen, Lund, Connolly et al. (2015)
45 %	Ostergaard et al. (2010)
50 %	Henning und Palzer (2014a), Dominković et al. (2016), Krajačić et al. (2011), Quaschning (2016)
60 %	Henning, Palzer und Fraunhofer (2013), Lund und Mathiesen (2009), Bürger et al. (2017)

In vielen der Arbeiten, die den Industriesektor einschließen, werden Effizienzmaßnahmen vorgeschlagen. Das Potenzial im industriellen Sektor ist schwieriger einzuschätzen als das des Raumwärmebedarfs, da sich die Prozessanforderungen je nach Branche stark unterscheiden und mögliche Effizienzmaßnahmen nach Industrietyp kategorisiert werden müssten. Es gibt jedoch auch allgemeine Zahlen, die für eine Wärmebedarfssenkung herangezogen werden können (vgl. Tabelle 2.4). Die Erwartungen sind jedoch sehr unterschiedlich, wobei einige Autor:innen keine Effizienzsteigerungen erwarten (vgl. Henning, Palzer & Fraunhofer, 2013). Andere sehen eine substanzielle Wirksamkeit von Effizienzmaßnahmen vor, die zu einem deutlichen Rückgang des Wärmebedarfs in der Industrie führen.

Tabelle 2.4: Reduktion des industriellen Wärmebedarfs

Reduktion (ungefähr)	Studien
30 %	Quaschning (2016)
35 %	Sandau et al. (2015)
50 %	Mathiesen, Lund, Hansen et al. (2015), Krajačić et al. (2011), Dominković et al. (2016)

2.3.2 Modellhafte Abbildung von Solarthermie

Der Einsatz von Solarkollektoren kann in solarthermischen Kraftwerken die Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeversorgung vorantreiben. Durch den Einsatz von solarer Energie können fossile Energieträger eingespart werden. Im Wärmesektor eignen sich dafür die Raum- und Prozesswärme sowie die Kälteerzeugung, wobei wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten sehr standortabhängig sind.

Solare Prozesswärme wird in Deutschland derzeit auf rund 33.400 m^2 Kollektorfläche und verteilt auf 356 Anlagen erzeugt. Sie wird vor allem für Trocknung, Fahrzeugreinigung, Gasdruckregelung und Tieraufzucht verwendet. Dabei kamen in den letzten Jahren verstärkt Vakuumröhren- und Compound parabolic concentrator (CPC)-Kollektoren zum Einsatz (Universität Kassel Fachgebiet Solar- und Anlagentechnik, 2020). Das Augenmerk der Forschung liegt darauf, solche Anlagen bezüglich Dimensionierung und Betrieb zu optimieren. Da eine dynamische Optimierung viel Zeit und Rechenkapazität benötigt, untersuchten Wallerand et al. (2016) einen auf Mixed Integer Linear Programming (MILP) basierenden Ansatz, um zwei Systeme zur Erzeugung mit Prozesswärme zu analysieren. Parameter für die Modelle wurden dabei aus einer dynamischen Simulation generiert.

Durch den Einsatz von Solarthermie in Verbindung mit Absorptions- oder Adsorptionswärmepumpen kann neben Wärme auch Kälte bereitgestellt werden. Bataineh und Alrifai (2015) untersuchten solares Kühlen. Die Autoren stellen die Entwicklungen von Absorptions- und Adsorptionsanlagen vor. Aktuell erreichte Leistungskoeffizienten (COP – Coefficient of Performance) liegen für Absorptionsanlagen bei 0,8 und für Adsorptionsanlagen bei 0,45. Beide Systeme sind laut der Arbeit aktuell zu teuer, um wirtschaftliche Alternativen zu konventioneller Kälteerzeugung darzustellen. Sie können aber wettbewerbsfähig werden, wenn sie als System eingesetzt werden, das Kälte und Wärme gleichermaßen erzeugt.

Wie auch in anderen Nutzungsbereichen können Parabolrinnenkollektoren auch in der solaren Kühlung eingesetzt werden, um eine Effizienzsteigerung zu erreichen. Cordes, Scheuren und Schlatmann (2018) untersuchten Konzepte, um Raumkühlungsbedarf in einstrahlungsreichen Regionen (z. B. der Golfregion)

durch Solareinstrahlung zu decken. Hier besteht der große Vorteil darin, dass eine Gleichzeitigkeit von Energieangebot- und Nachfrage besteht.

Die Forschung, wie Solarthermie zur Dekarbonisierung der Raumwärmeerzeugung beitragen kann, umfasst die Bereiche der Anlagen in Nah- und Fernwärmenetzen sowie der dezentralen Anlagen. In beiden Fällen kommt Solarthermie in Kombination mit anderen Wärmequellen und Wärmespeichern zum Einsatz, so dass diese Komponenten aufeinander abgestimmt werden müssen.

Für dezentrale Anlagen entwickelten Omu, Hsieh und Orehounig (2016) ein Modell zur Anlagenauslegung. Dafür nutzten sie Submodelle für Kollektor und Speicher, die iterativ gelöst werden. Uribarri, Eicker und Robinson (2017) untersuchen, wie dezentral beim Endkunden mit Solarkollektoren gewonnene Wärme in Zweige von Fernwärmenetzen eingespeist werden kann, um so einen Teil der insgesamt benötigten Wärme CO_2-neutral zu erzeugen. Es zeigte sich, dass der untersuchte Zweig des Netzes durch die solare Einspeisung drei Monate im Jahr autark laufen kann und keine Wärme aus konventioneller Erzeugung zugeführt werden muss. Dabei ist zu beachten, dass ab einer gewissen Größe der Kollektoren kein Mehrwert mehr generiert werden kann, da Zeiten des Bedarfs und Angebots zu sehr auseinander fallen. Durch einen Speichereinsatz kann die Einsparung größer ausfallen.

Winterscheid, Holler und Dalenbäck (2017) untersuchten ebenfalls die solare Unterstützung eines Fernwärme-Subnetzes mit einer KWK-Anlage als Hauptwärmeerzeuger. Sie fanden heraus, dass durch den Einsatz der Kollektoren nicht nur Brennstoff und damit CO_2 eingespart werden kann, sondern zusätzlich der Einsatz der KWK-Anlage flexibler wird, sodass dessen Betriebsweise besser am Strommarkt ausgerichtet werden kann. Damit hilft der Einsatz von Solarkollektoren auch bei der Anpassung an zukünftige Strompreise in Deutschland.

Trier (2015) untersucht in einer Fallstudie, ob ein Wärmenetz mit einem sehr hohen solaren Deckungsgrad, wie es in Dänemark sehr häufig umgesetzt wird, möglich und rentabel ist. Dabei zeigt sich, dass dies auch ohne Subventionen wirtschaftlich ist, wobei die regulatorischen Rahmenbedingungen und Steuern auf fossile Energieträger eine große Rolle spielen.

2.3.3 Modellhafte Abbildung von Sektorkopplung

Wird Strom in den Sektoren Wärme oder Verkehr eingesetzt, um dort den Einsatz fossiler Brennstoffe zu reduzieren, spricht man von Sektorkopplung. Beispiele sind die Kopplung von Wärme- und Stromproduktion in KWK-Anlagen, der Einsatz von Strom in Wärmepumpen zum Heizen oder der Einsatz von Strom zum Laden von Elektroautos. Vorteile der Sektorkopplung können eine Verbesserung der Effizienz oder eine Dekarbonisierung sein, wenn der Strom aus erneuerbaren Quellen stammt.

Im Projekt oemof_heat wurde unter anderem die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme modellhaft abgebildet. Ein Schwerpunkt war dabei die Flexibilisierung von KWK-Anlagen, ein weiterer die Umsetzung von Sektorkopplung auf Quartiersebene. Die Energieversorgung dieser räumlich begrenzten Gebiete bringt neue Herausforderungen mit sich, unter anderem aufgrund der Vielzahl möglicher Technologien und deren Kombinationsmöglichkeiten. Zu beiden Themen wurden in den letzten Jahren mehrere Untersuchungen veröffentlicht.

Christidis et al. (2017) beschreiben in ihrem Bericht wie Wärmespeicher und Power-to-Heat-Anlagen zu einem effizienteren, flexibleren und wirtschaftlicheren Betrieb von Heizkraftwerken der allgemeinen Fernwärmeversorgung eingesetzt werden können. Zur ökonomisch optimalen Einsatzplanung wird ein gemischt-ganzzahlig lineares Optimierungsmodell eingesetzt. Unter anderem wird gezeigt, dass Wärmespeicher eine strompreisorientierte Fahrweise der KWK-Anlage ermöglichen und für eine Reduktion des Primärenergieeinsatzes sorgen. Die Vorteile eines Wärmespeichers hängen jedoch stark von den Marktbedingungen und dem Fernwärmesystem ab, weshalb eine Einzelfalluntersuchung für jeden Standort empfohlen wird. Die Ergebnisse zeigen, dass der Stellenwert der Wärmespeicherung bei KWK-Anlagen mit zukünftig steigendem Anteil von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigen wird. Die Autoren geben zudem einen Überblick über veröffentlichte Arbeiten zum Thema Flexibilisierung der Strom- und Fernwärmeversorgung.

Wenzl (2018) beschreibt in seinem gleichnamigen Vortrag „die dominierende Rolle von bivalenten Power-to-Heat Anlagen im zukünftigen Energieversorgungssystem“. Dazu kategorisiert er vier typische Betriebszustände entsprechend der vorherrschenden Residuallast und analysiert welche Technologien

zu einem Kraftwerk kombiniert werden müssten, damit das Kraftwerk in allen Betriebszuständen den Ansprüchen gerecht wird. Die vier Kategorien sind hohe negative Residuallast, hohe positive Residuallast, hohe Leistungsgradienten sowie geringe Residuallast. Der Autor empfiehlt ein Kraftwerk, welches die Technologien Stromspeicher, elektrischer Heizkessel, Gaskessel und Gas-Blockheizkraftwerk (BHKW) in sich vereint. Es würde an die Stelle von Heizkraftwerken treten und damit eine Schnittstelle zwischen dem Strom- und Wärmenetz darstellen. Desweiteren untersucht der Autor das statistische Auftreten der vier oben genannten Betriebszustände auf dem Strommarkt. Eine detaillierte Modellierung des von ihm vorgeschlagenen Kraftwerks führt er nicht durch.

Eine ähnliche Kraftwerks-Konfiguration mit dem Ziel der Betriebsflexibilisierung untersuchten Pels Leusden und Köhler (2013) und Köhler und Pels Leusden (2014). In ihren Arbeiten wurden Potenzialanalysen von KWK-Anlagen durchgeführt, die um Wärmespeicher erweitert wurden und neben dem konventionellen (Gas-)Spitzenlastkesseln einen Widerstandsheizer als Power-to-Heat-Anlage besitzen. In den Untersuchungen wurden für das Gesamtsystem ein Kennfeld aller möglichen Betriebszustände erstellt und mit Hilfe einer Jahresganglinie die Häufigkeit unterschiedlicher Betriebszustände analysiert. Daraus wurde abgeleitet, welche Variation der Stromerzeugung bei gegebenem Wärmebedarfsprofil möglich ist.

Im Jahr 2019 wurde mit dem Küstenkraftwerk K.I.E.L. ein Kraftwerk in Betrieb genommen, das im Design der Argumentation und empfohlenen Technologie-Kombination von Köhler et al. (2014), Pels Leusden et al. (2013) und Wenzl (2018) folgt: Das Kraftwerk dient der Fernwärmeversorgung der Stadt Kiel und besteht aus 20 BHKWs (Gasmotoren), einem Wärmespeicher und einem Elektrodenkessel (“Küstenkraftwerk K.I.E.L (Stadtwerke Kiel)”, n. d.).

Im Projekt „EnEff: Wärme - Erhaltung der Marktfähigkeit hocheffizienter KWK-Anlagen mittels Einbindung von Umweltenergie“ wurde eine Betriebsoptimierung für ein System durchgeführt, das aus einem GuD mit Großwärmespeicher, Solarthermie-Großanlage und Hochtemperatur-Wärmepumpe besteht. Zur Ermittlung der wirtschaftlich optimalen Fahrweise wurde im Projekt ein Simulationswerkzeug entwickelt. Zum Lösen des gemischt-ganzzahligen Op-

timierungsproblems wird die Software GAMS[4] mit dem Solver CPLEX[5] eingesetzt ("EnEff:Wärme - Erhaltung der Marktfähigkeit hocheffizienter KWK-Anlagen mittels Einbindung von Umweltenergie", n. d.).

In der Studie „Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050: Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien" vom Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) werden technologische Möglichkeiten zum Einsatz von Strom in der Wärmeversorgung untersucht (VDE, 2015). An der Studie beteiligten sich mehrere Forschungseinrichtungen und Unternehmen. Um einen kostenoptimalen Ausbaupfad bis zum Jahr 2050 zu ermitteln, wird ein Modell zur sektorübergreifenden Zubauoptimierung vom Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES eingesetzt. Die Zielfunktion des verwendeten Modells ist die Minimierung der Kosten des Jahres 2050 unter Einhaltung der Emissionsgrenzwerte und unter Deckung der Nachfrage in den Bereichen Strom und Wärme.

Boysen et al. (2019) untersuchen den Einfluss der Vorlauftemperatur eines Fernwärmenetzes auf das Design eines Systems zur Deckung einer Wärmelast. Dazu wird ein System mit oemof modelliert, das potentiell aus einer KWK-Anlage, einer Wärmepumpe, einem Elektrodenkessel, einem Gas-Spitzenlastkessel und einem Wärmespeicher bestehen kann. Die letztendliche Zusammensetzung und die Betriebsweise (Einsatzplan) wird durch einen MILP-Ansatz (gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung) ermittelt. Zur Berechnung des Betriebskennfeldes der beispielhaften Gas-Turbine wird die Software EBSILON[6] eingesetzt.

Schmeling et al. (2020) beschreiben, wie im Planungs- und Entscheidungsprozess von energetischen Quartierskonzepten Simulations- und Optimierungssoftware eingesetzt werden kann. Im Reallabor „ENaQ – Energetisches Nachbarschaftsquartier Fliegerhorst Oldenburg" wird der Aufbau eines Energieversorgungskonzepts wissenschaftlich begleitet. Mit Hilfe von Sektorkopplung soll das Quartier möglichst klimafreundlich gestaltet und der Handel von Strom und Wärme zwischen Nachbarn ermöglicht werden. In der Planung wird die Partizipation von mehreren Interessengruppen ermöglicht. Dabei wird zunächst eine

[4] https://www.gams.com/
[5] https://www.ibm.com/de-de/analytics/cplex-optimizer
[6] https://www.ebsilon.com/de/

große Anzahl an Technologien auf der Erzeugungs-, Speicher- und Bedarfsseite von den beteiligten Partnern und Interessengruppen zusammengetragen und in ein Modell des potenziellen Energiesystems übernommen. Im folgenden Schritt wird das Modell optimiert, wobei einzelne Technologien aus dem Design entfernt werden können („optimized out“) oder ihre Ausbaugröße auf Null gesetzt wird. Die Modellierung und Optimierung erfolgt mit oemof. Laut der Autoren kann die Modellierung und die Simulation des geplanten Systems einen bedeutenden Beitrag im Entscheidungsprozess von Quartierskonzepten leisten.

2.3.4 Modellhafte Abbildung von thermischen Speichern

Die Speicherung von Wärme ist ein weiterer Baustein zur Verbesserung der Integration Erneuerbarer Energien in die Wärmeversorgung. Für die Wärmespeicherung stehen verschiedene Speichermedien zur Verfügung, jedoch begrenzen Raumbedarf und Speicherverluste für viele Anwendungen die Wirtschaftlichkeit für eine Langzeitspeicherung. Sensible Wärmespeicher bilden die am aktuell am weitesten verbreitete Klasse von Technologien. Die thermische Energie liegt hier in Form einer Temperaturdifferenz des Speichermediums vor. Meist wird als Medium Wasser verwendet, was den Vorteil bringt, dass der Speicher direkt an die Versorgungsstruktur angeschlossen werden kann.

Aufgrund der Anforderungen der Nutzungsseite spielen nicht nur die Speicherkapazität und maximale Speicherleistung eine Rolle, sondern auch, ob das bereitgestellte Temperaturniveau ausreichend hoch ist. Um dies zu unterstützen, macht man sich in sensiblen Wärmespeichern mit Wasser als Medium folgenden Effekt zunutze: In Abwesenheit von Turbulenzeintrag stellt sich aufgrund des Dichtegradienten eine thermische Schichtung (Stratifizierung) ein, bei der das heiße Wasser im oberen Teil und das kühlere im unteren Teil des Speichers von einer Grenzschicht getrennt sind. Dies gelingt besonders gut in großen Wärmespeichern. Eine Verringerung des Turbulenzeintrags bei Be- und Entladung ist durch geschickte Konstruktion des Speichers sowie Begrenzung des Massenstroms möglich.

Die Literatur beschreibt verschiedene Ansätze für die modellhafte Abbildung von sensiblen Wärmespeichern. Sie unterscheiden sich in der Detailtiefe und damit im allgemeinen in ihrer Komplexität und der benötigten Rechenzeit.

Dumont et al. (2016) geben einen Überblick über verschiedene Modellansätze. Die Ansätze, die mit der linearen Optimierung in oemof vereinbar sind, werden im Folgenden kurz vorgestellt.

Modelle mit der Annahme einer vollständigen Durchmischung (fully mixed) nehmen eine einheitliche Temperatur im Speicher ohne Stratifizierung an. Für die stehenden Speicherverluste werden prozentuale Verluste pro Zeiteinheit, bezogen auf die enthaltene Energiemenge, angenommen. Verluste bei Be- und Entladung werden als einfache Effizienzen abgebildet. Eine Abhängigkeit der Verluste von der Temperatur wird nicht berücksichtigt. Auf diesem Ansatz beruht aktuell die Abbildung von Wärmespeichern im Großteil der Modelle zur Energiesystemanalyse.

Abweichend davon dokumentieren Steen et al. (2015) ein erweitertes Speichermodell eines perfekt geschichteten Speichers. Die grundsätzliche Beobachtung ist, dass die Speicherverluste bei geringem Speicherstand nicht gegen null gehen, anders als für die einfachste Annahme prozentualer Verluste.

Schütz, Streblow und Müller (2015) vergleicht verschiedene Speichermodelle und nähert eine Temperaturschichtung durch Diskretisierung des Speichervolumens an. Eine Validierung, um zu zeigen ob der höhere Detailgrad in der Praxis zu akkurateren Ergebnissen führt, wird nicht vorgenommen.

In Multi-Node-Modellen wird das Speichervolumen in eine Anzahl von N Knoten mit fixem Volumen eingeteilt. Unter der Annahme der vollständigen Mischung in horizontaler Richtung wird der Speicher entlang der vertikalen Achse als 1D-Modell dargestellt. Für jeden Knoten wird eine Energiebilanz formuliert. Die Temperatur in jedem Knoten ändert sich in jedem Zeitschritt durch folgende Prozesse: Durch Wärmeverluste über die Speicherwand, durch Diffusion und Konvektion zu benachbarten Knoten und bei Be- bzw. Entladung durch Massenstrom von/zu benachbarten Knoten (Kleinbach, Beckman & Klein, 1993; Powell & Edgar, 2013). Eine zu geringe Anzahl von Knoten führt zu einer künstlichen Verbreiterung der Grenzschicht (numerische Diffusion).

Plug-Flow-Modelle sind ebenfalls 1D-Modelle. Sie beruhen auf einer variablen Anzahl von variablen Speichervolumina. In den Speicher eingespeiste Segmente verdrängen vorhandene oder werden mit bestehenden zusammengefasst, wenn die Temperaturdifferenz gering ist (z. B. $< 0.5\,°C$) (Morrison & Braun, 1985).

Mehrere 1-dimensionale Speichermodelle werden in Kleinbach et al. (1993) verglichen.

Moving-Boundary-Modelle bilden die Verschiebung der Grenzschicht bei Be- bzw. Entladung ab. Der Ansatz in Powell et al. (2013) beinhaltet ein höher aufgelöstes Raster im Bereich der Grenzschicht und ermöglicht damit gegenüber dem Multi-Node-Modell eine reduzierte Anzahl von Knoten.

Die Masterarbeit von Unrau (2017) vergleicht verschiedene 1D-Simulationsmodelle (Multi-Node) in TRNSYS, untersucht den Einfluss der numerischen Diffusion und leitet analytische Modelle ab. Verschiedene Formulierungen für 1D-Speichermodelle (numerische und analytische) werden in Zurigat, Maloney und Ghajar (1989) mit realen Daten verglichen.

2.3.5 Modellhafte Abbildung von Wärmeverteilung

Talebi et al. (2016) geben einen Review über Studien zu Wärmenetzen und die dabei verwendeten Methoden. Ein Überblick über Optimierungsmethoden sowie statische und dynamische Simulationen findet sich in Bøhm et al. (2002). Im Folgenden werden die verschiedenen Modellierungsansätze kurz beschrieben.

Einfache Aggregationsmodelle wie von Esch et al. (2011), Masatin, Latõšev und Volkova (2016) und Persson und Werner (2011) führen keine räumlich oder zeitlich aufgelösten Simulation durch. Persson et al. (2011) ermitteln Wärmegestehungskosten aus Bevölkerungsdichte, spezifischer Gebäudefläche, spezifischem Wärmebedarf und effektiver Weite. Masatin et al. (2016) charakterisieren Wärmenetze mittels eines technischen Evaluationsfaktors und eines effektiven durchschnittlichen Wärmetransferkoeffizienten. Esch et al. (2011) stellen eine Geoinformationssystem-basierte Potentialanalyse für Wärmenetze in Deutschland vor.

Nussbaumer und Thalmann (2017) berechnen die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen unter der Annahme von Vollbetriebsstunden. Unter der Arbeitsgemeinschaft QM Fernwärme wird von denselben Autoren das Planungstool THENA (Thermal Network Analysis) angeboten (Verenum, 2019). Das Tool bildet das Wärmenetz nicht zeitlich, wohl aber räumlich ab. Es lässt sich daher zwischen völlig aggregierten Modellen und zeitlich und räumlich aufgelösten

Simulationsmodellen einordnen. THENA basiert auf der Studie von Thalmann et al. (2013) und ist in Excel implementiert (vgl. auch Thalmann et al. (2016) für eine Anwendung des Tools).

Stationäre Simulationsmodelle berechnen für jeden Zeitschritt die stationären Massenstrom- und Temperaturverteilungen. Dazu werden die Lösungen der physikalischen Gleichungen numerisch bestimmt, meist durch Anwendung des Newton-Raphson-Algorithmus. Transiente thermische Effekte werden nicht abgebildet. Valdimarsson (2014) präsentiert Methodik und Anwendung eines stationären Netzmodells. In der Studie von Fuchs und Müller (2017) wird die Berechnung von aus offenen Daten synthetisch erzeugten Netzen mit einem statischen Modell vorgestellt. Stationäre Simulationsmodelle in Form von kommerziellen Tools werden üblicherweise von Wärmenetzbetreibern zur Auslegung und zum Betrieb genutzt. Open-Source-Tools mit demselben Fokus, die eine Modellkopplung ermöglichen würden, waren während der Laufzeit von oemof_heat nicht bekannt.

