



TECHNISCHE UNIVERSITÄT
CHEMNITZ

Technische Universität Chemnitz

Masterthesis:

„Klimaneutrale und teilautarke

Energieversorgung der Stadt Chemnitz“

Bearbeitung durch:

Mika Ede Eckhardt

Matrikelnummer: [REDACTED]

M. Sc. Regenerative Energietechnik

Technische Universität Chemnitz

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Professur für Energie- und Hochspannungstechnik

[REDACTED]

[REDACTED]

Bearbeitungszeitraum:

02.11.2022 – 31.03.2023

Betreuung: Dr.-Ing. Jens Teuscher

M. Sc. Benjamin Jacobsen

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	III
Abbildungsverzeichnis.....	IV
1 Einführung.....	1
1.1 Motivation und Zielstellung.....	1
1.2 Aufbau	3
2 Forschungsstand.....	4
2.1 Klimaneutrale Energieversorgung	4
2.1.1 Stromversorgung.....	4
2.1.2 Wärmeversorgung.....	6
2.1.3 Autarke Energieversorgung	7
2.2 Energiesystemmodellierung	9
2.2.1 Grundlagen	10
2.2.2 Modellierungsframeworks.....	12
3 Modellierung des Chemnitzer Energiesystems.....	14
3.1 Aufbau eines Energiesystemmodells für Chemnitz	14
3.2 Erstellung von Zeitreihen für Einspeisung und Last.....	18
3.2.1 Verfügbarkeit der volatilen erneuerbaren Energiequellen.....	19
3.2.2 Stromlastgang	20
3.2.3 Fernwärmelastgang	26
4 Ergebnisse.....	29
4.1 Erzeugerpark	29
4.2 Speicherpark	32
4.3 Lastgang.....	34
5 Diskussion.....	41
5.1 Analyse der Erzeuger- und Speicherparks	41



5.2	Vergleich der Systemkosten	43
5.3	Grenzen der Modellierung	46
5.4	Diskussion der Autarkieanforderung	48
5.5	Ausblick	49
6	Fazit	53
7	Literaturverzeichnis	56

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung *Bezeichnung*

CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance (Arbeitszahl einer Wärmepumpe)
DSM	Demand-Side-Management (Lastmanagement)
GWh	Gigawattstunden
GWP	Großwärmepumpe
H ₂	Wasserstoff
HKW	Heizkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOH	Levelized Cost of Heat (Wärmegestehungskosten)
PtH	Power-to-Heat
p.U.	Per Unit (Bezogene Größe)
PV	Photovoltaik
PyPSA	Python for Power System Analysis (Modellierungsframework)
SOC	State of Charge (Ladezustand)
VRE	Variable Renewable Energies (Variable/volatile erneuerbare Energien)
WtE	Waste-to-Energy
WtH	Waste-to-Heat

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erforderliche Speicherkapazität in zwei Beispielregionen in Abhängigkeit des geforderten Autarkiegrads [23]	9
Abbildung 2: Schematische Darstellung a) des Simplex-Verfahrens und b) der Inneren-Punkt-Methode zur Lösung eines Optimierungsproblems mit dem Ziel der Minimierung der Aktivität x [27].....	11
Abbildung 3: Schematische Darstellung des grundlegenden Modellierungselemente eines Energiesystems im PyPSA-Framework [30].....	13