Ein dynamisches Simulationsmodell wird in derselben Veröffentlichung zum Vergleich mit der Software Modelica[7] berechnet (Fuchs et al., 2017). Der Unterschied zu stationären Modellen liegt in der Behandlung der thermischen Gleichungen. In dynamischen Modellen werden Temperaturveränderungen durch das Netzwerk hindurch propagiert. Für die konkrete Beschreibung der Dynamik gibt es in der Literatur verschiedene Ansätze. Pálsson et al. (1999) stellen die beiden Ansätze *node method* und *element method* gegenüber. Grosswindhager, Voigt und Kozek (2011) gibt eine gute Darstellung der *node method*. Drei dynamische Simulationsmodelle in Modelica werden in del Hoyo Arce et al. (2018) verglichen. Die Arbeit von Lorenzen (2013) behandelt die Speicherwirkung von Wärmenetzen.

Um den Rechenaufwand für große Netze zu verringern, kann die Netztopologie mittels Aggregationsmethoden sukzessive vereinfacht werden. Als Bedingung gilt hier, dass die Abweichungen der Ergebnisse durch Aggregation gering ausfallen. In der Literatur finden sich hierfür zwei verschiedene Ansätze, die in Larsen, Bøhm und Wigbels (2004) gegenübergestellt werden.

[7] https://www.modelica.org/

2.4 Veröffentlichung von offen lizenzierten Daten

Parallel zum Projekt oemof_heat sind die Funktionen der OpenEnergyPlatform (OEP) im Rahmen der Projekte open_eGo (Förderkennzeichen: 0325881A–E) und open_FRED (Förderkennzeichen: 0324006A–C) weiterentwickelt und verbessert worden (Müller et al., 2019; Schachler et al., 2020). Die OEP hat mehrere Funktionalitäten. Jede:r Benutzer:in kann Szenarien- und Ergebnisdaten von Energiesystemanalysen hochladen. Neben der Datenbank umfasst die OEP sogenannte Factsheets für Modellierungsframeworks, Modelle und Szenarien und eine Ontologie für den Bereich der Energiesystemanalyse.

Für das Hochladen der Daten wird üblicherweise das Schema „model draft“ verwendet. Der Upload-Prozess funktioniert dabei über verschiedene Wege. Hierfür stehen eine Reihe von Tutorials zur Verfügung. Die Metadaten, die die Datensätze begleiten, werden über GitHub als Pull Request angelegt und von den OEP-Verantwortlichen geprüft. Sobald die endgültigen Daten verfügbar sind und der/die Benutzer:in keine weiteren Änderungen vornimmt, können die Daten dauerhaft im entsprechenden Topic (z. B. climate, demand, economy oder grid) gespeichert werden. Die Daten sind anschließend für die Allgemeinheit sichtbar. Zusätzlich weisen Daten-Reviews von anderen Nutzer:innen auf Datensätze mit besonders hoher Qualität hin.

Darüber hinaus geben Factsheets weitere Hintergrundinformationen zu den Datensätzen. Mit den Modell-Factsheets sind Informationen zu dem Modell, das die Daten produziert hat, abrufbar. Die Szenarien-Factsheets können genutzt werden, um weitere Beschreibungen, die neben den veröffentlichten Daten nötig sind, um die Szenarien zu verstehen, zu ergänzen. Somit bietet die OEP dem/der Nutzer:in eine Plattform, Daten transparent und vergleichbar zu veröffentlichen. Die OEP ist unter folgendem Link zu finden: https://openenergy-platform.org/.

Das Projekt SzenarienDB (Förderkennzeichen: 03ET4057A–D) entwickelte die OEP kontinuierlich weiter und hatte den Fokus, die Nutzbarkeit der OEP zu verbessern, die Ontologie zu entwickeln und beispielhafte Szenarien aus den beteiligten Instituten zu anzuwenden. Im Abschlussworkshop von SzenarienDB werden diese Ergebnisse in Kürze vorgestellt.[8][9] Weitere Verbesserungen der

[8] Folien: https://zenodo.org/record/4581477
[9] Videomitschnitt: https://vimeo.com/519483305

OEP sind in den Bereichen Szenarieninteroperabilität und Szenarienvergleiche geplant. Um das umfangreiche Projektnetzwerk zu nutzen, wurde innerhalb des Projekts oemof_heat die Entscheidung getroffen wurde, für die Veröffentlichung aller Daten, soweit möglich, die OEP als Standard zu benutzen.

3 Entwicklung von Modellen für thermische Energiesystemkomponenten

Ein Schwerpunkt des Projekts oemof_heat lag in der Modellentwicklung von Komponenten zur Abbildung der Wärmeversorgung in Energiesystemmodellen innerhalb des Open-Source-Modellierungsframeworks oemof. Die thermischen Komponenten wurden für die Energiesystemmodellierung mit der linearen Optimierungsbibliothek oemof-solph entwickelt. Für die Neuimplementierung oder Weiterentwicklung von Komponenten des Modellierungsframeworks wurden Technologien priorisiert. Dabei erfolgte eine Abstimmung mit den Aktivitäten der oemof-Community. Im Rahmen des Projekts oemof_heat wurden folgende sechs Wärmesystemkomponenten entwickelt:

- Stratified thermal storage (Schichtenspeicher)
- Solar thermal collector (Flachkollektor)
- Concentrating solar power (Parabolrinnen-Kollektor)
- Compression heat pump and chiller (Kompressionswärmepumpe/-kältemaschine)
- Absorption chiller (Absorptionskältemaschine)
- District heating network (Wärmenetz)

Bei den implementierten Berechnungen kann unterschieden werden zwischen neuen, eigenständigen Modellkomponenten (z. B. Wärmenetz), Erweiterungen bestehender Komponenten mit besonderem Bezug zu Wärmeanwendungen (z. B. Schichtenspeicher) und die Bereitstellung von geeigneten Vorberechnungen für die angepasste Nutzung von bereits bestehenden Komponenten (z. B. Wärmepumpe/Kältemaschine). In den Abschnitten 3.1 bis 3.6 werden die Modellkomponenten zusammenfassend beschrieben und auf die jeweilige detaillierte

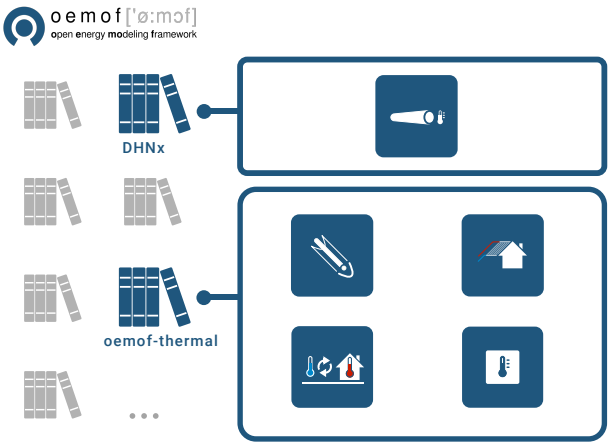

Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der Bibliotheken oemof-thermal und DHNx im Modellierungsframework oemof

Dokumentation und den Quellcode verwiesen. Darüber hinaus wurden theoretische Konzepte für weitere Komponenten und Funktionen erarbeitet und teilweise programmiertechnisch umgesetzt (s. Abschnitt 3.7).

Die Entwicklung erfolgte in zwei Repositories: oemof-thermal für die Systemkomponenten der Wärmeerzeugung und DHNx für das Wärmenetz. Die fertigen Software-Pakete (Versionen der Repositories) sind auf PyPI[10], der offiziellen Software-Plattform für Python, veröffentlicht und lassen sich damit jeweils als Python-Paket installieren. Eine ausführliche Dokumentation der Berechnungs- und Modellgrundlagen aller entwickelten Komponenten ist auf Read the Docsi[11], einer Open-Source-Hosting-Plattform für Software-Dokumentation, zu finden. Abbildung 3.1 illustriert die Integration der beiden Modellbibliotheken oemof-thermal und DHNx im Framework oemof. Im Folgenden sind alle wichtigen Links zu den beiden Modellbibliotheken zusammengefasst.

1) Links zum Paket oemof-thermal:

- **Quellcode:** https://github.com/oemof/oemof-thermal
- **Python-Paket:** https://pypi.org/project/oemof.thermal/
- **Dokumentation:** https://oemof-thermal.readthedocs.io

[10]https://pypi.org/
[11]https://readthedocs.org/

2) Links zum Paket DHNx:

- **Quellcode:** https://github.com/oemof/DHNx
- **Python-Paket:** https://pypi.org/project/dhnx/
- **Dokumentation:** https://dhnx.readthedocs.io

Die Herausforderung in der Modellentwicklung bestand darin, die nichtlinearen Randbedingungen thermischer Systeme und die Berücksichtigung unterschiedlicher Temperaturniveaus mit der linearen Optimierungsbibliothek oemof-solph kompatibel zu gestalten. Dies wurde hauptsächlich durch Vorberechnungen von Parametern bestehender Modellkomponenten von oemof-solph umgesetzt. Teilweise wurden dazu sogenannte Facades aus der Bibliothek oemof-tabular genutzt. Facades ermöglichen es, dass notwendige Vorberechnungen nicht von der/dem Benutzer:in konfiguriert werden müssen, sondern im Hintergrund automatisch ausgeführt werden. Dadurch wird die Integration thermischer Komponenten in Energiesystemmodelle erleichtert. Mit den Facades sind neue Modellkomponenten entstanden, die einfach über Keywords instanziiert werden können. Alle entwickelten Funktionen sind zudem auch einzeln verfügbar und können individuell in eigene Programme eingebunden werden.

Im Vorfeld der Modellierung der Komponenten wurde der erforderliche Detaillierungsgrad der Modellierung diskutiert und festgelegt. Hohe Detaillierung kann zu längeren Rechenzeiten und höherem Bedarf an Arbeitsspeicher führen, was sich insbesondere bei größeren Modellen bemerkbar macht. Sie erfordert außerdem in der Regel eine detaillierte Datengrundlage, die in der Anwendung möglicherweise nicht verfügbar sind.

Andererseits begrenzt der lineare Ansatz von oemof-solph eine physikalisch exakte Modellierung bei nichtlinearen Zusammenhängen zwischen einer Eingangsgröße X und einer Ausgangsgröße Y. Daher wurden vor der Komponentenentwicklung alle Optionen systematisch zusammengetragen, die grundsätzlich verfügbar sind, um nichtlineare Zusammenhänge abzubilden. Hierbei kann grundsätzlich unterschieden werden zwischen Optionen, die im Code einer Komponente hinterlegt sind (Typ Code), und Optionen, die bei der Anwendung der Komponenten in konkreten Energiesystemmodellen vorgesehen werden (Typ Anwendung). Im Einzelnen stehen folgende Optionen zur Verfügung, die zum Teil auch kombiniert werden können:

- Verwendung einer zusätzlichen Konstante: $Y = \alpha_1 \cdot X + \alpha_0$ (Typ Code)
- Vorberechnung des Linearitätsfaktors α und/oder der Konstante C in einer sogenannten Preprocessing-Routine für jeden Zeitschritt einer Simulation, so dass ein zeitabhängiger Verlauf berücksichtigt wird: $Y(t) = \alpha_1(t) \cdot X(t) + \alpha_0(t)$ (Typ Anwendung)
- Umkehrung des linearen Ansatzes zu $X = \alpha_1 \cdot Y + \alpha_0$ (Typ Code); Diese Möglichkeit wurde in der oemof-solph-Komponente GenericCHP verwendet und erlaubt in gewissen Grenzen eine Abbildung eines nichtlinearen Teillastwirkungsgrades einer KWK-Anlage.
- Definition von stückweise linearen Ansätzen: $Y = \alpha_1 \cdot X$ für $X < X_1$ und $Y = \alpha_2 \cdot X$ für $X > X_1$ (Typ Anwendung); Mit dieser Option können beliebige nichtlineare Zusammenhänge angenähert werden. Allerdings werden dabei Binärvariablen eingeführt, die einen erheblichen Einfluss auf die Rechenleistung haben.

Die neuen Modellierungskomponenten wurden so abgestimmt, dass typische Berechnungsaufgaben bei der Analyse von Energiesystemen mit Wärmesystemkomponenten abgebildet werden können. Die Ergebnisse dieser Abwägungen und die Auswahl aus den verfügbaren Optionen, die für jede entwickelte Komponente gesondert durchgeführt wurde, finden sich in der Dokumentation zu den Komponenten der Repositorys oemof-thermal und DHNx. Die Komponenten wurden mit Messdaten oder synthetischen Daten anderer Modelle, soweit vorhanden, validiert und auf ihre Eignung für die Energiesystemanalyse geprüft. Auch die Validierungsergebnisse sind in der Dokumentation zu finden.

Die Entwicklung der Modelle in Python folgte gängigen Standards der Open-Source-Softwareentwicklung und wurde transparent auf der Plattform GitHub durchgeführt. Folgende Werkzeuge wurden für die Softwareentwicklung verwendet:

- **Open Source:** Die Modelle wurden transparent auf GitHub entwickelt. Der Code hat eine Open-Source-Lizenz, ist von Beginn an jederzeit einsehbar und wurde offen diskutiert.
- **Community-basiert:** Die Integration in das Framework erfolgte durch Prozesse auf GitHub (Issues, Pull Requests).

- **Tests:** Die Implementierung von Softwaretests ermöglichte weniger fehleranfällige kollaborative Entwicklung.
- **Dokumentation:** Zu allen Modellen gibt es eine ausführliche Dokumentation und Anwendungsbeispiele.
- **Open Data:** Die Eingangsdaten wurden, soweit möglich, auf der OpenEnergyPlatform und in Einzelfällen auf GitHub mit einer offenen Lizenz veröffentlicht.
- **Findable:** Zu den im Projekt erstellten Modellen wurde jeweils ein Modell-Factsheet auf der OEP angelegt.

Im Folgenden werden die im Rahmen des Projekts entwickelten Modellkomponenten einzeln beschrieben und jeweils auf den Code auf GitHub und die ausführliche Dokumentation auf Read the Docs verlinkt. Eine Präsentation zur Einführung in die Verwendung der Wärmesystemkomponenten des Pakets oemof-thermal vereinfacht den Zugang und steht unter folgendem Link zum Download bereit: https://github.com/oemof/oemof-thermal/blob/master/tutorial.pdf

3.1 Stratified thermal storage (Schichtenspeicher)

Quellcode: https://github.com/oemof/oemof-thermal

Dokumentation: https://oemof-thermal.readthedocs.io/en/latest/stratified_thermal_storage.html

Mit der Komponente „Stratified thermal storage“ wird eine Großanlage eines Warmwasserspeichers unter Annahme perfekter Schichtung abgebildet. Das Modell ist ein vereinfachtes Zwei-Zonen-Modell eines Schichtenspeichers, das Temperaturbereiche perfekt voneinander trennt. Durch Laden und Entladen des Speichers verschiebt sich die Thermokline nach unten bzw. oben. Die Wärmeverluste über die Oberfläche des Speichers hängen von der Größe der warmen und kalten Zone ab. Abbildung 3.2 zeigt das Konzept schematisch.

Die Komponente benötigt zur Berechnung der Wärmeverluste die Wärmeleitfähigkeit des Speichermaterials und eine Zeitreihe der Außentemperaturen. Weitere Eingangsparameter sind Durchmesser und Höhe des zylindrischen

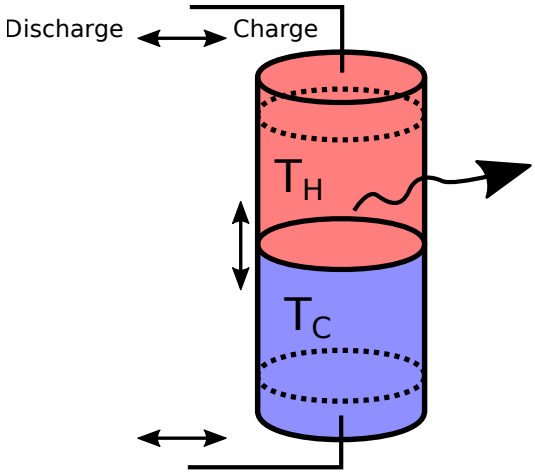

Abbildung 3.2: Vereinfachtes Modell eines Schichtenspeichers mit zwei perfekt voneinander getrennten Temperaturbereichen, der heißen (T_H) und der kalten (T_C) Zone. Die gepunkteten Linien kennzeichnen maximalen und minimalen Ladezustand, bedingt durch die Größe der Diffusorplatten.

Speicherbehälters. Die beiden Temperaturbereiche werden konstant angenommen und entsprechen den Vor- und Rücklauftemperatur des Wärmeversorgungssystems.

Die Komponente ist insbesondere für die Modellierung von Großwärmespeichern in Wärmenetzen konzipiert, da die vorausgesetzte perfekte Schichtung am ehesten auf diese Art von Speichern zutrifft. Der Hauptunterschied zum bereits in oemof-solph vorhandenen generischen Speicher sind die zusätzlichen temperaturabhängigen Wärmeverluste.

Der modellierte Schichtenspeicher wurde mit Messdaten, die von der NATURSTROM AG zur Verfügung gestellt wurden, validiert. Das Ergebnis der Validierung zeigt, dass das Speichermodell in Zeiten ohne Be- und Entladung die Verluste genau genug abschätzt. Das Vorgehen der Validierung ist ausführlich in der Dokumentation beschrieben: https://oemof-thermal.readthedocs.io/en/latest/validation_stratified_thermal_storage.html.

3.2 Solar thermal collector (Flachkollektor)

Quellcode: https://github.com/oemof/oemof-thermal

Dokumentation: https://oemof-thermal.readthedocs.io/en/latest/solar_thermal_collector.html

Mit der Komponente „Solar thermal collector“ können Flachkollektoren im niedrigen Temperaturbereich modelliert werden. Sie ermöglicht es, die Wärmeleistung eines nichtkonzentrierenden Flachkollektors temperatur- und einstrahlungsabhängig zu berechnen. Berücksichtigt werden die Außentemperatur, die Temperatur des Kollektors sowie Standort und Ausrichtung der Kollektorfläche. Die Kollektortemperatur wird dabei vereinfacht betrachtet und als Summe aus konstanter solarer Vorlauftemperatur und einer Übertemperatur (Temperaturdifferenz einer wärmeren Oberfläche gegenüber seiner kälteren Umgebung) festgelegt.

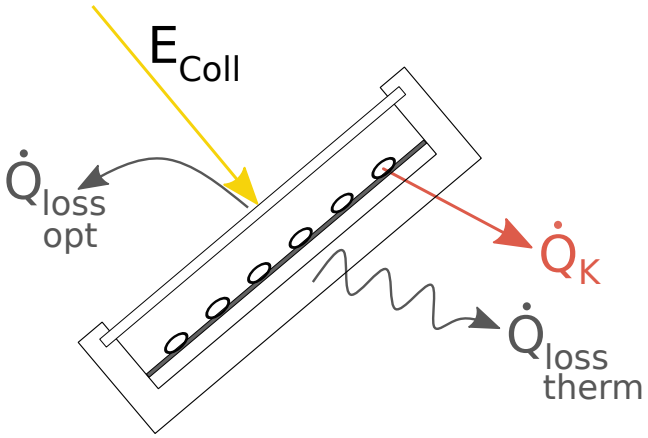

Abbildung 3.3: Einstrahlung, Verlustleistungen und resultierende Wärmeleistung des Flachkollektormodells

Abbildung 3.3 zeigt schematisch die Einstrahlung, die Verlustleistungen und die resultierende Wärmeleistung des Kollektors. Für die Berechnung der Strahlung auf die geneigte Ebene der Kollektorfläche wird die Software pvlib[12] verwendet, ebenfalls ein Open-Source-Tool, das eine Reihe von Funktionen und Klassen zur Simulation der Leistung von photovoltaischen Energiesystemen bereitstellt. Der Wirkungsgrad des Kollektors, der die aus der Einstrahlungsleistung erreichte Wärmeleistung bestimmt, wird anhand des optischen Wirkungs-

[12] https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/

grads, thermischen Verlustparametern und der Temperaturdifferenz zwischen Kollektor- und Außentemperatur berechnet. Weitere Wirkungsgrade, die das System nach dem Kollektor beschreiben, wie periphere Wärmeverluste oder der elektrische Verbrauch durch Pumpleistung, können darüber hinaus über die Verwendung der Komponente als Facade berücksichtigt werden.

Das Flachkollektormodell wurde nicht validiert, da im Laufe des Projekts keine Messdaten beschafft werden konnten. Das Modell der konzentrierenden Solarthermie, das im Folgenden beschrieben wird und ähnliche Grundfunktionen wie das des Flachkollektors aufweist, wurde jedoch einer umfangreichen Validierung unterzogen.

3.3 Concentrating solar power (Parabolrinnen-Kollektor)

Quellcode: https://github.com/oemof/oemof-thermal

Dokumentation: https://oemof-thermal.readthedocs.io/en/latest/concentrating_solar_power.html

Die Komponente „Concentrating Solar Power“ ist so gestaltet, dass Parabolrinnen-Kollektoren in solarthermischen Kraftwerken besser abgebildet werden können. Genauso wie beim Flachkollektor wird der Wirkungsgrad temperatur- und einstrahlungsabhängig berechnet. Für die Berechnung der Einstrahlung auf die Absorberfläche wird jedoch nur die direkte Strahlung verwendet. Zusätzlich und im Unterschied zum Flachkollektor werden weitere Faktoren in der Berechnung berücksichtigt: Der Verschmutzungsfaktor reduziert die Einstrahlungsleistung auf die Absorberfläche, der Einfallswinkelkorrekturfaktor passt den optischen Wirkungsgrad entsprechend des Einstrahlungswinkels an. Abbildung 3.4 stellt die Einstrahlungs- und Verlustleistungen sowie die resultierende Kollektorleistung schematisch dar.

Darüber hinaus kann der Kollektorwirkungsgrad auf Basis von zwei Methoden berechnet werden. Die Methode 1 ähnelt der des Flachkollektors, bei der der Kollektor mit zwei thermischen Verlustparametern charakterisiert wird.

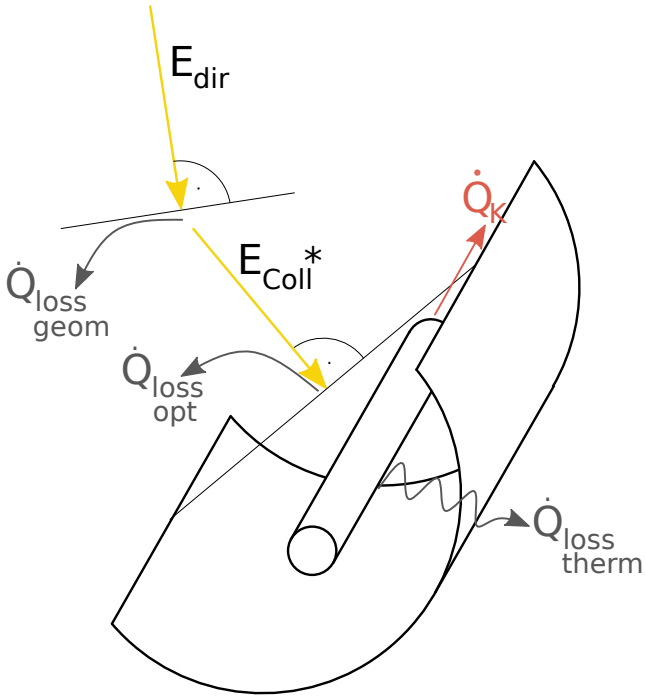

Abbildung 3.4: Einstrahlung, Verlustleistungen und resultierende Wärmeleistung des Parabolrinnen-Kollektor-Modells

Methode 2, die im Austausch mit dem assoziierten Partner RWE/Innogy entwickelt wurde, verwendet eine andere Berechnung des Einfallswinkelkorrekturfaktors und nur einen thermischen Verlustparameter.

Ein Kollektorfeld, das mit konzentrierenden Kollektoren ausgestattet ist, wurde mit Messdaten, die von RWE/Innogy zur Verfügung gestellt wurden, validiert. Das Ergebnis der Validierung zeigt noch jahreszeitliche Abweichungen, die aus Zeitgründen im Projekt nicht mehr detailliert analysiert werden konnten. Das Vorgehen der Validierung ist in der Dokumentation beschrieben: https://oemof-thermal.readthedocs.io/en/latest/validation_concentrating_solar_power.html.

3.4 Compression heat pump and chiller (Kompressionswärmepumpe/-kältemaschine)

Quellcode: https://github.com/oemof/oemof-thermal

Dokumentation: https://oemof-thermal.readthedocs.io/en/latest/compression_heat_pumps_and_chillers.html

Die Komponente „Compression heat pump and chiller“ ermöglicht es, die Leistungszahl (COP – Coefficient of Performance) der Wärmepumpe abhängig von den jeweiligen Temperaturniveaus der Wärmequelle und Wärmesenke zu berechnen. Die berechnete COP-Zeitreihe wird der in oemof-solph vorhandenen Basiskomponente „Transformer“ als Eingangsparameter für den Wirkungsgrad zur Verfügung gestellt. Die Berechnungen können zur Abbildung von Heizung oder Kühlung verwendet werden. Mit der temperaturabhängigen Berechnung der Leistungszahl ergibt sich eine verbesserte Technologieabbildung im Vergleich zur bereits bestehenden Möglichkeit, einem oemof-solph-Transformer einen konstanten Faktor als Annahme für die Leistungszahl vorzugeben.

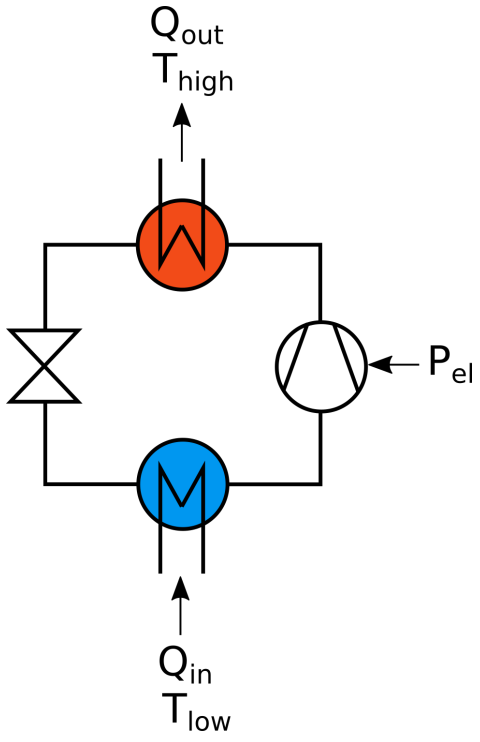

Abbildung 3.5: Modell der Kompressionswärmepumpe/-kältemaschine mit niedrigem und hohem Temperaturniveau

Abbildung 3.5 zeigt den Kreislauf einer Kompressionswärmepumpe schematisch. Die Modellierung der Kompressionswärmepumpe/-kältemaschine berücksichtigt die Temperatur der Wärmequelle, die Temperatur der Wärmesenke, die Art der Wärmepumpe und ein Gütekriterium. Die Berechnung der Leistungszahl basiert auf dem Carnot-Wirkungsgrad in Kombination mit einem Gütegrad zwischen 0 und 1. Der Gütegrad wird in der Regel durch Literatur- oder Erfahrungswerte bestimmt. Weiter kann ein Abfall der Leistungszahl durch Vereisung des Verdampfers berücksichtigt werden. Durch die Auswahl geeigneter Parameter (Temperaturniveaus, Gütegrad und etwaige Vereisung) können unterschiedliche Wärmepumpen-Typen spezifiziert werden.

Mit den neu entwickelten Funktionen wird die Möglichkeit zur Verfügung gestellt, eine COP-Zeitreihe zu erzeugen. Damit lässt sich statt der sonst meist genutzten Annahme eines konstanten COP ein Ansatz nutzen, der die vorliegenden Temperaturen und ihren Wirkungsgradeinfluss berücksichtigen. Das Vorgehen zur Validierung der Komponente ist unter folgendem Link ausführlich beschrieben: https://oemof-thermal.readthedocs.io/en/latest/validation_compression_heat_pumps_and_chillers.html

3.5 Absorption chiller (Absorptionskältemaschine)

Quellcode: https://github.com/oemof/oemof-thermal

Dokumentation: https://oemof-thermal.readthedocs.io/en/latest/absorption_chillers.html

Die Komponente „Absorption chiller“ wurde für die Berechnung einer temperaturabhängigen Leistungszahl und Kälteleistung einer Absorptionskältemaschine entwickelt. Die berechneten Leistungszahlen können anschließend in Komponenten des Paketes oemof-solph verwendet werden. In der Abbildung 3.6 ist der Kreislauf einer Absorptionskältemaschine schematisch dargestellt.

Bei der Modellierung der Absorptionswärmepumpe/-kältemaschine ist die Temperatur der Wärmequelle, die Temperatur der Wärmesenke, die mittlere externe Flüssigkeitstemperatur am Absorber und Kondensator und die Methodik für die Bestimmung der charakteristischen Parameter berücksichtigt worden.

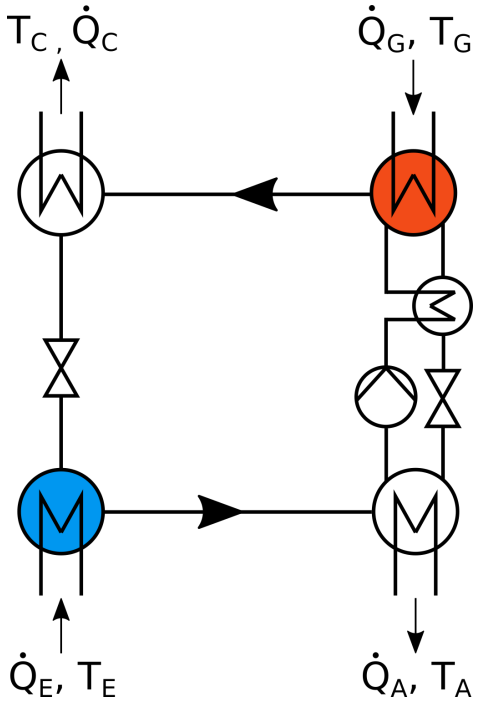

Abbildung 3.6: Modell der Absorptionskältemaschine mit niedrigem und hohem Temperaturniveau

Ein etablierter Ansatz ist die Beschreibung der (einstufigen) Absorptionskältemaschine über eine charakteristische Gleichung, welche anlagenspezifische Koeffizienten/Parameter benötigt. Dabei handelt es sich um eine Geradengleichung, welche die Verdampferleistung (Kälteleistung) in Abhängigkeit von der Differenz der externen Temperaturen an den vier Hauptwärmeübertragern (Kondensator, Generator, Verdampfer und Absorber) beschreibt. Die Funktion der charakteristischen Temperaturdifferenz verbindet die externen durchschnittlichen Temperaturen der Wärmeübertrager mit der Annahme, dass die externe durchschnittliche Temperatur des Absorbers gleich des Kondensators ist. Das Modell ist nicht generisch Es sind charakteristische Parameter basierend auf Literaturwerten von fünf verschiedenen Absorptionskältemaschinen hinterlegt.

3.6 District heating network (Wärmenetz)

Quellcode: https://github.com/oemof/DHNx

Dokumentation: https://dhnx.readthedocs.io

Die Toolbox DHNx bietet eine einheitliche Datenschnittstelle für die Erstellung von Modellen von Fernwärme-/Kältesystemen. Anhand eines definierten Datenformats können tabellarische und auch georeferenzierte Daten (z. B. aus OpenStreetMap[13]) in verschiedenen Formaten eingelesen werden. Diese können in Simulations- und Optimierungsmodellen zur Auslegung von Topologie und Betrieb genutzt werden. Die Ergebnisdaten werden in einem definierten Format ausgegeben, so dass eine Kopplung von Topologieauslegung und Simulation möglich wird. Anwendungsbeispiele für die Nutzung von DHNx sind der optimale Ausbau eines Bestandsnetzes, die Auslegung von neuen Netzen oder die Analyse des Betriebs eines bestehenden Wärmenetzes.

Die Arbeiten am separaten Software-Paket DHNx wurden in enger Absprache mit den oemof-Entwickler:innen und insbesondere in Zusammenarbeit mit der Universität Bremen (Fachbereich Resiliente Energiesysteme), die Teil der oemof-Community ist, durchgeführt. Innerhalb des Projekts oemof_heat lag der Fokus auf der Entwicklung des Simulationsmodells, während die Uni Bremen sich auf die Implementierung der Topologieoptimierung unter Nutzung von oemof-solph konzentrierte. Das Projekt oemof_heat hat hier in Form von Abstimmungen und Reviews maßgeblich beigetragen.

Mit dem Simulationsmodell ist eine detaillierte Abbildung der Wärme- und Druckverluste innerhalb eines Fernwärmenetzes möglich. Daten und Annahmen zu den physikalischen Eigenschaften der Rohre, dem Wärmebedarf und dem Temperaturabfall bei den Verbraucher:innen werden von dem/der Nutzer:in festgelegt. Für die Abbildung der Netzstruktur können mit einer Schnittstelle zu OpenStreetMap Daten zu Straßenzügen importiert werden. Das Simulationsmodell bestimmt dann betriebsabhängige Variablen wie Wärmeverluste, Temperaturniveaus, Druckverluste und Pumpleistungen. Das Schema eines einfachen Fernwärmenetzes wird mit den relevanten Variablen in der Abbildung 3.7 dargestellt.

[13] https://www.openstreetmap.de/

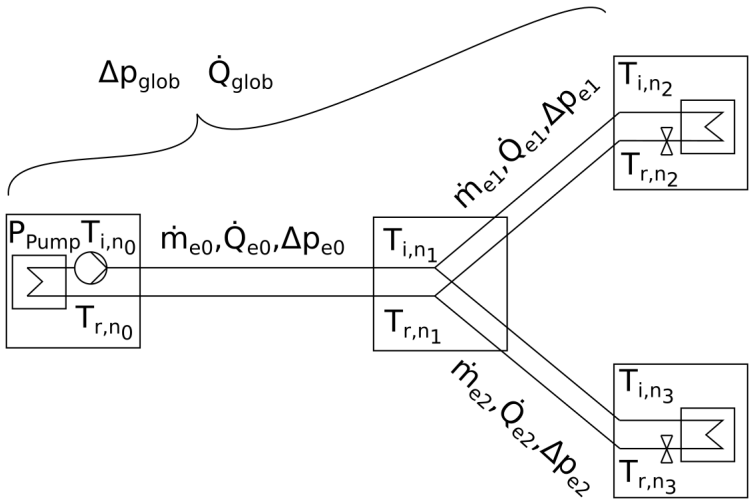

Abbildung 3.7: Einfaches Wärmenetz mit einem Wärmeerzeuger, einer Gabelung und zwei Wärmeverbrauchern. In der Simulation werden die Werte der gezeigten Variablen (Temperaturen, Druckverluste, Wärmeströme und Pumpleistung) festgelegt.

Das Simulationsmodell ermittelt stationäre Lösungen der hydraulischen und thermischen physikalischen Gleichungen. Aufeinanderfolgende Zeitschritte werden unabhängig voneinander berechnet. Das Verhalten von thermischen Speichern kann zu diesem Zeitpunkt in der detaillierten Simulation nicht dargestellt werden. Eine Abbildung von transienten Zuständen ist nicht implementiert, kann aber bei Bedarf in Zukunft entwickelt werden.

Im Hintergrund nutzt das Simulationsmodell die Python-Bibliothek numpy[14], um ein System nichtlinearer Gleichungen zu lösen. Im Laufe des Projektes wurde die Möglichkeit geprüft, hierfür die oemof-Bibliothek TESPy[15] einzubinden. Dies wurde schließlich nicht umgesetzt. Eine Schnittstelle zu TESPy kann in Zukunft etabliert werden.

Die Validierung des Simulationsmodells erfolgte mit einfachen Benchmark-Tests. Weitere Tests unter Verwendung der Topologie und physikalischen Daten eines synthetischen Wärmenetzes der Katholieke Universiteit Leuven konnten innerhalb der Projektlaufzeit nicht mehr durchgeführt werden.

[14] https://numpy.org/
[15] https://tespy.readthedocs.io/en/latest/

3.7 Weitere Entwicklungsarbeit

Im Rahmen des Projekts oemof_heat wurde weitere Entwicklungsarbeit im Framework oemof geleistet. Es wurden zum einen weitere Komponenten und Funktionen programmiertechnisch umgesetzt, die letztendlich keine direkte Verwendung für die Szenarienanalysen im Projekt oemof_heat fanden. Diese stehen für die Nutzung in anderen Projekten zur Verfügung und wurden teilweise bereits intensiv genutzt. Zum anderen wurde für weitere Komponenten und Funktionalitäten theoretische Konzepte erarbeitet. Diese stehen gut dokumentiert für die weitere Entwicklung in der oemof-Community zur Verfügung. Die Komponenten und Funktionalitäten werden im Folgenden kurz beschrieben.

PiecewiseLinearTransformer

Die im Projekt entwickelte Komponente „PiecewiseLinearTransformer“ bietet die Möglichkeit, Transformationsprozesse mit einer Eingangs- und einer Ausgangsgröße mit generischer Kennlinie abzubilden. Dies geschieht durch stückweise Linearisierung (siehe Abb. 3.8). Wie zu Anfang des Kapitels 3 beschrieben, können so beliebige Kennlinien mit lastabhängigen Wirkungsgraden angenähert werden. Diese Funktionalität kann auch außerhalb des Themas Wärme angewandt werden. Ein Beispiel ist die Nutzung im Framework smooth[16]. Hier wird ein Elektrolyseprozess abgebildet. Die Komponente befindet sich bereits im dev-Branch von oemof-solph und wird Teil der nächsten veröffentlichten Paketversion. Ein Beispiel zur Verwendung der Komponente ist hier zu finden: https://github.com/oemof/oemof-examples/blob/master/oemof_examples/oemof.solph/v0.4.x/piecewise/piecewise_linear_transformer.py

Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit Zusatzfeuerung

Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (GuD) kommen regelmäßig auch bei Kraft-Wärme-Kopplung zum Einsatz. Um bei geringen Außentemperaturen und daraus resultierendem hohen Wärmebedarf zusätzlich Wärme aus dem GuD-Prozess bereitstellen zu können, sind zahlreiche Anlagen mit einer Zusatzfeuerung

[16] https://smooth.readthedocs.io/en/latest/index.html

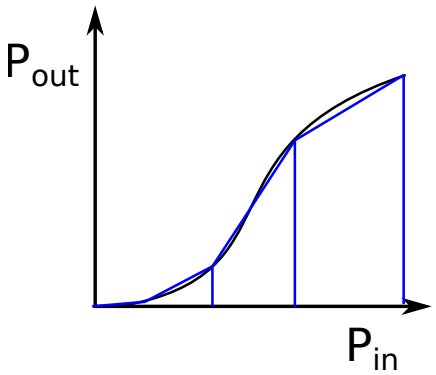

Abbildung 3.8: Beispiel einer stückweisen linearen Annäherung einer nichtlinearen Funktion $P_{out}(P_{in})$

ausgerüstet, die im Abgaskanal stromab der Gasturbine vor den Wärmeübertragungsflächen des Dampferzeugers angeordnet sind. Der Betrieb einer Zusatzfeuerung in einem GuD-Kraftwerk ist bisher in oemof nicht abbildbar.

Daher wurde im Projekt oemof_heat ein Konzept für eine entsprechende Erweiterung der oemof-Komponente „GenericCHP“ erarbeitet. Das Konzept basiert auf der praxisnahen Annahme, dass Zusatzfeuerung nur zusätzlich zum Volllastbetrieb des Kraftwerks zum Einsatz kommt. Mit Hilfe von weiteren Kenngrößen (z. B. Gasturbinenleistung, -wirkungsgrad sowie Brennstoffmassenstrom der Zusatzfeuerung) können auf Basis der vorgeschlagenen Gleichungen die Erhöhung von Wärmeauskopplung und elektrischer Leistung berechnet werden.

Das Konzept wurde in Form des oemof-solph-Issues #690[17] der Nutzer:innen-Gemeinschaft vorgestellt, auch um den Bedarf für eine Implementierung zu klären. Da ein signifikanter Bedarf nicht zu erkennen war, wurde aus Zeitgründen auf eine Implementierung innerhalb des Projekts verzichtet.

Cogeneration

Mit dem Modul „cogeneration“ können Emissionen verschiedenen erzeugten Energiearten zugewiesen werden. Dies ist hilfreich, sobald eine Technologie mehr als einen Output hat, wie beispielweise die Kraft-Wärme-Kopplung. Mit den implementierten Funktionen können Emissionen auf die erzeugte Wärme und den erzeugten Strom mit drei gängigen Methoden zugewiesen werden.

[17] https://github.com/oemof/oemof-solph/issues/690

Diese Verfahren sind nützlich für die Bewertung der Modellergebnisse von Systemen, die Kraft-Wärme-Kopplung beinhalten. Das Modul ist Teil der Modellbibliothek oemof-thermal und wird hier detailliert beschrieben: https://oemof-thermal.readthedocs.io/en/latest/cogeneration.html.

Aggregierung dezentraler Solarthermie

Innerhalb des Projekts wurde ein Konzept zur Aggregierung von Verbrauchern, die solarthermische Systeme nutzen, diskutiert. Das Verhältnis von Wärmelast und Kollektorgröße bzw. Speicherkapazität des Pufferspeichers ist abhängig von Gesamtverbrauch und Heizlastprofil und somit unterschiedlich bei verschiedenen Verbrauchern. Somit ist die Modellierung beispielsweise eines Stadtteils mit dezentralen Solarthermieanlagen und Speichern schwierig, da Erzeugung und Speicherung von Energie nicht einfach zusammengefasst werden können. Die Komponenten sind unterschiedlich dimensioniert und somit sind auch die Zeitpunkte, zu denen die Heizungsunterstützung beginnen muss, unterschiedlich.

Ein mögliches Konzept zur Aggregierung der Komponenten im Modell, das relevante Kennzahlen zur Systemdimensionierung nutzt, wurde mit der oemof-Community diskutiert und in der Dokumentation festgehalten: https://oemof-thermal.readthedocs.io/en/latest/theoretical_considerations.html. Es steht für weitere Modellentwicklungen zur Verfügung.

4 Konkrete Systeme

Die neu entwickelten Wärmesystemkomponenten, die im Kapitel 3 beschrieben wurden, wurden für diverse Forschungsfragen, die eine Relevanz für die Wärmewende haben, eingesetzt. Dafür wurden konkrete Systeme definiert und zusammen mit weiteren oemof-Bibliotheken modelliert.

Für jedes konkrete System wurde eine Vorauswahl an Komponenten festgelegt, die für die Systemauslegung, die nachfolgende Simulation und die Sensitivitätsuntersuchung vielversprechend erschienen. Diese Vorauswahl beeinflusste einerseits die Auswahl der im Rahmen dieses Projekts zu entwickelnden Komponenten im Modellierungsframework oemof (siehe Kapitel 3) und bildete andererseits die Basis für die Optimierungen und Detailanalysen, die in diesem Kapitel beschrieben werden.

Im Vordergrund stand die Erarbeitung von Fragestellungen in Zusammenarbeit mit den assoziierten Partnern, die auch Daten für die Analyse bereitstellten. Aber auch eigene Fragestellungen flossen in die Modellentwicklung der konkreten Systeme ein. Die konkreten Systeme orientieren sich an der Klassifizierung, die zu Beginn des Projektes feststand und in Kapitel 1 vorgestellt wurde: A) Raumwärme und Brauchwasser, B) Wärmeverteilung, C) Prozesswärme (auch zur Kälteerzeugung). Die Ergebnisse der Analysen wurden den jeweiligen assoziierten Partnern präsentiert. Rückmeldungen wurden eingeholt, auf deren Basis regelmäßig Überarbeitungen und Anpassungen erfolgten.

Die Auswahl der konkreten Systeme erfolgte nach Datenlage. Nicht für alle neu entwickelten Komponenten gab es konkrete Anwendungsfälle und verfügbare Daten. Die Simulationen der konkreten Systemmodelle sind überwiegend in Veröffentlichungen dokumentiert. Diese einzelnen konkreten Systeme werden in den folgenden Abschnitten 4.1 bis 4.5 erläutert. Die Schlussfolgerungen der inhaltlichen Analysen werden in Abschnitt 7.2 zusammenfassend dargestellt.

Alle konkreten Systemmodelle sind auf GitHub in der GitHub-Organisation oemof_heat veröffentlicht: https://github.com/oemof-heat. Somit stehen die Modelle, ergänzend zu den Beispielanwendungen, die für jede neu entwickelte Komponenten erstellt wurden, zusätzlich als Illustration für die Verwendung der neuen Wärmesystemkomponenten zur Verfügung. Außerdem liegen in der GitHub-Organisation oemof-heat das entwickelte Planspiel und das Lehrprojekt, auf das in Abschnitt 6.2 näher eingegangen wird.

4.1 Hochflexible Kraft-Wärme-Kopplung für die Versorgung von Fernwärmenetzen

Durch die simulative Abbildung eines hochflexiblen KWK-Kraftwerks wird für einen wesentlichen Baustein der Sektorkopplung gezeigt, dass oemof für ökonomische Betriebs- und Investitionsoptimierungen solcher Systeme geeignet ist. Es wurden zwei Untersuchungen durchgeführt, zu denen jeweils eine Veröffentlichung vorliegt. Zum einen wurde gezeigt, wie sich die Größe von Strom- und Wärmespeichern im Verbund mit einer KWK-Anlage (Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (GuD)) auf deren Betriebsverhalten auswirken und zum anderen wie die einzelnen Komponenten in diesem System auf Grundlage einer Investitionsoptimierung idealerweise dimensioniert sein sollten. Abbildung 4.1 zeigt den Aufbau des untersuchten Systems im Falle der Betriebsoptimierung. Für den Fall der Investitionsoptimierung stellt die Abbildung nur eine mögliche Systemkonfiguration dar, nämlich jene in der alle zur Auswahl stehenden Komponenten Teil des kostenoptimierten Systems wären.

Beide Modelle berechnen den Betrieb der Anlage für ein Jahr mit einer Zeitschrittweite von einer Stunde. Dabei wird der Wärmebedarf stundenweise aufgelöst als Prognose vorgegeben. In der Untersuchung zur reinen Betriebsoptimierung wurde für den Strombedarf ebenfalls eine prognostizierte Zeitreihe vorgegeben. Die Prognose wurde erstellt für einen Ausbauzustand der Stromversorgung, bei der 50 % des Jahresbedarfs in Deutschland aus Erneuerbaren Energien (EE) bereitgestellt wird. Für die Untersuchung der Investitionsoptimierung wurde für die Stromseite ein Preissignal verwendet und dementsprechend eine Strompreiszeitreihe vorgegeben. Die Annahme für den Ausbauzu-

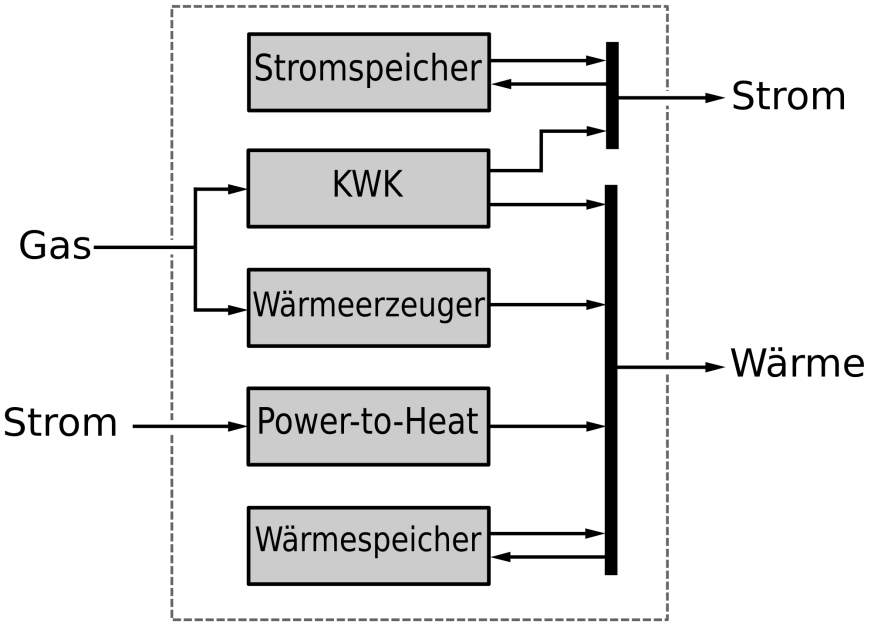

Abbildung 4.1: Schematische Darstellung der KWK-Anlage im Verbund mit jeweils einem Strom- und Wärmespeicher

stand und die Einspeisung an EE bleibt unverändert und enspricht der oben genannten für die reine Betriebsoptimierung.

Die reine Betriebsoptimierung wurde für drei Szenarien durchgeführt wobei sich zeigt, dass der Einsatz eines Wärme- oder Stromspeichers dazu führt, dass das GuD in energetisch besseren Betriebszuständen gefahren werden kann. Aufgrund der angenommenen, im Verhältnis zur GuD-Kapazität geringen, Speicherkapazität fällt der Effekt schwach aus. Das Vorhandensein eines Stromspeichers erlaubt teilweise die komplette Abschaltung des GuD bei geringem Strombedarf. Der Wärmebedarf wird dann über den Wärmeerzeuger (Spitzenlastgaskessel) bereitgestellt. Dadurch verringert sich der Stromüberschuss, den das Energiesystem produziert.

In der Investitionsoptimierung stehen fünf Technologien zur Verfügung um einen vorgegebenen Wärmebedarf zu decken. Zur Auswahl stehen die Komponenten GuD, Spitzenlast-Gaskessel, Stromspeicher, Power-to-Heat-Einheit und Wärmespeicher, die beliebig kombiniert werden können. Es ist auch mög-

lich, dass eine oder mehrere Technologien gar nicht verwendet werden, wenn die entsprechende Investition ökonomisch keinen Vorteil bringt.

Durch die Stromproduktion des GuD und durch die Entladung des Stromspeichers werden Erlöse erzielt. Diese Randbedingung stellt einen Anreiz dar, das Gesamtsystem netzdienlich zu dimensionieren und zu betreiben. Dabei werden sowohl die Dimensionierung (Investitionsoptimierung) als auch die Einsatzplanung (Betriebsoptimierung) der Komponenten mit oemof ermittelt. Zielfunktion ist die Minimierung der Gesamtkosten.

Eine durchgeführte Sensitivitätsanalyse ergab, dass Stromspeicher nur dann Teil des kostenoptimalen Systemdesigns sind, wenn der Strompreis Zeitschritte mit ausreichend hohen Preisen aufweist. Der Stromspeicher kommt dann zum Einsatz, wenn Preisdifferenzen zwischen Zeiträumen mit niedrigen und hohen Preisen ausgenutzt werden sollen. Darüber hinaus konnte gezeigt werden, dass die Entscheidung für eine Investition in einen Stromspeicher sehr sensibel auf die Höhe der Investitionskosten und die Energieträgerpreise (Strom und Gas) reagiert. Der Wärmespeicher zeigte dagegen eine deutlich geringere Empfindlichkeit bei Veränderung der Parameter. Unter allen untersuchten Bedingungen wurde eine Investition in den Wärmespeicher getätigt. Das liegt unter anderem daran, dass der Wärmespeicher vielseitiger eingesetzt wird. Durch das zeitliche Entkoppeln von Strom- und Wärmeproduktion bringt er Vorteile in der Gesamteffizienz. Er wird aber auch eingesetzt um die Stromproduktion in Stunden hoher Preise zu erhöhen und so die Erlöse durch den Stromverkauf zu maximieren. Das System passt sein Betriebsverhalten flexibler an die Marktsituation an.

Beide Untersuchungen wurden veröffentlicht. Die Untersuchung zur reinen Betriebsoptimierung wurde auf der *2. Erneuerbaren Energietechnik Konferenez in Nordhausen (RET.Con)* vorgestellt: Wolf et al. (2019a).

Die zweite Untersuchung wurde auf der *International Renewable Energy Storage Conference 2019 (IRES 2019)* präsentiert und in den Proceedings der entsprechenden Konferenz publiziert: Wolf et al. (2019b).

Die Modelle sind frei verfügbar und können zur Einsatzoptimierung oder Investitionsoptimierung weiterer Szenarien oder eigener Systeme verwendet werden. Detaillierte Informationen zu den Modellen finden sich auf der OEP. Auf den sogenannten Factsheets der Modelle sind dort die Links zum jeweiligen

GitHub-Repository angegeben auf dem die Modelle heruntergeladen werden können. Die Modelle werden auf der OEP unter dem Accronym *flexCHP* mit der Modell-Nr. 158 bzw. *flexCHP_SysOpt* mit der Modell-Nr. 160 geführt.

4.2 Wärmeversorgung eines Quartiers

Die Energieversorgung von Quartieren mit hohen Anteilen eigener Erzeugung ist eine wirtschaftlich und ökologisch interessante Option für Wohn- und Gewerbeimmobilien im urbanen Raum. Dazu werden in der Regel mehrere Energiewandler und -speicher zu einem komplexen Gesamtsystem kombiniert, z. B. Photovoltaik (PV), BHKW, Wärmepumpen, Strom- und Wärmespeicher und ggf. Kälteerzeuger. Der Wärmebedarf am Standort ist meist vollständig bereitzustellen, Strom kann üblicherweise über das Versorgungsnetz gepuffert werden. Für den Betrieb solcher Anlagen spielen neben wirtschaftlichen und ökologischen Aspekten gesetzliche Vorgaben durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eine dominierende Rolle.

Die Naturstrom AG betreibt ein Quartiersprojekt am Standort Berlin zur Versorgung von Wohnungen und Gewerbeeinheiten mit Strom und Wärme. Das Energiesystem besteht aus Photovoltaikmodulen, Biogas-BHKW, Gaskesseln und Wärmespeichern. Im Rahmen des Forschungsprojekts oemof_heat wurde das Versorgungssystem des Quartiers analysiert. Die Naturstrom AG stellte dem Projekt dazu einen Datensatz mit Messdaten zur Verfügung. Der Datensatz wurde neben der Analyse des Versorgungssystems zur Validierung eines im Projekt entwickelten Speichermodells herangezogen.

Zur Analyse wurde das Versorgungssystem modelltechnisch in oemof abgebildet um einen optimierten Betrieb zu berechnen. Da sich im Laufe der Analyse zeigte, dass die Messdaten aus der Leittechnik nicht für das gesamte Jahr fehlerfrei und vollständig aufgezeichnet wurden, wurde für die Simulation ein synthetisches Wärmelastprofil für das betrachtete Kalenderjahr erstellt und verwendet. Zur Erstellung des synthetischen Wärmelastprofils wurde das Python-Tool demandlib[18] verwendet, das ebenfalls Teil des oemof-Modellierungsframeworks ist. Die demandlib erzeugt Lastprofile basierend auf

[18] https://demandlib.readthedocs.io/

einem Ansatz, der im Leitfaden „Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“ des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. beschrieben wird (BDEW Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V., 2012). Die Methode wurde ursprünglich in einer Dissertation an der TU München entwickelt (Hellwig, 2003). Der synthetisch erzeugte Wärmelastgang zeigte eine hohe Übereinstimmung mit den vorliegenden Messdaten. Im weiteren Verlauf wurden daher die mit Hilfe der demandlib erzeugten Daten genutzt.

Die Zielgröße der Optimierung ist die Minimierung der Betriebskosten unter Gewährleistung der Wärmeversorgung. Eine Besonderheit stellt dabei die Vorgabe eines Primärenergiefaktors (PEF) für die Wärmeversorgung des Quartiers dar. Der PEF ist eine Kenngröße, die angibt, wie viel Primärenergie pro Einheit gelieferter Wärme aufgebracht wurde und stellt damit eine Art ökologischen Gütegrad dar. Dabei ist gemäß der PEF-Definition des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) zu berücksichtigen, dass Strom aus dem Biogas-BHKW, der ins Netz eingespeist wird, zugunsten des PEF der Wärme angerechnet wird. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass der Strom aus dem Biogas-BHKW im Netz Strom aus konventionellen Kraftwerken mit einem hohen PEF verdrängt. Der einzuhaltende PEF wird als Randbedingung in der Optimierung implementiert.

In den Ergebnissen zeigt sich, dass die Simulation vor allem in Hinblick auf den Einsatz des Wärmespeichers von den realen Betriebsdaten abweicht. Dafür lassen sich zwei Ursachen identifizieren. Zum einen werden in der Simulation keine An- und Abfahrverhalten der Kessel und des BHKWs berücksichtigt, sodass der Speicher keine zeitlichen Verzögerungen ausgleichen muss. Zum anderen schlägt sich der Effekt des sogenannten Perfect Foresight (perfekte Vorausschau) der linearen Optimierung nieder. Die Optimierung berechnet alle Zeitschritte gleichzeitig und kennt damit keinen chronologischen Verlauf. Das hat zur Folge, dass keine Wärme eingespeichert wird, wenn sie in den folgenden Zeitschritten nicht auch benötigt wird. Im Gegensatz dazu sieht das Regelkonzept der realen Anlage vor, dass der Speicher (auch durch Gaskesseleinsatz) regelmäßig beladen wird und in Intervallen mit hohem Bedarf oder geringer Erzeugung (ausgeschalteter Gaskessel) entladen wird.

4.3 Großwärmepumpen in Wärmenetzen

Fernwärme spielt für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung eine wichtige Rolle. Großskalige Technologien, Kraft-Wärme-Kopplung und Speicher ermöglichen eine höhere Effizienz, geringere spezifische Kosten und die Bereitstellung von Flexibilität auf Seiten des Stromsektors. Darüber hinaus ermöglichen Wärmenetze die Nutzung von Abwärme oder Umweltwärme. Wenn die Nachfragedichte groß genug ist, überwiegen diese Vorteile gegenüber Verteilungsverlusten und -kosten. Allerdings wird die Umsetzung durch verschiedene Randbedingungen erschwert. Erneuerbare Energien müssen CO_2-intensive Technologien in bestehenden Systemen ersetzen und auf die kurzfristig und saisonal schwankende Nachfrage reagieren. Dabei wird der Strompreis derzeit deutlich stärker durch regulatorische Maßnahmen wie Steuern, Abgaben und die EEG-Umlage belastet als der Preis für Erdgas, was eine Umwandlung von Strom in Wärme unattraktiv macht.

Im Rahmen des Projekts wurde die Rolle von Großwärmepumpen in deutschen Fernwärmesystemen der dritten Generation untersucht. Dafür wurde beispielhaft das Fernwärmesystem einer imaginären, typischen deutschen Stadt mittlerer Größe analysiert. Die Stadt verfügt über einen jährlichen Wärmebedarf von 300 GWh, der über ein GuD-KWK (60 MW_{th}) und einen Spitzenlastkessel (60 MW_{th}) gedeckt wird. Die Wärme wird ggf. in sensiblen Großwärmespeichern (Leistung: 60 MW_{th}, Speicherkapazität: 420 MW h) gespeichert und über ein Wärmenetz verteilt (s. Abbildung 4.2).

Ziel der Untersuchung war es, relevante Einflussfaktoren auf den erfolgreichen Einsatz von Großwärmepumpen zu identifizieren und aufzuzeigen, was sich ändern muss, damit die Integration von Großwärmepumpen, Widerstandsheizern und dezentralen Wärmespeichern attraktiver wird. Die Einflussfaktoren wurden in interne, vom Betreiber selbst beeinflussbare Faktoren (z. B. die Leistungszahl der Wärmepumpen, engl. coefficient of performance COP), und externe Faktoren (Energieträgerpreise, regulatorische Rahmenbedingungen) unterteilt.

Angenommen wurde, dass die Großwärmepumpen in den Sekundärnetzen des bestehenden Fernwärmesystems installiert werden können. Dies ist dahingehend günstig, dass die Vorlauftemperatur dort geringer ist als im Primärnetz (75 °C bis 100 °C im Sekundärnetz statt 95 °C bis 125 °C im Primärnetz), was

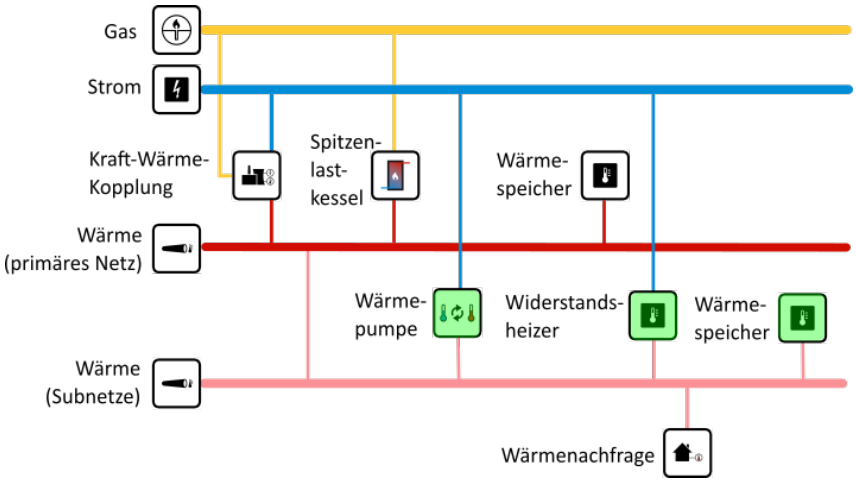

Abbildung 4.2: Schema des Systems zur Abbildung von Großwärmepumpen in Wärmenetzen. Optionale Komponenten, in die investiert werden kann, sind grün gefärbt.

eine höhere Leistungszahl ermöglicht. Unter der Annahme, dass eine Umweltwärmequelle (z. B. Abwasser) das gesamte Jahr über auf einem Temperaturniveau von 10 °C zur Verfügung steht, ergibt sich die Annahme einer Leistungszahl von 2.7 bis 3.1.

Durch Modifizierung dieser Einflussfaktoren wurde eine Reihe von Szenarien erstellt, die in Tabelle 4.1 dargestellt sind. Während bei den Szenarien der Gruppe SQ (Status Quo) die aktuellen Steuern, Abgaben und Umlagen, die zusätzlich zu den Marktpreisen auf den Bezug der Energieträger erhoben werden, repräsentiert sind, wurde in den Szenarien der Gruppe FF (Flex Friendly) der Einfluss eines angepassten regulatorischen Rahmens analysiert. Dafür wurde eine sektorübergreifende CO_2-Steuer von 125 EUR/tCO2 angenommen. Alle Steuern, Abgaben und Gebühren bis auf Netznutzungs- und Zulassungsgebühren auf Strom wurden entfernt. Dies führt zu einem ausgeglicheneren Verhältnis der Preise für Strom und Gas, mit dem Ziel, ein „Level-playing-field“ für Flexibilitätsoptionen, z. B. Power-to-Heat zu schaffen.

Anschließend wurden unter Berücksichtigung technischer Einschränkungen die Gesamtsystemkosten des Wärmenetzsystems in den verschiedenen Szenarien optimiert (Tabelle 4.1). Die Szenarien werden durch unterschiedliche Annahmen zu den Eingangsdaten repräsentiert. Dies betrifft (von links nach rechts) Abgaben, Steuern und Umlagen auf den Bezug von Gas und Strom, mittlere Großmarktpreise für Strom sowie deren Streuung, die Berücksichtigung einer

KWK-Vergütung auf den eingespeisten Strom, die Höhe der Investitionskosten für Wärmepumpen und deren Leistungszahl (COP).

Zwei wichtige Kenngrößen der Ergebnisse werden auf der rechten Seite der Tabelle dargestellt, der Anteil an Wärme am Gesamtbedarf, der im jeweiligen Szenario aus Strom gewonnen wird (Anteil elektrischer Wärme in %) sowie die spezifischen Wärmekosten des Systems unter der Annahme, dass die Bilanz aus Gesamtsystemkosten und Erlösen durch Einspeisung von Strom auf den Gesamtbedarf bezogen wird. Abbildung 4.3 gibt eine detaillierte Darstellung der im Jahr bereitgestellten Wärmemengen durch KWK, Spitzenlastkessel und Wärmepumpen wieder.

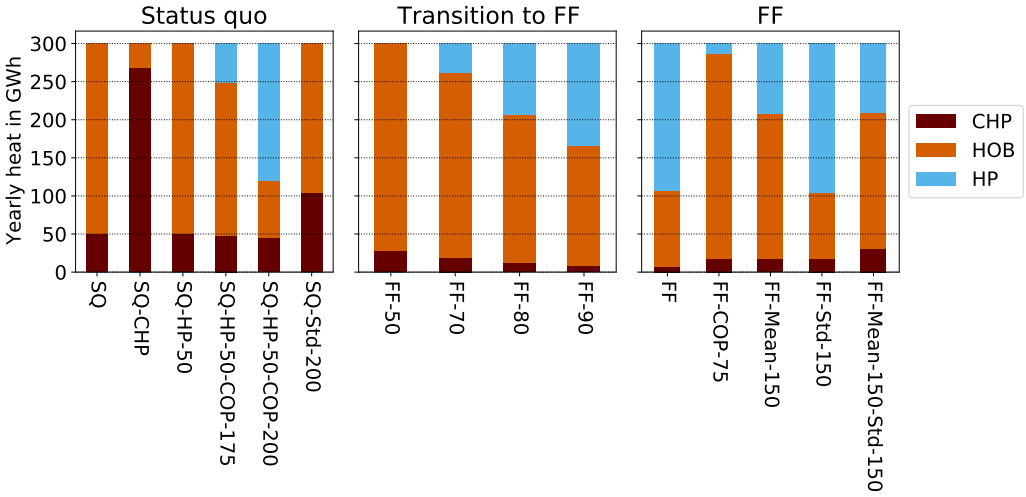

Abbildung 4.3: Jährliche Wärmeproduktion aus KWK (CHP), Spitzenlastkessel (HOB) und Wärmepumpen (HP)

In den Szenarienergebnissen zeigen sich drei grundsätzliche Klassen von Faktoren, die einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Großwärmepumpen haben. Der regulatorische Rahmen, die Investitionskosten der Wärmepumpen und deren Leistungszahl und die Großmarktpreise für Strom.

Im aktuellen regulatorischen Rahmen, dargestellt durch das Szenario SQ (Status Quo), ist die Nutzung von Großwärmepumpen wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig gegenüber konventionellen Technologien. Der Anteil der Wärme, die aus Strom hergestellt wird, liegt daher bei 0 %.

Tabelle 4.1: Überblick über die Annahmen (links) und Ergebnisse (rechts) der Szenarien

	Abgaben, Steuern, Gebühren		Strom			Wärmepumpe		Ergebnisse	
Szenario	**Gas**	**Strom**	**Preis Durchschnitt**	**Preis Standardabweichung**	**KWK-Vergütung**	**Invest-Kosten (overnight costs)**	**Leistungszahl (COP)**	**Anteil elektrischer Wärme**	**Spezifische Wärmekosten**
	€/MWh					k€/MW		%	€/MW
SQ	5	120	34	18		700	2.7	0	32
SQ-CHP	5	120	34	18	31	700	2.7	0	32
SQ-HP-50	5	120	34	18		700	2.7	0	32
SQ-HP-50-COP-175	5	120	34	18		350	4.725	17	32
SQ-HP-50-COP-200	5	120	34	18		350	5.4	60	31
SQ-Std-200	5	120	34	36		700	2.7	0	23
FF-50	17.5	106.5	34	18		700	2.7	0	48
FF-70	22.5	101.1	34	18		700	2.7	13	53
FF-80	25	98.4	34	18		700	2.7	31	55
FF-90	27.5	95.7	34	18		700	2.7	45	57
FF	30	93	34	18		700	2.7	64	57
FF-COP-75	30	93	34	18		700	2.025	4	62
FF-Mean-150	30	93	51	18		700	2.7	31	60
FF-Std-150	30	93	34	27		700	2.7	65	56
FF-Mean-150-Std-150	30	93	51	27		700	2.7	30	57

Im Szenario SQ-CHP wird angenommen, dass für den eingespeisten Strom der KWK zusätzliche Erlöse durch KWK-Förderung eingenommen werden. Der kostenoptimale Betrieb der KWK ist sensitiv auf die Höhe der Erlöse durch Stromerzeugung, abhängig von den Großmarktpreisen und den zusätzlichen Erlösen durch KWK-Förderung. Der Einsatz der KWK ist ohne Förderung nur in wenigen Stunden im Jahr wirtschaftlich.

In einem reformierten regulatorischen Rahmen (FF) ist der Betrieb der Wärmepumpen in der Mehrheit der Stunden des Jahres wirtschaftlich und nimmt eine zentrale Rolle für die Wärmeversorgung (64 % der jährlichen Wärmemenge) ein. Die spezifischen Kosten der Wärme sind in diesem Szenario mit 57 €/MWh höher.

Flex Friendly 50 % (FF-50) bis Flex Friendly 90 % (FF-90) beschreiben einen linearen Übergang von SQ zu FF. Der Einsatz der Wärmepumpen wird schon vor Erreichen des angenommenen regulatorischen Rahmens bei FF-70 wirtschaftlich, was zu einem Anteil elektrischer Wärme von 13 % führt.

Mithilfe von Investitionsförderung (Halbierung der Investitionskosten) und sofern sich im Betrieb der Wärmepumpen sehr hohe COP (4,7) verwirklichen lassen (SQ-HP-50-COP-175) kann strombasierte Wärme auch im Status Quo einen signifikanten Beitrag leisten. Bei geringeren COP kann eine Wirtschaftlichkeit auch bei halben Investitionskosten nicht erreicht werden (SQ-HP-50). Umgekehrt führen geringere Werte des COP zu einem geringeren Einsatz der Wärmepumpen auch im angepassten regulatorischen Rahmen (FF-COP-75).

Höhere mittlere Großmarktpreise für Strom (FF-Mean-150) führen ebenfalls dazu, dass Wärmepumpen zunehmend aus dem optimalen System verdrängt werden. Die Annahme einer größeren Streuung der Strompreise, wie sie in einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien möglicherweise auftreten kann, führt zu einem vermehrten Einsatz der KWK (SQ-Std-200 und FF-Mean-150-Std-150).

4.4 Solare Konzepte zur Meerwasserentsalzung

In Absprache mit dem assoziierten Partner RWE wurden zwei Konzepte für Meerwasserentsalzung analysiert. Da an vielen Standorten, an denen Trink-

wasser aus Meerwasser gewonnen wird, hohe solare Einstrahlung vorliegt, soll diese erneuerbare Energiequelle berücksichtigt werden. Die beiden Konzepte orientieren sich an unterschiedlichen Entsalzungstechniken, die verfügbar sind.

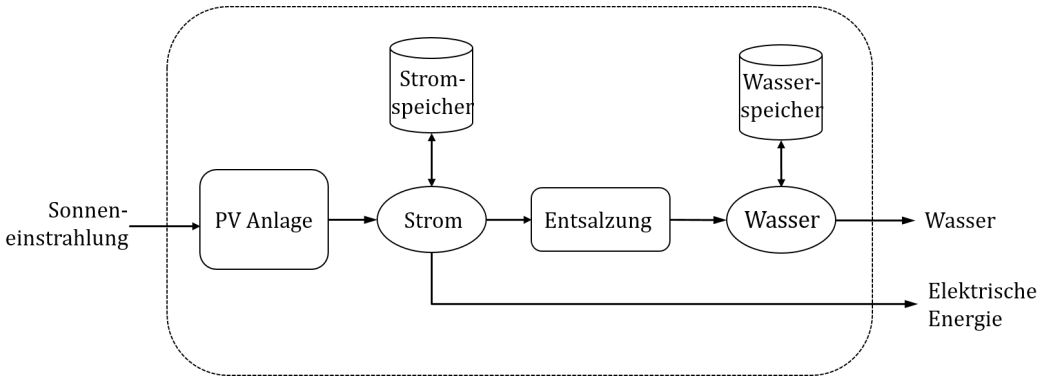

Abbildung 4.4: Schema des modellierten RO-Systems (Reverse Osmosis)

Das erste System (Abbildung 4.4) nutzt das Verfahren der Umkehrosmose (engl. Reverse Osmosis - RO). Dieses Entsalzungsverfahren benötigt elektrische Energie, die mit PV-Anlagen bereit gestellt wird. Da bei RO-Anlagen tägliches An- und Abfahren aus verfahrenstechnischen Gründen zu vermeiden ist, muss ein Teil der elektrischen Energie für den Nachtbetrieb über einen Speicher gepuffert werden.

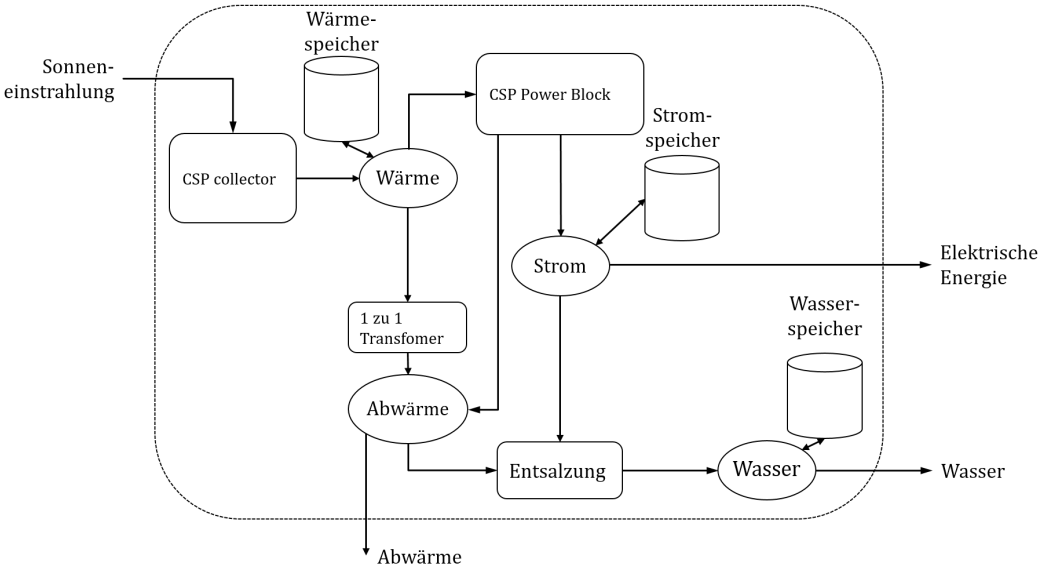

Abbildung 4.5: Schema des modellierten MED-Systems (Multi-Effekt-Destillation)

Im zweiten System wird das Wasser mit dem Verfahren der Multi-Effekt-Destillation (MED) entsalzt (Abbildung 4.5). MED ist ein primär thermisches Verfahren, für das zusätzlich ein elektrischer Eigenbedarf zu berücksichtigen ist. Hier kommt für dieses Entsalzungsverfahren ein solarthermisches Konzept zur Anwendung. Die elektrische Energie wird von einem solarthermischen Kraftwerk bereitgestellt. Als thermische Antriebsenergie für die MED wird zunächst die Abwärme des Kraftwerks genutzt. In Ergänzung kann zusätzlich die von den Kollektoren gewonnene Wärme direkt genutzt werden. Da diese auf einem höheren Temperaturniveau vorliegt als von der MED benötigt wird, ist hier ein Wandler vorgesehen, der die Energie auf das Temperaturniveau der Abwärme des Kraftwerkes wandelt. Diese Wandlung wird verlustfrei angenommen, da es sich um einen Wärmeübertragungsprozess handelt.

Der vom Kraftwerk erzeugte Strom wird entweder für die Entsalzung genutzt oder aus dem System abgeführt und ins öffentliche Netz eingespeist. Auch das MED-Verfahren erfordert aus verfahrenstechnischen Gründen einen Dauerbetrieb, so dass für die Nachtstunden Wärme in einem Speicher vorzuhalten ist. Im Modell werden zusätzlich zu den bereits genannten Komponenten noch Speicher für Strom und Wasser berücksichtigt.

Die Modelle beider Systeme werden mit identischen Randbedingungen untersucht, die in Absprache mit dem assoziierten Partner RWE festgelegt wurden:

- Der Wasserbedarf ist vorgegeben und muss immer erfüllt sein. Es wird exemplarisch ein maximaler Tagesbedarf von 100.000 Kubikmetern entsalztem Wasser angenommen, und es wird eine übliche saisonale Charakteristik für Monatswerte zugrunde gelegt.

- Alle Komponenten werden in der Untersuchung in ihrer Dimension durch das Modell optimiert (Zielfunktion: Gesamtkosten).

- Der erforderliche Dauerbetrieb der Entsalzung wird durch eine vorgegebene Mindestlast von 50 % sowohl für RO als auch für MED berückichtigt.

- Es wird kein zusätzlicher Netzbezug für elektrische oder thermische Energie zugelassen. Überschüsse an elektrischer Energie werden geringfügig vergütet (1 EURct/MWh).

- Die solare Einstrahlung wird exemplarisch vom Standort Andasol übernommen. Obwohl dies kein geeigneter Standort für Meerwasserentsalzung darstellt, werden die Daten als ausreichend repräsentativ angesehen, um den Systemvergleich vorzunehmen. Aufgrund der Lizenzierungsbedingungen der Daten werden hier (wie bereits in bei der Validierung des Parabolrinnen-Kollektors, vgl. Kapitel 3.3) summierte Tageswerte dargestellt.

- Es wird ein einheitlicher kalkulatorischer Zinssatz von 8 % angenommen.

Die Modellierung der Energiesysteme nach Abbildung 4.4 und 4.5 sowie alle weiteren Eingangsparameter (z. B. spezifische Kosten, Lebensdauern, Wirkungsgrade) sind frei zugänglich und finden sich unter https://github.com/oemof-heat/solar_models. Die Rechnungen können mit eigenen Annahmen und eigenen Standort-spezifischen Strahlungsdaten durchgeführt werden.

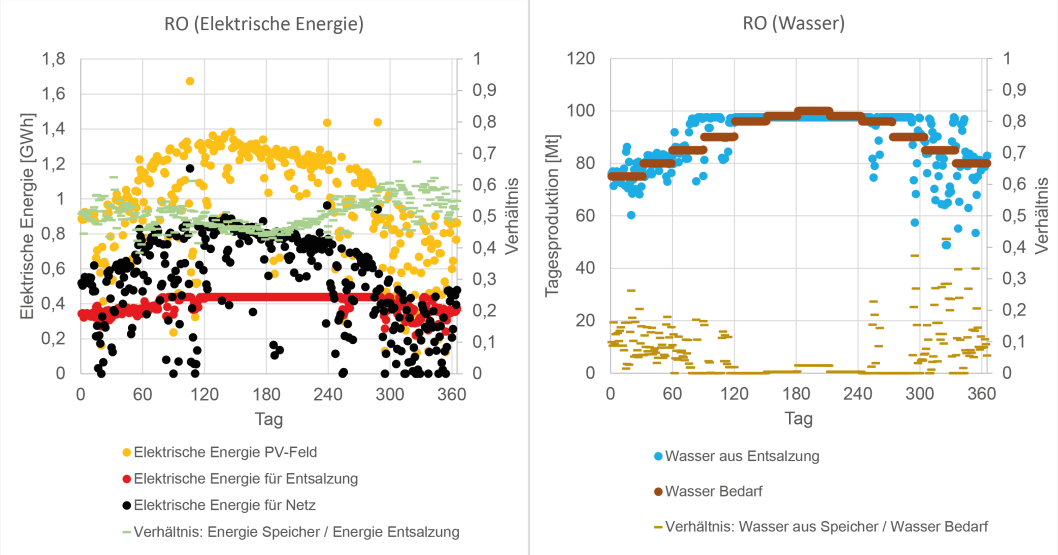

Abbildung 4.6: Akkumulierte Energie (links) und Wassermengen (rechts) je Kalendertag für das RO-System. Anteil zwischengespeicherter elektrischer Energie am RO-Gesamtbedarf (links). Anteil zwischengespeicherten Wassers am Tagesbedarf (rechts).

Die Modellierungsergebnisse sind in den Abbildung 4.6 und 4.7 dargestellt. Folgende Beobachtungen können festgestellt werden:

Beim RO-System schwankt der Strombedarf für die Entsalzung jahreszeitlich nur wenig. Da kein Netzbezug zugelassen wird, richtet sich die Dimensionierung nach dem strahlungsärmsten Tag. Somit ergeben sich im Sommer erhebliche

Überschüsse an elektrischer Energie, die ins Netz eingespeist werden können. Zwischen 40 und 60 % des Strombedarfs der Entsalzung wird über den Speicher gepuffert. Der Wasserbedarf ist im Sommer maximal. Die Entsalzungsanlage ist so dimensioniert, dass die Bedarfsspitze über den Wasserspeicher gepuffert wird. Damit läuft die RO-Entsalzung zwischen Tag 120 und 240 im Nennbetrieb. Im Winter dient der Speicher zum Ausgleich schwankender Tagesproduktion, die z. B. bei geringer Einstrahlung zu verzeichnen ist.

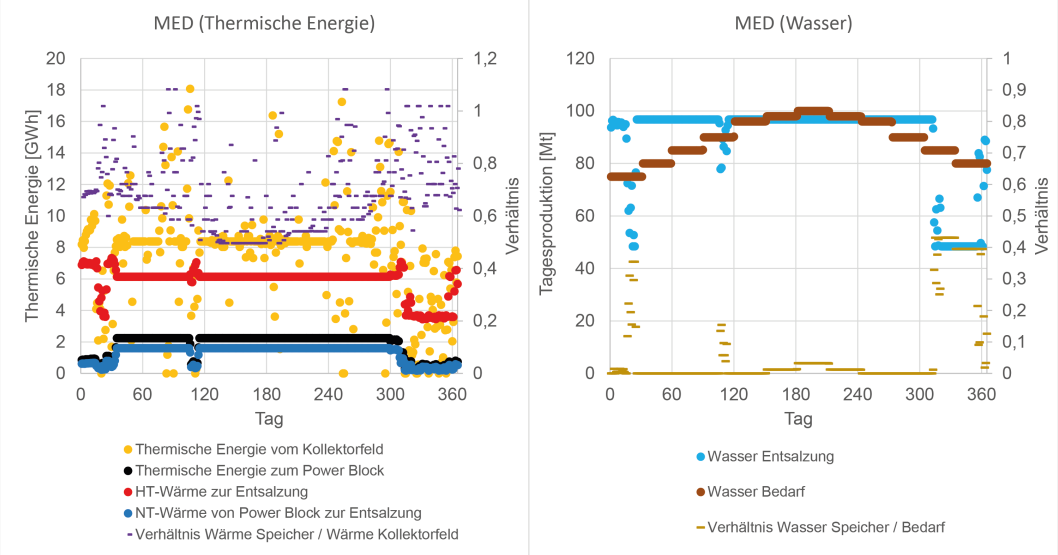

Abbildung 4.7: Akkumulierte Energie (links) und Wassermengen (rechts) je Kalendertag für das MED-System. Anteil zwischengespeicherter thermischer Energie am MED-Gesamtbedarf (links). Anteil zwischengespeicherten Wassers am Tagesbedarf (rechts).

Beim MED-System läuft das Kraftwerk über fast das ganze Jahr hinweg in Grundlast. Die Abwärme des Kraftwerks reicht jedoch nicht, um den Wärmebedarf der MED zu decken. Daher wird kontinuierlich Hochtemperaturwärme aus dem Kollektorfeld bzw. Wärmespeicher der Entsalzung zur Verfügung gestellt. Ein erheblicher Teil der Wärme wird über den Speicher gepuffert. Das dargestellte Verhältnis in Abbildung 4.7 geht sogar an manchen Tagen über 100 % hinaus. Dies sind Tage mit geringem Ertrag aus dem Kollektorfeld. Das Verhätltnis gibt die Relation zwischen der Wärmemenge, die dem Speicher im Tagesverlauf entnommen wird, und dem Bedarf der Entsalzung an. Das Kraftwerk sorgt jedoch an Tagen ohne Einstrahlung für zusätzliche Entnahme aus dem Speicher, so dass Werte über 100 % plausibel sind.

Tabelle 4.2: Dimensionierung des RO- und MED-Systems anhand der wesentlichen Komponenten

Parameter	Einheit	System RO	System MED
Fläche PV	ha	104	
Kollektorfläche	ha		997
Nennleistung Power-Block	MW		26,6
Entsalzung	m^3/h	4064	4032
Elektrische Speicherkapazität	MWh	265	6
Thermische Speicherkapazität	GWh		27
Kapazität Wasserspeicher	Mt	274	1483
Wassergestehungskosten	Euro/m^3	1,1	7,9

Tageswerte für die Wärmeentnahme aus dem Kollektorfeld liegen an den meisten Tagen bei ca. 8 GWh. Einzelne Werte liegen deutlich darüber. Diese Abweichungen treten auf, um nachfolgende Tage mit geringerer Einstrahlung durch Speicherbeladung zu kompensieren. Es deutet aber darauf hin, dass das Kollektorfeld an den meisten Tagen nur im Teillastbereich betrieben wird. Da sich die Auslegung auf den strahlungsärmsten Tag ausrichtet, ist dies zu erwarten. Im Gegensatz zum RO-System können die Überschüsse im Sommer hier nicht in gleichem Maße genutzt werden, da das solarthermische Kraftwerk aufgrund der geringen Stromvergütung hier klein dimensioniert wurde.

Der Wasserbedarf ist bei MED identisch mit dem RO-System. Der Wasserspeicher wird hier ebenfalls für Ausgleiche der Tagesproduktion verwendet. Zusätzlich erfolgt ein saisonaler Ausgleich.

Tabelle 4.2 zeigt abschließend die Dimensionierung der beiden Systeme anhand der wesentlichen Komponenten und die daraus resultierenden Wassergestehungskosten. Es zeigt sich, dass das System RO den Wasserbedarf deutlich günstiger decken kann. Der Unterschied dürfte noch zu verringern sein, wenn die Wasserproduktion vorrangig mit Kondensationswärme aus dem Power-Block erfolgt. Hierfür müsste in zukünftigen Untersuchungen die Vermarktung der elektrischen Energie genauer abgebildet werden.

4.5 Solare Kühlung eines Campusgebäudes im Oman

In vielen Ländern weltweit, insbesondere in den Ländern der Arabischen Halbinseln, spielt Kühlung eine wesentliche Rolle. Bis zu 80 % des gesamten Strombedarfs werden alleine zur Kühlung von Wohngebäuden genutzt Lashin et al. (2015). Allerdings sind elektrisch betriebenen Kälteanlagen energetisch ungünstig und benötigen mehr Energie als thermisch betriebene Kälteanlagen. In dem Projekt GeoSolCool, einer gemeinsamen Forschungsinitiative zwischen dem Helmholtz-Zentrum Potsdam und dem Research Council Oman, soll im Oman demonstriert werden, wie Wärme aus erneuerbaren Quellen und bei Nutzung des Untergrundes, effizient zur Kühlung eingesetzt werden kann.

Ziel ist es, das Social Centre im Innovation Park Muscat, welches einen jährlichen Kältebedarf von ca. 720 MWh hat, mit Hilfe einer Absorptionskältemaschine thermisch zu kühlen. Die dafür notwendige Energie soll aus solaren und geothermischen Quellen gewonnen werden. Während der Eintrag von Sonnenenergie tageszeitlichen Schwankungen unterworfen ist, kann geothermische Energie hingegen zur Grundlastversorgung verwendet werden. Eine Kombination aus beiden Energieressourcen verspricht damit diverse Vorteile. Um ein solch hybrides Kühlungssystem zu stabilisieren wird ein Untergrundspeicher in das System eingebunden. Daher ist das dritte Element dieses innovativen Kühlsystems die thermische Untergrundspeicherung. Gleichzeitig kann der Untergrund als Wärmesenke für die Kälteanlage in den besonders heißen Sommermonaten fungieren, in denen eine konventionelle Wärmeabfuhr mit Hilfe von Kühltürmen nicht möglich ist. Mit der Realisierung eines solchen Systems wird eine Option demonstriert, insbesondere in Ländern der Arabischen Halbinsel umweltfreundlich und energetisch nachhaltig zu kühlen.

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurde daher ein Modell entwickelt und untersucht, das die Kältebereitstellung abbildet. Es wurden zwei verschiedene Ansätze der Kälteerzeugung verglichen: die Nutzung thermischer Energie in der Absorptionskälteanlage (thermisches System) und die Nutzung elektrischer Energie in einer Kompressionskälteanlage (elektrisches System). Das thermische System besteht neben der Kälteanlage aus Solarkollektoren, einem Gaskessel und Speichern für Kälte und Wärme. Das elektrische System

versorgt die Kälteanlage mit Strom aus einer PV-Anlage und einem Netzanschluss. Es sind Speicher für Strom und Kälte vorgesehen. In beiden Modellen ist außerdem ein Kühlturm vorgesehen. Abbildung 4.8 zeigt das Schema des Gesamtmodells, das beide Systeme enthält.

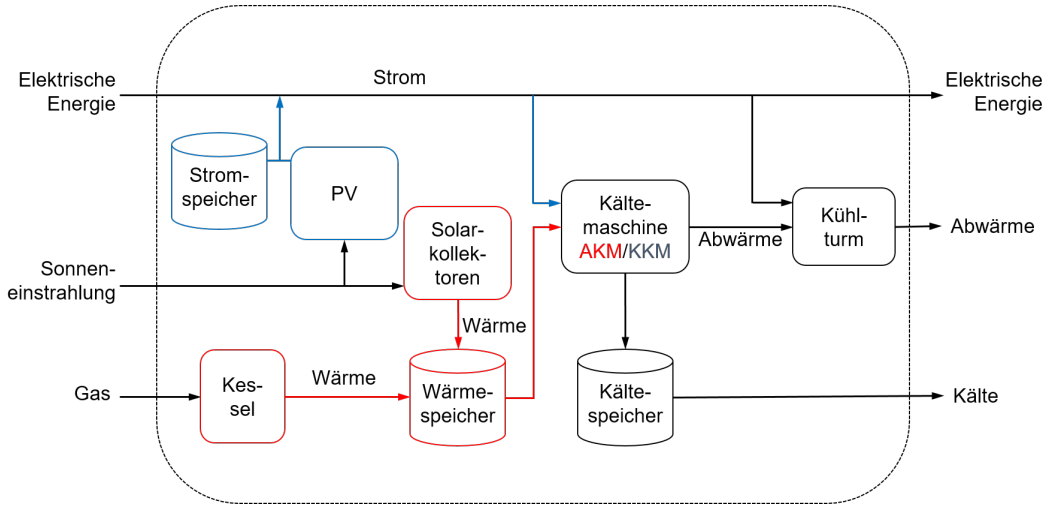

Abbildung 4.8: Vereinfachtes Schema des erarbeiteten Modells

Schwerpunkt der Untersuchung war der Einfluss verschiedener Speicherkonzepte auf die Auslegung der restlichen Komponenten, auf den solaren Deckungsgrad und auf die Kosten. Dafür wurden die Größen der drei Speicher systematisch variiert. Die Ergebnisse der Untersuchungen wurden in zwei Konferenzbeiträgen veröffentlicht. Im Beitrag zur *2. Erneuerbaren Energietechnik Konferenez in Nordhausen (RET.Con)* wurden vor allem die Ergebnisse der Speichervariationen vorgestellt: Pleißner et al., 2019. In der zweiten Veröffentlichung auf der *International Renewable Energy Storage Conference 2019 (IRES 2019)* wurden zusätzlich Sensitivitätsanalysen bezüglich des Gaspreises und des Strompreises präsentiert: Köhler et al., 2019.

Das Modell wurde im Laufe des Projektes um die neu entwickelte Komponente für den Solarkollektor erweitert. Dieses erweiterte Modell ist offen zugänglich und kann weitergenutzt werden.

5 Veröffentlichung von Daten und Szenarien auf der OpenEnergyPlatform

Ziel des Projekts oemof_heat war neben der Entwicklung von Modellen und der Analyse geeigneter Szenarien, einen jeweils vollständigen Datensatz für alle Basisszenarien der konkreten Systeme unter einer Open-Source-Lizenz zu veröffentlichen. Die Veröffentlichung von Daten erhöht die Transparenz der inhaltlichen Ergebnisse und ermöglicht es, Energiesysteme zusammen mit dem veröffentlichten Modellcode nachzuvollziehen. Neben den Basisszenarien wurden weitere Daten, die im Rahmen des Projekts verwendet wurden, veröffentlicht. Das folgende Kapitel beschreibt ausführlich, welche Daten in welcher Form veröffentlicht wurden und wo sie zu finden sind.

Alle Daten wurden auf der OpenEnergyPlatform (OEP) veröffentlicht. Teilweise sind die Daten zusätzlich zusammen mit dem Modellcode auf GitHub zu finden. Im Zentrum der OEP steht eine offene Energiedatenbank mit dem Zweck, die Sichtbarkeit, Kommunikation und Transparenz von Ergebnissen aus der Modellierung von Energiesystemen zu verbessern, wie in in Abschnitt 2.4 ausführlich beschrieben. Zu jedem Datensatz wurde außerdem ein ausführlicher Metadatensatz angelegt. Die Daten auf der OEP wurden ergänzt durch beschreibende Modell- und Szenario-Factsheets. Eine Übersicht der veröffentlichten Daten sind in den Tabellen 5.1 bis 5.8 zu finden. Die Lizenzen sind mit den assoziierten Partnern abgestimmt. Alle Daten sind, soweit möglich, mit CC-BY oder CC-BY 4.0 lizenziert. Teilweise wurden anonymisierte Ersatzdatensätze für fehlende oder nicht öffentliche Daten verwendet. Die Namen aller Datensätze auf der OEP beginnen mit „oemof_heat_<Systemkürzel>“ und sind mit dem Tag „oemof_heat“ versehen.

Tabelle 5.1: Übersicht der veröffentlichten Daten für das System „Hochflexible Kraft-Wärme-Kopplung für die Versorgung von Fernwärmenetzen“ (Systemkürzel: A1)

Datensatz[a]	Beschreibung	Herkunft
Fernwärmelastprofil	Normierter Lastgang eines Fernwärmenetzes in Deutschland	AGFW
Parameter Basis	Technische und ökonomische Spezifikationen	Selbst erstellt
Parameter Variation	Prozentuale Variation der Parameter zwischen 80 und 120 %	Selbst erstellt

[a] Die stündlich aufgelösten und nach europäischen Ländern und Technologie differenzierten Stromeinspeisezeitreihen, die zur Berechnung der Residuallast in Deutschland und als Annahme für den Strombedarf herangezogen wurden, sind aufgrund fehlender Lizenz nicht auf der OEP veröffentlichbar (Datenquelle: https://data.open-power-system-data.org/).

Tabelle 5.2: Übersicht der veröffentlichten Daten für das System „Großwärmepumpen in Wärmenetzen“ (Systemkürzel: B1)

Datensatz	Beschreibung	Herkunft
Außentemperatur	Zeitreihe der Außentemperaturen als Input für die Wärmebedarfsberechnung	Merra2[b]
Strompreis	Zeitreihe der Strompreise am Spotmarkt	SMARD Strommarktdaten[c]
Wärmebedarf[a]	Wärmebedarfsprofil	Selbst erstellt
Parameter Variation	Technische und ökonomische Spezifikationen	Selbst erstellt

[a] Mit der demandlib aus dem oemof Framework wurde ein stündlich aufgelöster Wärmeverbrauch für das Jahr 2017 generiert und mit Messdaten aus Dessau validiert. Diese Daten sind im Gegensatz zu den Daten aus Dessau deutlich feiner aufgelöst und mit einer Lizenz veröffentlichbar.
[b] https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/
[c] https://www.smard.de/home

Tabelle 5.3: Übersicht der veröffentlichten Daten für das System „Solare Konzepte zur Meerwasserentsalzung“ (Systemkürzel: C1)

Datensatz	Beschreibung	Herkunft
Umgebungstemperatur	Für Standorte Andasol und Oman	Andasol[a], Oman[b]
Wasserbedarf	Für Standorte Andasol und Oman	Andasol[a], Oman[b]
Globalstrahlung	Für Standorte Andasol und Oman	Andasol[a], Oman[b]
Direktstrahlung	Für Standorte Andasol und Oman	Andasol[a], Oman[b]
Direktnormalstrahlung	Für Standorte Andasol und Oman	Andasol[a], Oman[b]
Parameter Basis	Technische und ökonomische Spezifikationen	Selbst erstellt
Parameter Variation	Variation der Parameter	Selbst erstellt

[a] RWE/Innogy
[b] siehe Quelle Datensatz Tabelle 5.4

Tabelle 5.4: Übersicht der veröffentlichten Daten für das System „Solare Kühlung eines Campusgebäudes im Oman“ (Systemkürzel: C2)

Datensatz[a]	Beschreibung	Herkunft
Kühlbedarf Gebäude	Kühllastgang für Campusgebäude, synthetisch erzeugt, angelehnt an die Simulation des Projektpartners	Selbst erstellt
Globalstrahlung	Globalstrahlung des Standorts in Muscat	Photovoltaic Geographical Information System[b]
Diffusstrahlung	Diffusstrahlung des Standorts in Muscat	Photovoltaic Geographical Information System[b]
Photovoltaik-Ertrag	Von Globalstrahlung abgeleiteter Photovoltaik-Ertrag	Selbst erstellt
Parameter Basis	Technische und ökonomische Spezifikationen	Selbst erstellt
Parameter Variation Beispiel	Prozentuale Variation der Parameter zwischen 80 und 120 %	Selbst erstellt

[a] Als Annahme für die Außentemperaturen zur Berechnung der Kollektorleistung wurde ein Testreferenzjahr vom Deutschen Wetterdienst verwendet. Dieser Datensatz ist nicht lizenziert und konnte damit nicht auf der OEP veröffentlicht werden.

[b] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#TMY

Tabelle 5.5: Übersicht der veröffentlichten Daten der Validierung des Wärmespeichers

Datensatz	Beschreibung	Herkunft
Geometrieparameter	Höhe, Durchmesser und weitere Parameter des Speichers	Naturstrom AG
Speicherfüllstand	Zeitreihe	Naturstrom AG
Temperaturen	Temperatur der warmen und kalten Schicht des Speichers	Naturstrom AG

Tabelle 5.6: Übersicht der veröffentlichten Daten der Validierung des CSP

Datensatz	Beschreibung	Herkunft
Umgebungstemperatur	Daten zur Berechnung des Kollektorertrags	RWE/Innogy
Direkthorizontalstrahlung	Daten zur Berechnung des Kollektorertrags	RWE/Innogy
Direktnormalstrahlung	Daten zur Berechnung des Kollektorertrags	RWE/Innogy
Wärmeoutput des Kollektors	Vergleichsdaten	RWE/Innogy
Kollektorparameter	Lage, Ausrichtung, Verlustparameter, Temperaturen	RWE/Innogy

Tabelle 5.7: Übersicht der veröffentlichten Daten des Planspiels

Datensatz	Beschreibung	Herkunft
Zeitreihen	Strombedarf, Wärmebedarf, Einstrahlung, Leistung einer WKA	s. Metadaten[a]
Generelle Parameter	Daten zur Beschreibung des Energiesystems: Wirkungsgrade, spez. Kosten, spez. Emissionen	Selbst erstellt
Parameter Team 1	Exemplarisches Energiesystemdesign	Selbst erstellt

[a] https://github.com/oemof-heat/energy-system-planning-workshop/blob/master/data/MET_Energie-Workshop.pdf

Tabelle 5.8: Übersicht der veröffentlichten Daten des Lehrbeispiels

Datensatz	Beschreibung	Herkunft
Zeitreihen	Einstrahlung, Strombedarf, Wärmebedarf	s. Metadaten[a]
Parameter Team 1	Exemplarisches Energiesystemdesign	Selbst erstellt
Nachbearbeitete Daten	Ergebnisauswertung	Selbst erstellt

[a] https://github.com/oemof-heat/educational_project/blob/main/MET_Lehrprojekt_1-0.pdf

6 Netzwerkarbeit und Integration von oemof in die Lehre

Im Rahmen des Projekts wurde der wissenschaftliche Austausch zur Integration des Wärmesektors in die Energiesystemanalyse intensiviert. Der Austausch wurde sowohl modellübergreifend als auch speziell das Modellierungsframework oemof betreffend geführt. Im Folgenden werden alle Arbeiten beschrieben, die einer Intensivierung und Verstetigung des Austauschs mit anderen Akteur:innen im Bereich der Wärmesystemmodellierung dienen. Dabei wurde bewusst auf einen breiten Ansatz zur Einbindung verschiedener Gruppen mit unterschiedlichen Vorqualifikationen Wert gelegt. Abschnitt 6.1 beschreibt die modellübergreifende Netzwerkarbeit im Bereich der Wärmesystemmodellierung und die Netzwerkarbeit innerhalb der oemof-Community. Abschnitt 6.2 fasst die im Projekt oemof_heat entwickelten Konzepte zur Integration von oemof in die Lehre zusammen. Abschnitt 6.3 listet abschließend die aus dem Projekt heraus veröffentlichten Beiträge auf.

6.1 Netzwerkarbeit zur Integration des Wärmesektors in die Energiesystemanalyse

Im Folgenden wird zunächst die modellübergreifende Netzwerkarbeit zum Thema Wärmesystemmodellierung zusammengefasst (Abschnitt 6.1.1). Anschließend werden wichtige Arbeiten, die zur Stabilisierung der oemof-Community beigetragen haben, erläutert (6.1.2).

6.1.1 Intensivierung des regelmäßigen wissenschaftlichen Austauschs im Bereich der Wärmesysteme

Zu den Themen der Energiesystemanalyse und peripheren Bereichen gibt es in Deutschland einen gut funktionierenden Austausch über die Mailingliste des Strommarkttreffens[19], deren Fokus mittlerweile nicht mehr nur auf dem Strommarkt liegt, sondern auch für Diskussionen über angrenzende Bereiche genutzt wird. Das Ziel dieser Mailingliste ist, Erkenntnisse, Informationen, Publikationen und Veranstaltungsinformationen zu teilen oder zu bestimmten Fragestellungen zu diskutieren. Im Projekt oemof_heat war zunächst geplant, speziell für eine Vernetzung im Bereich „Wärme“ einen Diskussionsstrang für Modellierungsfragen zu etablieren.

Derzeit existieren verschiedene Diskussionstränge zu relevanten Themen der Wärmesystemmodellierung mit Akteur:innen aus unterschiedlichen Forschungsgruppen. Im Projekt oemof_heat fand ein Austausch zu diversen Themen innerhalb dieser Diskussionstränge statt. Folgende Aktivitäten sind erfolgt:

- Auf den regelmäßig stattfindenden Open Energy Modelling Workshops der Open Energy Modelling Initiative (openmod) wurden verschiedene Workshops ausgerichtet, um Ansätze zur Modellierung von thermischen Energiesystemen und zur Erstellung von Wärmebedarfszeitreihen zusammenzutragen und zu diskutieren. Die Diskussionen zu den Workshops sind teilweise im Openmod-Forum[20] weitergeführt worden.

- Auf den halbjährlichen oemof developer meetings wurden mehrere Workshops zu Themen der Wärmesystemmodellierung ausgerichtet. Hier ging es speziell um die Umsetzung innerhalb der Bibliotheken oemof-thermal und DHNx. Es wurde insbesondere darauf geachtet, Anforderungen anderer Institutionen an die Modellentwicklungen im Projekt oemof_heat aufzunehmen.

- Eine Vernetzung erfolgte außerdem über die Issue-Funktion auf GitHub. Neu zu entwickelnde Funktionen und Features der Wärmetechnologien wurden diskutiert und mussten sich vor Integration in das Modell mithilfe von Pull Requests einem Review unterziehen.

[19] https://www.strommarkttreffen.org/
[20] https://forum.openmod.org/

- Es erfolgte ein intensiver Austausch mit Entwickler:innen von auf Python basierenden Wärmemodellen, z. B. der Modellierungsbibliothek TESPy[21] und Modellen des Projekts OEB-EnSys[22] der Technischen Universität Berlin. Fokus und Detailtiefe dieser Modelle unterscheiden sich teilweise von den im Projekt oemof_heat entwickelten Modellen. Ein Austausch wurde jedoch als sehr wertvoll für ein Verständnis der Grenzen der jeweiligen Modelle erachtet.

- Zur Python-Wärme-Gruppe der Technischen Universität Berlin wurde der Kontakt aufgebaut und gepflegt. Im Rahmen der regelmäßigen Treffen erfolgten mehrere Präsentationen zu Teilergebnissen aus dem Projekts oemof_heat.

- Regelmäßige Teilnahme am Netzwerktreffen des Forschungsnetzwerks Systemanalyse

Eine Vereinheitlichung der Diskussionsstränge zur Wärmesystemmodellierung in Energiesystemanalysen ist während der Projektlaufzeit nicht gelungen. Parallel ist im Laufe der Projektlaufzeit eine Mailingliste zum Netzwerken im Bereich der Wärmesysteme entstanden. Die Idee der Mailingliste ist, eine Kommunikationsplattform analog zur Mailingliste des Strommarkttreffens zu gründen, zunächst jedoch informeller ohne regelmäßige Treffen. Informationen, die über die Mailingliste geteilt werden, können beispielsweise verschiedene Modellansätze von Wärmenetzen, die Funktionsweise verschiedener Wärmepumpentypen oder Quellen von Wärmedaten sein. Der Mailingliste beitreten kann man unter folgendem Link: https://www.listserv.dfn.de/sympa/info/waermesektor.

Der Verteiler existiert seit Ende 2019. Es hat sich bis zum jetzigen Zeitpunkt jedoch nicht etabliert, den Verteiler regelmäßig mit Inhalten zu füllen. Zum Projektende wurden alle relevanten Informationen zu den im Projekt oemof_heat entstandenen Inhalten geteilt. Als Ursachen für die fehlende regelmäßige Nutzung des Wärmeverteilers, zum einen aus dem Projekt oemof_heat heraus, zum anderen aber auch durch andere Akteur:innen, können folgende Punkte genannt werden:

[21] https://tespy.readthedocs.io/en/latest/
[22] Förderkennzeichen: 03ET4053A

- Ein Netzwerk für reine Wärmethemen zu etablieren ist schwerer als für Themen wie Strommarkt, Wasserstoff oder Open-Science. Ein Grund dafür ist die heterogene Akteursstruktur. Die Unterrepräsentanz des Wärmesektors ist auch sichtbar in der allgemeinen öffentlichen Diskussion und Wahrnehmung.
- Für Themen des Wärmesektors werden oft bestehende Netzwerke genutzt, wie z. B. der Strommarktverteiler, die Python-Wärme-Gruppe, das openmod-Forum und die openmod-Mailingliste.
- Für konkrete Modellierungsfragen oemof betreffend werden oft direkt die Funktionen von GitHub genutzt. Diese funktionieren sehr gut und sind für die konkrete Modellentwicklung oft unverzichtbar.

Der Aufbau einer reinen Wärmesystem-Community wurde nicht erreicht. In derzeit laufenden Projekten, die sich mit dem Wärmesektor beschäftigen, wird versucht, den Wärmeverteiler mehr in die inhaltliche Arbeit und insbesondere für Fragen, die noch vor der konkreten Modellentwicklung entstehen, einzubeziehen. Das Reiner Lemoine Institut und die Beuth Hochschule werden zudem versuchen, die Information zur Existenz dieser Mailingliste breiter zu streuen, um den Aufbau einer größeren Nutzer:innenbasis zu unterstützen.

6.1.2 Zugang zur oemof-Community

Die oemof-Community ist die Basis für eine konstruktive und transparente gemeinsame Zusammenarbeit mit projektunabhängigen Entwickler:innen am Modellierungsframework oemof. Um die Community am Leben zu halten, sind wichtige organisatorische Aufgaben für die Arbeit an dem kollaborativem Framework notwendig. Da oemof die Basis des Projekts oemof_heat darstellt, wurde hier in vielen Bereichen während der Projektlaufzeit unterstützt.

Es wurden diverse Aktivitäten unternommen, um einer wachsenden Gruppe von Akteur:innen den Zugang zu oemof, dessen Funktionsumfang und den Möglichkeiten der kollaborativen Weiterentwicklung zu erleichtern. Die Aktivitäten erfolgten insbesondere in einer schwierigen Phase der oemof-Community, in der eine Zeit lang nicht klar war, ob die Software weiter gepflegt werden kann. Das Projekt oemof_heat war wesentlich an dem Aufbau einer stabilen Community beteiligt. Daneben wurden alle im Projekt erarbeiteten Modelle

und Ergebnisse neuen Akteur:innen zugänglich gemacht. Folgende Maßnahmen wurden durchgeführt:

- Ein wichtiger Baustein der Community sind die halbjährlich stattfindenden Developer-Treffen. Jährlich findet zusätzlich ein User-Treffen statt. Das Projekt oemof_heat hat diese Treffen mehrfach maßgeblich organisatorisch unterstützt. Das Developer-Treffen Ende 2019 zum 5-jährigen Jubiläum von oemof wurde vom Projekt oemof_heat als Gastgeber ausgerichtet.

- Neue oemof-Nutzer:innen wurden betreut und integriert durch Schulungen, Webinare, Hilfe in der oemof-Gruppe auf dem openmod-Forum[23] und regelmäßige Sprechstunden.

- Es wurden während der Projektlaufzeit viele Modellierer:innen weiterer Institutionen gewonnen, die oemof mittlerweile für ihre Energiesystemanalysen nutzen und aktiv weiterentwickeln.

- Die Verbesserung der allgemeinen oemof-Dokumentation wurde unterstützt.

- Die oemof-Website[24] wurde gepflegt und verbessert. Die Newsletter-Funktion wurde regelmäßig für Ankündigungen anstehender Treffen, Zusammenfassungen der Treffen und neuen Software-Releases gepflegt.

Darüber hinaus wurde oemof in Lehrveranstaltungen eingesetzt und ein Planspiel entwickelt und mehrfach durchgeführt. Auf das Planspiel und die Lehreinheit wird im folgenden Abschnitt 6.2 eingegangen.

6.2 Integration von oemof in die Lehre

Die Entwicklung und der Einsatz des Planspiels (Abschnitt 6.2.1) und der Lehreinheit (Abschnitt 6.2.2) werden im Folgenden ausführlich beschrieben.

[23] https://forum.openmod.org/tag/oemof
[24] https://oemof.org/

6.2.1 Planspiel

Um interessierten Gruppen zu verdeutlichen, wozu die Optimierung von Energiesystemen dient und wie exemplarisch typische Arbeitsschritte aussehen, wurde an der Beuth Hochschule im Rahmen dieses Projekts ein Planspiel entworfen. Dieses wurde mit verschiedenen Nutzergruppen (Schüler:innen, Studierende, interessierte Laien, Lehrkräfte, Professor:innen) gespielt. Die Erfahrungen, wie Informationen aufzubereiten sind, damit eine Aufgabenstellung zügig erfasst und bearbeitet werden kann, hat zu neuen Ideen und einer kontinuierlichen Weiterentwicklung des Planpsiels geführt. Im Folgenden wird der Inhalt und Ablauf kurz skizziert:

Forschdorf ist eine imaginäre Kleinstadt in der Mitte Deutschlands mit 10.000 Menschen und einer üblichen Infrastruktur. Das Ziel des Planspiels ist es, für Forschdorf ein neues Energiesystem für die Versorgung mit Strom und Wärme zu entwerfen. Die Teilnehmenden sollen dabei in Teams arbeiten.

In einer Einführungsphase wird zunächst die Aufgabenstellung erläutert und einige Annahmen getroffen, die die Komplexität der Problemstellung begrenzen sollen. So wird z. B. ein verlustfreies Verteilnetz angenommen und das Energiesystem kann ohne Berücksichtigung von bisher vorhandenen Strukturen geplant werden. Für die Bedarfe an elektrischer und thermischer Energie wurden in Stundenschritten aufgelöste Zeitreihen abgeleitet, die den Teilnehmenden als Grafik zur Verfügung gestellt werden. Um die Nutzung erneuerbarer Energien realitätsnah abbilden zu können, wurden weiterhin reale Wetterdaten für einen Standort in der Mitte Deutschlands ebenfalls stundengenau aufbereitet. Auch diese Zeitreihen werden als Grafik zur Verfügung gestellt.

Die Teilnehmenden erhalten ferner eine Übersicht über die technischen Optionen, die für die Planung des Energiesystems verfügbar sind. Die Charakteristiken jeder technischen Option sind vergleichbar mit einem Quartettspiel auf einer Karte dargestellt. Die für die Darstellung ausgewählten charakteristischen Daten der technischen Optionen sind auf die drei zentralen Aspekte ausgerichtet, die in diesem Planspiel im Vordergrund stehen: Versorgungssicherheit, Kosten und Klimaverträglichkeit. Bei der Auswahl und der Gestaltung der Optionen wurde darauf geachtet, dass relevante Technologien enthalten sind und ausreichende Entscheidungsmöglichkeiten vorliegen, aber die Teilnehmenden nicht durch zu viele Optionen oder Detailinformationen überfrachtet werden.

Um eine Diskussion in den Teams der Teilnehmenden zu erleichtern und somit eine praktikable Bearbeitungszeit sicherzustellen, werden für jede Technologie vorkonfigurierte Antwortmöglichkeiten angeboten. Bei den Windkraftanlagen ist z. B. die Nennleistung einer Anlage vorgegeben und es muss nur über die Anzahl der Anlagen entschieden werden. Bei der Solarthermie bzw. Photovoltaik ist die verfügbare Dachfläche, die aus der Größe des Versorgungsgebietes abgeleitet wurde, in acht Teilstücke geclustert. Durch die Teams ist dann zu entscheiden, welches Teilstück für Solarthermie oder Photovoltaik bestückt wird bzw. ob ein Teilstück ungenutzt bleibt. Die Team-Entscheidung setzt sich somit aus wenigen Zahlen zusammen, die jeder Technologie-Option zugeordnet werden.

Mit diesen Zahlen ist die Dimension des Energiesystems für jedes der teilnehmenden Teams festgelegt. Es folgt für jedes Team nun eine stundengenaue Einsatzoptierung mit oemof mit den Gesamtkosten des Systems als Zielfunktion. Die Hauptergebnisse, mit denen die Entscheidungen der Teams verglichen werden, sind die Parameter Kosten, CO_2-Emissionen und Autarkiegrad. Eine detaillierte Auswertung mit weiteren Kennzahlen erlaubt den Teilnehmenden dann in einem zweiten Schritt besser zu verstehen, wie sich ihre Entscheidungen auf das Endergebnis ausgewirkt haben und warum andere Teams ggf. besser oder schlechter abgeschnitten haben. In der Regel entsteht daraus eine lebhafte Diskussion, die je nach verfügbarer Zeit oder didaktischer Einplanung als Ausgangspunkt für eine weitere Beschäftigung mit dem Thema genutzt werden kann.

Ein vorläufiger Zwischenstand wurde 2019 aus Anlass einer Durchführung des Planspiels für eine Fridays for Future Gruppe mit einer offenen Lizenz verfügbar gemacht (https://github.com/oemof-heat/energy-system-planning-workshop). Dort sind auch alle Annahmen und Informationen zu den verwendeten Daten hinterlegt.

Das Planspiel zur Energiewende wurde beim Fachausschuss Hochschule der DGS im Jahr 2020 mit allen anwesenden Hochschullehrer:innen durchgeführt und erhielt sehr positives Feedback. Inzwischen wurde es an den Hochschulen Münster, Osnabrück, Kassel und Konstanz in die Lehre integriert und z. T. weiterentwickelt. Während des Projektzeitraums wurde es mit mehreren Nutzergruppen (z.B. Studierende, Schüler, Lehrende, Besuchergruppen mit unterschiedlicher Qualifikation) z. T. in mehreren Durchläufen durchgeführt.

6.2.2 Lehreinheit

Die Lehreinheit, die im Rahmen des Projekts entwickelt wurde, hat das Ziel, wesentliche Schritte bei der Modellierung von Energiesystemen am Beispiel einer Quartierversorgung zu illustrieren. Für die Energieversorgung eines Quartiers wird eine Investitionsoptimierung durchgeführt. Die Vermittlung wird durch einen Foliensatz unterstützt, in dem folgende Themenbereiche behandelt werden:

- Ziele der Energiesystemmodellierung
- Werkzeuge und Auswahlkriterien
- Funktionsweise von oemof
- Einleitende Übungen (z. B. abstrahierte grafische Darstellung einer Quartiersversorgung, Sammlung notwendiger Daten)
- Merkmale der Einsatz- und Investitionsoptimierung
- Durchführung und Auswertung einer Optimierungsrechnung mit oemof

Um die Durchführung einer eigenen Rechnung zu erleichtern, wurde ein Beispielsystem in oemof definiert und parametriert. Dies wird ergänzt durch einen passenden Eingabedatensatz und vorkonfigurierte grafische Ausgaben, die den Bedarf und die Versorgung des Quartiers in vier typischen Wochen eines Jahres darstellen. Die Lehreinheit inkl. Foliensatz ist auf GitHub unter folgendem Link verfügbar: https://github.com/oemof-heat/educational_project.

6.3 Veröffentlichungen und Abschlussarbeiten

Im Projektzeitraum wurden folgende Beiträge in Zeitschriften und auf Konferenzen veröffentlicht:

- Wolf, J., Pels Leusden, C., Köhler, S. und Launer, J. (2019). Flexibilisierung von KWK-Anlagen für wachsende Herausforderungen einer sicheren Strom- und Wärmeversorgung. 2. Regenerative Energietechnik Konferenz (RET.Con), Nordhausen, 2019

- Pleißner, F., Francke, H., Köhler, S., Launer, J. und Leusden, C. P. (2019). Lineare Optimierung eines Systems zur solaren Kühlung unter besonderer Berücksichtigung unterschiedlicher Speicherkonzepte – ein Fall für oemof. 2. Regenerative-Energietechnik-Konferenz (RET.Con), Nordhausen, 2019

- Wolf, J., Pels Leusden, C., Köhler, S. und Launer, J. (2019). Optimization of Extended CHP Plants with Energy Storages – an Open-Source Approach. The 13th International Renewable Energy Storage Conference 2019 (IRES 2019), 145–152.

- Köhler, S., Pleißner, F., Franke, H., Launer, J. und Pels Leusden, C. (2019). Provision of cooling in Oman – a linear optimisation problem with special consideration of different storage options. The 13th International Renewable Energy Storage Conference 2019 (IRES 2019).

Folgende Abschlussarbeiten wurden während des Projektzeitraums betreut:

- Olga Kruglyk: Entwicklung eines sektorübergreifenden Energiemodells für das deutsche Energienetz

- Philipp Kassing: Einsatzplanung eines Heizkraftwerkes mit Wärmespeicher und Power-to-Heat Anlage

- Maximilian de Pasquale: Wirtschaftlichkeit dezentraler Wasserstoff-Infrastruktur für KWK-Anwendungen in Quartieren

- Janine Last: Analyse und Optimierung eines Energiesystems zur Quartiersversorgung mit dem Open-Source-Modellierungswerkzeug oemof

Folgende Vorträge und Posterpräsentationen konnten im Projekt realisiert werden:

- Vortrag: ”Open models of optimal system operation in central vs. decentral heat supply” Kopenhagen 2019, 5th International Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District Heating

- Vortrag: ”Unsicherheiten in der Modellierung aus Sicht der Energiesystemanalyse” auf dem Jahrestreffen der Arbeitsgruppe für Simulation in den Umwelt- und Geowissenschaften (ASIM) der Gesellschaft für Informatik.

- Vortrag: „open energy modelling framework – A modular open source framework to model energy supply systems“ Webinar in der AG3 des Forschungsnetzwerks Systemanalyse, 01/2018
- Moderation einer Session ”Open Data and Models – Dealing with Uncertainty” und Vortrag ”Unsicherheiten in der Energiesystemanalyse”, Enviroinfo 2018 in München
- Poster: VDE Dialogplattform Power to Heat 2019 5. Dialogplattform Power-to-Heat, 2019 Berlin
- Poster: ”Challenges to linear representations and approaches to nonlinearities with the heat sector as an example” 661. Heraeus-Seminar Ende Januar 2018 in Bad Honnef

7 Schlussfolgerungen und Ausblick

Das Ziel des Projekts oemof_heat bestand darin, Wärmesystemkomponenten für das Modellframework oemof zu entwickeln und diese anschließend in Energiesystemanalysen zur Beantwortung von relevanten Fragestellungen der Wärmewende in Kooperation mit den assoziierten Partner einzusetzen. Im Folgenden werden die Projektergebnisse der Modellentwicklung (Abschnitt 7.1) und der inhaltlichen Analyse (Abschnitt 7.2) zusammengefasst und Schlussfolgerungen hinsichtlich der Erfüllung der Projektziele gezogen.

7.1 Projektergebnisse der Open-Source-Modellentwicklung

Bezüglich der Modellentwicklung von Wärmesystemen wurde Folgendes während des Projektzeitraums erreicht:

1. Es sind Softwarepakete für die Modellierung von Energiesystemen mit wichtigen Komponenten des Wärmesektors entstanden und unter einer Open-Source-Lizenz zur Verfügung gestellt worden. Mit den veröffentlichten Paketen ist es möglich, den Wärmesektor in relevantem Maße in die Betrachtungen des Gesamtsystems einzubeziehen. Die Modellkomponenten wurden, insofern Mess- oder andere Validierungsdaten vorhanden waren, validiert und bewertet. Alle Pakete enthalten eine umfangreiche Dokumentation und Anwendungsbeispiele. Folgende Software-Pakete stehen für die Nutzung und Weiterentwicklung zur Verfügung:

    - Es gibt fünf Wärmesystemkomponenten im Repository oemof-thermal v0.0.4: Schichtenspeicher, Flachkollektor, Parabolrinnen-Kollektor,

Kompressionswärmepumpe/-kältemaschine, Absorptionskältemaschine. Diese können zusammen mit den Komponenten des Repositorys oemof-solph verwendet oder für eigenständige Analysen genutzt werden.

- Es gibt ein Wärmenetzmodell im Repository DHNx v0.0.1. Dieses Modell kann zur Simulation und Optimierung von Wärmenetzen in Energiesystemmodellen verwendet werden. Das Modell wurde in enger Absprache dem Fachgebiet Resiliente Energiesysteme der Universität Bremen nach Open-Source-Standards entwickelt, wobei das Projekt oemof_heat maßgeblich den Simulationsteil übernommen hat.

2. Der Modellcode der konkreten Systeme, die zur inhaltlichen Analyse der Fragestellungen der assoziierten Partner entwickelt wurden, wurde ebenfalls unter Open-Science-Standards veröffentlicht und steht zur Anwendung und Weiterentwicklung durch andere Institutionen zur Verfügung. Durch die Vielfalt der assoziierten Partner ist eine große Bandbreite an thermischen Energiesystemmodellen entstanden. Für jedes konkrete System wurde jeweils ein Datensatz für ein Beispielszenario auf der OEP veröffentlicht.

3. Neben den Datensätzen für die konkreten Systeme sind weitere Datensätze auf der OEP unter einer offenen Lizenz veröffentlicht worden. Dabei handelt es sich insbesondere um die Datensätze zur Validierung der Systemkomponenten, der Lehreinheiten und des Planspiels. Mit der konsequenten Veröffentlichung der Datensätze unter Wahrung der OEP-Richtlinien, wie einer sinnvollen Datenstrukturen und dem Anlegen von Metadaten und Factsheets, wurde die Plege der OEP unterstützt und zur stärkeren Verbreitung beigetragen.

4. Das Projekt oemof_heat unterstützte die Community-Arbeit wesentlich in einer „kritischen“ Phase von oemof und leistete diverse Beiträge zur Integration von oemof in die Lehre.

Mit der konsequenten Arbeit nach Open-Science-Standards bei der Entwicklung der Wärmesystemkomponenten wurde ein weiterer Schritt hin zu einer transparenteren wissenschaftlichen Auseinandersetzung mit der sektorübergreifenden Energiesystemanalyse erreicht. Einige Aspekte haben sich anders

entwickelt, als zu Projektbeginn gedacht, oder wurden während des Projektzeitraums nicht erreicht. Dies betrifft vor allem die neu entwickelten Wärmesystemkomponenten, die nicht alle bereits in konkreten Systemen zur Beantwortung der Fragestellungen der assoziierten Partner eingesetzt wurden. Außerdem ist die Vernetzung im Wärmebereich weiterhin deutlich geringer als im Strom- und Wasserstoffbereich.

7.2 Projektergebnisse der inhaltlichen Analysen

Die inhaltliche Arbeit in diesem Projekt orientierte sich an Themen, die in Absprache mit den assoziierten Partnern definiert wurden oder die aus vorausgegangenen eigenen Arbeiten abgeleitet wurden. Die im Rahmen dieses Projektes neu entwickelten oemof-Modellkomponenten konnten nicht alle in gleichem Maße berücksichtigt werden, da nicht alle Komponenten für die betrachteten Themen gleichermaßen relevant waren. Daher wurden zusätzlich Anwendungsbeispiele für jeden neu entwickelte Komponente bereit gestellt. Im Folgenden werden die Kernergebnisse und Schlussfolgerungen der Analysen der konkreten Systeme aus Kapitel 4 zusammenfassend dargestellt.

Hochflexible Kraft-Wärme-Kopplung für die Versorgung von Fernwärmenetzen

Die Arbeiten zu hochflexiblen KWK-Anwendungen beschäftigten sich mit dem Zusammenspiel großer KWK-Einheiten (z. B. GuD-Kraftwerke) mit ergänzenden Komponenten wie Strom- und Wärmespeichern oder Power-to-Heat. Es wurde gezeigt, dass Speicher einen energetisch effizienteren Betrieb ermöglichen, wobei dies in Abhängigkeit der Speicherkapazität nur zeitlich begrenzt möglich ist. Die Wirtschaftlichkeit insbesondere von Stromspeichern hängt jedoch stark von der Preisstruktur der Stromvermarktung ab. Der wirtschaftliche Nutzen von Wärmespeichern ist weniger sensitiv. Neben einer Erhöhung der Gesamteffizienz erhöhen Wärmespeicher die Flexibilität des Systems, um den Betrieb auf Preissignale des Strommarktes ausrichten zu können.

Wärmeversorgung eines Quartiers

Beim Vergleich von Modellierung und realem Betrieb der Wärmeversorgung eines Quartiers (Motor-BHKW, Gaskessel und Speicher) wurden Abweichungen deutlich, die durchaus typisch für andere Anwendungsfälle sein dürften. Nachdem die aus der Leittechnik ausgeleitete Datenreihe wegen diverser Fehlstellen durch ein synthetisches Lastprofil ersetzt werden musste, ergab sich, dass der Perfect-Foresight-Ansatz der linearen Optimierung, wie sie in oemofsolph genutzt wird, von der realen Anlagenregelung abweicht. Während die reale Regelung so ausgelegt ist, dass eine regelmäßige Speicherfüllung erfolgt, wird durch den Perfect-Foresight-Ansatz der Speicher nur gefüllt, wenn nachfolgend auch eine Entleerung für eine optimale Lösung erforderlich ist.

Großwärmepumpen in Wärmenetzen

Im aktuellen regulatorischen Rahmen sind Großwärmepumpen nicht konkurrenzfähig gegenüber konventionellen Wärmeerzeugern, die mit Erdgas betrieben werden. Ein wichtiger Faktor ist hier die ungleiche Verteilung der Kosten der Energieträger Strom und Gas zusätzlich zu den Marktpreisen. Bei angepasster Regulatorik (Flex-Friendly-Szenario) werden Wärmepumpen wirtschaftlich und spielen eine zentrale Rolle im abgebildeten System. Durch den Zubau von Wärmepumpen können in diesen Szenarien Kosten gesenkt werden gegenüber der Wärmeversorgung durch Gas. Die Sicherstellung einer hohen Leistungszahl ist dabei von zentraler Bedeutung. Förderungen der Investition von Wärmepumpen können im aktuellen Rahmen nur dann helfen, wenn sehr hohe Leistungszahlen erreicht werden. Dies ist in bestehenden Wärmenetzen, geprägt durch hohe Vorlauftemperaturen, abhängig vom Temperaturniveau der Wärmequelle, nicht einfach oder unmöglich. Im kostenoptimalen System ist der Einsatz der KWK sensitiv auf die Strompreise. Ohne KWK-Vergütung erfolgt kein Einsatz der KWK als Grundlast. Widerstandsheizer sind in den betrachteten Szenarien nicht wirtschaftlich.

Solare Konzepte zur Meerwasserentsalzung

Es wurde untersucht, wie sich solar angetriebene Konzepte zur Meerwasserentsalzung mit Umkehrosmose (RO) und Multi-Effekt-Destillation (MED) hinsichtlich der Anlagendimension und der Wassergestehungskosten unterschei-

den. Das System RO kommt unter den gegebenen Annahmen zu signifikant niedrigeren Wassergestehungskosten als das System MED. Auch die Anlagendimension ist deutlich kleiner. Eine Senkung der MED-Kosten erfordert ein bessere Kopplung zwischen Wasser- und Stromproduktion mit einem solarthermischen Kraftwerk. Es ist jedoch zu bezweifeln, dass mit dem MED-Verfahren vergleichbare Wassergestehungskosten wie bei RO zu erreichen sind.

Solare Kühlung eines Campusgebäudes im Oman

Am Beispiel eines Campusgebäudes im Oman wurde untersucht, ob sich ein thermisches (thermische Solarkollektoren und Absorptionskälteanlage) oder ein elektrisches System (PV-Anlage und Kompressionskälteanlage) besser zur solaren Kühlung mit hohen solaren Deckungsanteilen eignet. Ferner wurde analysiert, wie sich eingesetzte Speicher auf die Dimensionierung der anderen Anlagenkomponenten auswirken und in welche Speicher (Kälte-, Strom- oder Wärmespeicher) dabei vorrangig investiert werden sollte. Die Ergebnisse zeigen, dass das elektrische System wirtschaftlicher als das thermische System ist. Unter den gegebenen Annahmen ist der Einsatz eines elektrischen Speichers nicht wirtschaftlich, kann jedoch den solaren Deckungsanteil mit relativ geringen Mehrkosten signifikant erhöhen. Um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen, wenn ökologische Vorteile keine Rolle spielen, müssten sich die Kosten des Speichers gegenüber den Annahmen fast halbieren. Der Flächenbedarf beider Systeme unterscheidet sich bei einem gegeben solaren Deckungsgrad kaum. Der Einfluss von Wärme- und Elektrospeicher auf solaren Deckungsgrad und Kosten ist höher als der des Kältespeichers. Eine kleinere Dimensionierung weiterer Anlagenkomponenten ist möglich, wenn beide Speicher ausreichend groß berücksichtigt werden.

7.3 Verwertbarkeit der Ergebnisse

Mit dem Projekt oemof_heat wurde eine signifikante Verbesserung der Berechnungskompetenz und Softwarefunktionalität für sektorgekoppelte Energiesystemanalysen erzielt. Die im Projekt entstanden Software-Pakte stehen aufgrund des transparenten Open-Science-Ansatzes für die weitere Nutzung durch Wissenschaft und Wirtschaft zur Verfügung.

Durch die Open-Source-Entwicklung des Modellcodes und die Bereitstellung offen lizenzierter Datensätze ist der Übergang zu anderen Forschungsprojekten fließend. Die Wärmesystemkomponenten, die die Pakete oemof-thermal und DHNx bereitstellen, sind bereits jetzt schon Grundlage für Energiesystemanalysen und weitere Modellentwicklungen, die auf Basis des Modellframeworks oemof erfolgen. Wärmesystemkomponenten sind dabei ein wichtiger Baustein, da sektorgekoppelte Modelle mittlerweile Grundvoraussetzung in der Energieforschung sind. Neue Forschungsprojekte können den Fokus auf die Integration weiterer Sektoren legen. Forschungsprojekte, die die vom Projekt oemof_heat entwickelten Wärmesystemkomponenten in ihre Energiesystemmodelle einbinden, sind beispielsweise die Projekte GRECO und open_plan vom Reiner Lemoine Institut oder Projekte vom Deutschen Luft- und Raumfahrtzentrum in Oldenburg. Synergien bei der Entwicklung der Modelle zur Abbildung des Wärmenetzes, die mit dem Paket DHNx veröffentlicht wurden, sind bereits während des Projektzeitraums zum Institut artec Forschungszentrum Nachhaltigkeit der Universität Bremen entstanden. Verwendung finden die Modellkomponenten auch in einem projektübergreifenden Vorhaben am Reiner Lemoine Institut, dem Software-Paket oemof-B3, mit dem die Region Berlin-Brandenburg abgebildet wird und das Schnittstellen für eine Abbildung der gesamtdeutschen Energieversorgung beinhalten soll.

Die Beuth Hochschule konnte Förderungen durch die Heraeus und die Herz-Stiftung akquirieren, um das in Kapitel entwickelte Planspiel kostenfrei für Schülerinnen und Schüler anzubieten sowie das Planspiel auf ein digitales Format umzustellen. Durch die entwickelten Lehrkonzepte erfolgt mittels Open-Source-Strategie ein verbesserter Wissenstransfer im Bereich der Energiesystemmodellierung. So werden moderne Lehrkonzepte erprobt und die Qualifikation des wissenschaftlichen Nachwuchses gestärkt.

Der Open-Science-Ansatz ermöglicht es auch, Modelle und Daten in Entscheidungsprozesse von Energiewendeakteur:innen aus dem öffentlichen Sektor und der Wirtschaft einzubeziehen. Die im Projekt entwickelten Modelle können frei genutzt werden, um konkrete Fragen aus der Praxis zu bearbeiten. So können sie beispielsweise von Stadtwerken in die Bewertung verschiedener Technologien für die Wärmeversorgung von Quartieren oder von regionalen Akteur:innen in die Entwicklung von Energiekonzepten einbezogen werden. Der assoziierte Partner Naturstrom nutzt oemof für die Optimierung seines Quartierwärme-

versorgungssystems. Open-Source-Modelle spielen auch eine wichtige Rolle für die Entwicklung von Tools, die für die Kommunikation mit Bürger:innen eingesetzt werden können. Die Entwicklung von leicht verständlichen, übersichtlichen und einfach zu bedienenden Tools für Energiewende-Stakeholder wird derzeit im Projekt open_plan umgesetzt.

Die Aktivitäten des Projekts oemof_heat trugen außerdem zum Erhalt und weiteren Aufbau der oemof-Community bei. Die Open-Source-Strategie in der Energiesystemanalyse, die es durch Vermeidung redundanter Modelle und durch kollaborative Entwicklung verschiedener Forschungsinstitute ermöglicht, eine effizientere Forschung zu betreiben und den wissenschaftlichen Output zu steigern, kann mittlerweile als Common Sense betrachtet werden. Die oemof-Community war zu Projektbeginn noch deutlich kleiner und es war unklar, ob sie über die Gründungsinstitute hinauswachsen wird. Das Projekt oemof_heat hat wesentlich dazu beigetragen, die Nutzer:innenzahlen zu erhöhen und weitere Institutionen in die Zusammenarbeit zu integrieren. oemof konnte sich dadurch als anerkanntes Modellframework für die Energiesystemanalyse weiter etablieren.

8 Zusammenfassung

oemof ist ein Modellierungsframework für die Energiesystemanalyse, das kollaborativ unter einer Open-Source-Lizenz entwickelt wird. Um mit oemof Wärmesystemkomponenten und Auswirkungen von Sektorkopplung abbilden zu können, war es erforderlich, dass wichtige Prozesse des Wärmesektors in oemof konfiguriert werden können. Die Entwicklung dafür geeigneter Modellkomponenten und die Anwendung dieser für Fragestellungen der Wärmewende hat das Projekt oemof_heat geleistet.

Um dies zu erreichen, wurden die spezifischen Charakteristika des Wärmesektors wie z. B. unterschiedliche Temperaturniveaus, Temperaturabhängigkeiten und die Wärmeverteilung in Netzen für die Modellierung berücksichtigt. Hierzu wurden Lösungen entwickelt, die eine Integration der Komponenten in die oemof-spezifischen, linearen Modelle ermöglicht. Mit dieser Entwicklungsarbeit wurde oemof um die Software-Pakete oemof-thermal (thermische Energiesystemkomponenten als Erweiterung zur Bibliothek oemof-solph) und DHNx (Toolbox zur Optimierung und Simulation von Fernwärme- und Fernkältenetzen) ergänzt. Somit konnte der Funktionsumfang von oemof wesentlich erweitert werden, und die Anwendung auf neue, praxisrelevante Fragen wurde ermöglicht. Die neu entwickelten Software-Pakete sind ergänzt durch eine umfassende Dokumentation aller entwickelten Komponenten mit Anwendungsbeispielen. Die Entwicklungsarbeit wurde nach Möglichkeit durch eine Validierung der Komponenten abgesichert, deren Datenbasis verfügbar gemacht wurde.

Neben der Entwicklungsarbeit lieferte das Projekt oemof_heat inhaltliche Analysen von komplexen Fragestellungen. Diese wurden gebündelt in Detailanalysen von fünf komplexen Energiesystemen, die Wärmeanwendungen in Abstimmung mit den assoziierten Partner umfassend untersuchten. Daraus gingen Beiträge für wissenschaftliche Fachkonferenzen in den Themengebieten Flexible Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmenetze, Wärmespeicher, Solares Kühlen und

Meerwasserentsalzung hervor. Weiterhin wurden zahlreiche Daten der betrachteten Untersuchungen mit einer freien Lizenz verfügbar gemacht. Diese Daten dienen anderen Akteur:innen in der Energiesystemmodellierung als Grundlage für eigene Berechnungen oder als Vergleichsgrößen. Die Bereitstellung der Daten erfolgte auf der Open Energy Plattform (OEP). Mit der einheitlichen Lizenzierung und strukturierten Veröffentlichung von Szenariendaten auf der OEP wurden gängige Standards von Open Data umgesetzt.

Der Open-Source-Ansatz von oemof erlaubt die gemeinsame Entwicklung, die transparente Zusammenarbeit und den Austausch von Ergebnissen der Energiesystemmodellierung zwischen Akteur:innen aus unterschiedlichen Arbeitsgruppen und Organisationen. Hierdurch können die Berechnungen im Detail nachvollziehbar bleiben und es liegen keine Limitierungen durch Lizenzkosten vor. oemof lebt von der Zusammenarbeit von Entwickler:innen und Nutzer:innen über verschiedene Arbeitsgruppen hinweg. Während der intensiven Arbeit an der Weiterentwicklung des Frameworks konnte das oemof_heat-Team wichtige Beiträge in diese kollaborative Umgebung einbringen: Das Team hat sich regelmäßig an den oemof User- und Developer Meetings beteiligt und selbst das Treffen im Winter 2019 in Berlin organisiert. Ferner wurde der Entwicklungsprozess durch regelmäßige Beiträge und Reviews unterstützt.

Die Verbreitung von oemof wurde dabei besonders durch Tutorials und die Einbindung in neue Lehrformate gefördert. Zu diesem Zweck wurde ein Planspiel entwickelt, das ebenfalls frei lizenziert verfügbar gemacht wurde. Damit wird ein niederschwelliger Zugang zur komplexen Thematik der Energiesystemoptimierung ermöglicht und einer breiten Öffentlichkeit die Herausforderungen der Energiewende verdeutlicht. Die entwickelten Lehrkonzepte kommen neben der Beuth Hochschule bereits an mehreren weiteren Hochschulen zum Einsatz.

Die entwickelten Modellierungskomponenten werden von der gesamten oemof-Anwender-Community genutzt und dienen als Grundlage für weitere Entwicklungsschritte. Schließlich hat oemof_heat signifikant dazu beigetragen, die Anzahl der Nutzer:innen und -Entwickler:innen zu erhöhen. Dies ist eine wichtige Voraussetzung, um die langfristige Pflege der Software abzusichern.

Literatur

Bataineh, K. M. & Alrifai, S. (2015). Recent trends in solar thermal sorption cooling system technology. *Advances in Mechanical Engineering*, *7*(5), 1–20. https://doi.org/10.1177/1687814015586120

BDEW Bundesverband der Energie-und Wasserwirtschaft e.V. (2012). Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas.

Blesl, M. (2010). Raumwärmebedarf und Fernwärmepotenzial der Haushalte in Deutschland bis 2050. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, *60/8*, 2–5.

BMWi. (2015). Marktanalyse Tiefe Geothermie.

Bøhm, B., Ha, S.-k., Kim, W.-t., Kim, B.-k., Koljonen, T., Larsen, H. V., Lucht, M., Park, Y.-s., Sipilae, K., Wigbels, M. & Wistbacka, M. (2002). *Simple models for operational optimisation.*

Boysen, C., Kaldemeyer, C., Hilpert, S. & Tuschy, I. (2019). Integration of Flow Temperatures in Unit Commitment Models of Future District Heating Systems. *Energies*, *12*(6). https://doi.org/10.3390/en12061061

Brown, T., Schlachtberger, D., Kies, A. & Greiner, M. (2016). Sector Coupling in a Highly Renewable European Energy System. *15th Wind Integration Workshop.*

Bucher, I. S. K. (2014). *Geothermie* (Second edition). Springer-Verlag GmbH Berlin Heidelberg.

Bundesministerium für Umwelt, N. u. n. S. (2012). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global* (Techn. Ber.). Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2015). Energieeffizienzstrategie Gebäude. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebaeude.html

Bürger, V., Köhler, B., Engelmann, P. & Palzer, A. (2017). German Energiewende – different visions for a (nearly) climate neutral building sector in 2050. (July), 1271–1281.

Christidis, A., Mollenhauer, E., Tsatsaronis, G., Schuchardt, G. K., Holler, S., Böttger, D. & Bruckner, T. (2017). EnEff-Wärme : Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung.

Connolly, D., Lund, H. & Mathiesen, B. V. (2016). Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *60*, 1634–1653. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.02.025

Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V. & Leahy, M. (2011). The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland. *Applied Energy*, *88*(2), 502–507. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.03.006

Cooper, S. J., Hammond, G. P. & Norman, J. B. (2016). Potential for use of heat rejected from industry in district heating networks, GB perspective. *Journal of the Energy Institute*, *89*(1), 57–69. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.joei.2015.01.010

Cordes, T., Scheuren, J. & Schlatmann, R. (2018). Solares Kühlen im Oman - Optimierungspotential und Eignung verschiedener Konzepte. *1. Regenerative-Energietechnik-Konferenz (RET.Con)*. https://doi.org/ISBN978-3-940820-12-9

del Hoyo Arce, I., Herrero López, S., López Perez, S., Rämä, M., Klobut, K. & Febres, J. A. (2018). Models for fast modelling of district heating and cooling networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *82*(January 2017), 1863–1873. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.109

Deutsch, M. (2017). Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. (14.02.2017), 96. https://doi.org/107/01-S-2017/DE

Deutsche Energie-Agentur. (2018). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende* (Techn. Ber.). Berlin.

Dominković, D. F., Bačeković, I., Ćosić, B., Krajačić, G., Pukšec, T., Duić, N. & Markovska, N. (2016). Zero carbon energy system of South East Europe in 2050. *Applied Energy*, *184*, 1517–1528. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.046

Dumont, O., Carmo, C., Dickes, R., Emelines, G., Quoilin, S. & Lemort, V. (2016). Hot water tanks : How to select the optimal modelling approach? *CLIMA 2016, AAlborg*, (May).

EnEff:Wärme - Erhaltung der Marktfähigkeit hocheffizienter KWK-Anlagen mittels Einbindung von Umweltenergie. (n. d.).

Esch, T., Taubenböck, H., Geiß, C., Schillings, C., Nacht, M., Metz, A., Heldens, W. & Keil, M. (2011). Potenzialanalyse zum Aufbau von Wärmenetzen unter Auswertung siedlungsstruktureller Merkmale. *Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung im Bundeamt für Bauwesen und Raumordnung*, 116.

European Commission. (2018). Energy Efficiency in Buildings. Verfügbar 16. 06. 2018 unter https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/buildings

Eurostat. (2017). Energy use by businesses and households.

Fleiter, T., Steinbach, J. & Ragwitz, M. (2016). EUROPEAN COMMISSION DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY Directorate C. 2 – New energy technologies, innovation and clean coal.

FNR. (2019). *Bioenergy in Germany Facts and Figures 2019*.

Fuchs, M. & Müller, D. (2017). Automated Design and Model Generation for a District Heating Network from OpenStreetMap Data Marcus. *2*(1), 155–162. https://doi.org/10.1093/biolre/ioy009/4813327

Geothermisches Informationssystem. (2020). *Direktwärmenutzung aus vorhandenen und berechneten Werten in der Bundesrepublik Deutschland*. https://www.geotis.de/geotisapp/templates/heatsumstatistic.php

Gerhardt, N., Richts, C., Hochloff, P., Müller, T., Hilpert, J., Antoni, O. & Schulz, W. (2014). Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien, 124.

Gerhardt N, Sandau F, Schuhmacher P, Antoni O & Merkel K. (2015). Langfristige Perspektiven in der Sektorkopplung Strom-Wärme. *BWK*, *11*, 5.

Grosswindhager, S., Voigt, A. & Kozek, M. (2011). Efficient Physical Modelling of District Heating Networks. *Modelling and Simulation*, (2). https://doi.org/10.2316/P.2011.735-094

Hellwig, M. (2003). *Enwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile*. Technische Universität München.

Henning, H.-M. & Palzer, A. (2014a). A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies—Part I: Methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *30*, 1003–1018. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.012

Henning, H.-M. & Palzer, A. (2014b). A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies,ÄîPart I: Methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *30*, 1003–1018. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.012

Henning, H.-M., Palzer, A. & Fraunhofer. (2013). Energiesystem Deutschland 2050, 46.

Huang, L. & Zheng, R. (2018). Energy and Economic Performance of Solar Cooling Systems in the Hot-Summer and Cold-Winter Zone. *Buildings*, *8*(3), 37. https://doi.org/10.3390/buildings8030037

Jering, A., Klatt, A., Seven, J., Ehlers, K., Günther, J., Ostermeier, A. & Mönch, L. (2013). *Globale Landflächen und Biomasse* (A. Jering, Hrsg.). Umweltbundesamt.

Kleinbach, E., Beckman, W. & Klein, S. (1993). Performance study of one-dimensional models for stratified thermal storage tanks. *Solar Energy*, *50*(2), 155–166. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0038-092X(93)90087-5

Klemm, C. & Vennemann, P. (2021). Modeling and optimization of multi-energy systems in mixed-use districts: A review of existing methods and

approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *135*, 110206. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110206

Köhler, S. & Pels Leusden, C. (2014). Potenzialanalyse flexibilisierter KWK-Anlagen. *46. Kraftwerkstechnischen Kolloquium*.

Köhler, S., Pleißner, F., Franke, H., Launer, J. & Pels Leusden, C. (2019). Provision of cooling in Oman - a linear optimisation problem with special consideration of different storage options. *The 13th International Renewable Energy Storage Conference 2019 (IRES 2019)*.

Krajačić, G., Duić, N., Zmijarević, Z., Mathiesen, B. V., Vučinić, A. A. & Da Graa Carvalho, M. (2011). Planning for a 100% independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO2emissions reduction. *Applied Thermal Engineering*, *31*(13), 2073–2083. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.03.014

Küstenkraftwerk K.I.E.L (Stadtwerke Kiel). (n. d.).

Larsen, H. V., Bøhm, B. & Wigbels, M. (2004). A comparison of aggregated models for simulation and operational optimisation of district heating networks. *Energy Conversion and Management*, *45*(7-8), 1119–1139. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2003.08.006

Lashin, A. A.-A. N., D., C., Al Bassam, A., Rehman, S. & Pipan, M. (2015). Geothermal energy resources of Saudi Arabia: country update. *Proceedings World Geothermal Congress*.

Lorenzen, P. (2013). Das Wärmenetz als Speicher im Smart Grid : Betriebsführung eines Wärmenetzes in Kombination mit einem stromgeführten Heizkraftwerk. *Masterthesis*, 181.

Lund, H. & Mathiesen, B. V. (2009). Energy system analysis of 100% renewable energy systems-The case of Denmark in years 2030 and 2050. *Energy*, *34*(5), 524–531. https://doi.org/10.1016/j.energy.2008.04.003

Masatin, V., Latõšev, E. & Volkova, A. (2016). Evaluation Factor for District Heating Network Heat Loss with Respect to Network Geometry. *Energy Procedia*, *95*, 279–285. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.09.069

Mathiesen, B. V. (2013a). *Heat Roadmap Europe I* (Techn. Ber.).

Mathiesen, B. V. (2013b). *Heat Roadmap Europe II* (Techn. Ber.).

Mathiesen, B. V., Lund, H., Connolly, D., Wenzel, H., Ostergaard, P. A., Möller, B., Nielsen, S., Ridjan, I., KarnOe, P., Sperling, K. & Hvelplund, F. K. (2015). Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions. *Applied Energy*, *145*, 139–154. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.075

Mathiesen, B. V., Lund, H., Hansen, K. & Ridjan, I. (2015). *IDA's Energy Vision 2050: A Smart Energy System strategy for 100% renewable Denmark*.

Mollenhauer, E. & Christidis, A. (2017). Increasing the Flexibility of Combined Heat and Power Plants With Heat Pumps and Thermal Energy Storage. *Journal of Energy Resources Technology*, *140*. https://doi.org/10.1115/1.4038461

Mollenhauer, E., Christidis, A. & Tsatsaronis, G. (2016). Evaluation of an energy- and exergy-based generic modeling approach of combined heat and power plants. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, *7*(2), 167–176. https://doi.org/10.1007/s40095-016-0204-6

Morrison, G. & Braun, J. (1985). System modeling and operation characteristics of thermosyphon solar water heaters. *Solar Energy*, *34*(4), 389–405. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0038-092X(85)90051-9

Müller, U. P., Schachler, B., Bunke, W.-D., Bartels, J., Glauer, M., Büttner, C., Günther, S., Kötter, I., Editha Cußmann, Hülk, L., Scharf, M., Mossakowski, T. & Wendiggensen, J. (2019). *Netzebenenübergreifendes Planungsinstrument - zur Bestimmung des optimalen Netz- und Speicherausbaus in Deutschland - integriert in einer OpenEnergyPlatform: open$_e$Go* (Techn. Ber.). Zentrum für Nachhaltige Energiesysteme. Flensburg, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES), Hochschule Flensburg - University of Applied Sciences. https://doi.org/10.2314/KXP:1676027963

Naegler, T., Simon, S., Klein, M. & Gils, H. C. (2015). Quantification of the European industrial heat demand by branch and temperature level. *International journal of energy research*, *39*(October2015), 2019–2030. https://doi.org/10.1002/er

Nussbaumer, T. & Thalmann, S. (2017). Dimensionierung von Fernwärmenetzen. *BWK*, *69*(1/2), 49–53.

Omu, A., Hsieh, S. & Orehounig, K. (2016). Mixed integer linear programming for the design of solar thermal energy systems with short-term storage. *Applied Energy*, *180*, 313–326. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.055

Ostergaard, P., Mathiesen, B. V., Möller, B. & Lund, H. (2010). A renewable energy scenario for Aalborg Municipality based on low-temperature geothermal heat, wind power and biomass. *Energy*, *35*(12), 4892–4901. https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.08.041

Pálsson, H., Larsen, H., Ravn, H., Bohm, B. & Zhou, J. (1999). Equivalent models of district heating systems. *Proceedings of the 7th International Symposium on District Heating and Cooling*.

Palzer, A. & Henning, H. M. (2014). A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy technologies - Part II: Results. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *30*, 1019–1034. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.032

Pels Leusden, C. & Köhler, S. (2013). Provision of balancing power and storage capacity by flexible CHP systems. *8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013)*, 1–10.

Persson, U. & Werner, S. (2011). Heat distribution and the future competitiveness of district heating. *Applied Energy*, *88*(3), 568–576. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.09.020

Pleißner, F., Francke, H., Köhler, S., Launer, J. & Leusden, C. P. (2019). Lineare Optimierung eines Systems zur solaren Kühlung unter besonderer Berücksichtigung unterschiedlicher Speicherkonzepte – ein Fall für oemof ! *2. Regenerative-Energietechnik-Konferenz (RET.Con)*.

Powell, K. M. & Edgar, T. F. (2013). An adaptive-grid model for dynamic simulation of thermocline thermal energy storage systems. *Energy Conversion and Management*, *76*, 865–873. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.08.043

Quaschning, V. (2016). *Sektorkopplung durch die Energiewende* (Techn. Ber.).

Ritzau, M., Langrock, T. & Michels, A. (2019). *Machbarkeitsstudie - Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030* (Techn. Ber.). B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH.

Sandau, F., Pape, A., Gerhardt, N., Hahn, H., Schumacher, P., Sager-Klauss, C., Bergk, F., Kämper, C., Knörr, W., Kräck, J., Lambrecht, U., Antoni, O., Hilpert, J., Merkel, K. & Müller, T. (2015). *INTERAKTION EE-STROM, WÄRME UND VERKEHR*. https://doi.org/10.13140/RG.2.1.4482.4087

Schachler, B., Petrick, R., Günther, S., Hülk, L., Kötter, E., Haas, S. H., Hofmann, C., Geyer, B. & Mossakowski, T. (2020). *Erarbeitung eines auf die Energiesystemmodellierung abgestimmten 15-jährigen Wetterdatensatzes für Deutschland sowie einer darauf aufbauenden offenen Community-Software zur Berechnung von Zeitreihen der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien: Abschlussbericht: open$_F$RED* (Techn. Ber.). Reiner Lemoine Institut, Helmholtz-Zentrum Geesthacht, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg. Berlin, Reiner Lemoine Institut. https://doi.org/10.2314/KXP:1737682095

Schmeling, L., Schönfeldt, P., Klement, P., Wehkamp, S., Hanke, B. & Agert, C. (2020). Development of a Decision-Making Framework for Distributed Energy Systems in a German District. *Energies*, *13*(3). https://doi.org/10.3390/en13030552

Schütz, T., Streblow, R. & Müller, D. (2015). A comparison of thermal energy storage models for building energy system optimization. *Energy and Buildings*, *93*, 23–31. https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.02.031

Stadtwerke Flensburg. (2019). District heating network data for the city of Flensburg from 2014-2016.

Steen, D., Stadler, M., Cardoso, G., Groissböck, M., DeForest, N. & Marnay, C. (2015). Modeling of thermal storage systems in MILP distributed energy resource models. *Applied Energy*, *137*, 782–792. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.036

Talebi, B., Mirzaei, P. A., Bastani, A. & Haghighat, F. (2016). A Review of District Heating Systems: Modeling and Optimization. *Frontiers in Built Environment*, *2*(October), 1–14. https://doi.org/10.3389/fbuil.2016.00022

Thalmann, S., Nussbaumer, T., Good, J. & Jenni, A. (2013). Analyse Und Optimierung Von Fernwärmenetzen. *Schlussbereicht*, (November), 205.

Thalmann, S., Nussbaumer, T., Jenni, A. & Gmbh, A. (2016). Umsetzung Optimierungsmassnahmen Fernwärme.

Trier, D. (2015). Towards Solar District Heating with More than 70% Solar Fraction. *Energy Procedia*, *70*, 580–586. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.02.163

Umweltbundesamt. (2020a). Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme.

Umweltbundesamt. (2020b). Wärmeverbrauch und -erzeugung nach Sektoren.

Universität Kassel Fachgebiet Solar- und Anlagentechnik. (2020). Solare Prozesswärme.

Unrau, C. M. (2017). Numerical Investigation of One-Dimensional Storage Tank Models and the Development of Analytical Modelling Techniques.

Uribarri, P. M. Á. D., Eicker, U. & Robinson, D. (2017). Energy performance of decentralized solar thermal feed-in to district heating networks. *Energy Procedia*, *116*, 285–296. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.075

Valdimarsson, P. (2014). District Heat Distribution Networks.

VDE. (2015). *Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050* (Techn. Ber.).

Verenum. (2019). QM Fernwärme. Verfügbar 17. 06. 2019 unter http://www.verenum.ch/Planungshandbuch%7B%5C_%7DQMFW.html

Wallerand, A. S., Selviaridis, A., Ashouri, A. & Maréchal, F. (2016). Targeting Optimal Design and Operation of Solar Heated Industrial Processes: A MILP Formulation. *Energy Procedia*, *91*, 668–680. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.06.229

Weber, J., Born, H. & Moeck, I. (2019). Geothermal Energy Use, Country Update for Germany 2016 - 2018.

Wenzl, H. (2018). Die dominierende Rolle bivalenter Power-to-Heat-Anlagen im zukünftigen Energieversorgungssystem.

Winterscheid, C., Holler, S. & Dalenbäck, J.-O. (2017). Integration of solar thermal systems into existing district heating systems. *Energy Procedia*, *116*, 158–169. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.064

Wolf, J., Pels Leusden, C., Köhler, S. & Launer, J. (2019a). Flexibilisierung von KWK-Anlagen für wachsende Herausforderungen einer sicheren Strom- und Wärmeversorgung. *2. Regenerative Energietechnik Konferenz (RET.Con)*.

Wolf, J., Pels Leusden, C., Köhler, S. & Launer, J. (2019b). Optimization of Extended CHP Plants with Energy Storages — an Open-Source Approach. *The 13th International Renewable Energy Storage Conference 2019 (IRES 2019)*, 145–152.

Zurigat, Y. H., Maloney, K. J. & Ghajar, A. J. (1989). A comparison study of one-dimensional models for stratified thermal storage tanks. *Journal of Solar Energy Engineering; (USA)*, *111:3*. https://doi.org/10.1115/1.3268308

REINER LEMOINE INSTITUT

BEUTH HOCHSCHULE FÜR TECHNIK BERLIN
University of Applied Sciences

License

Except where otherwise noted, this work and its content (texts and illustrations) are licensed under the Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)
See license text for further information.

Please quote as:

"oemof_heat Abschlussbericht"
© Reiner Lemoine Institut
© Beuth Hochschule für Technik Berlin | CC BY 4.0

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages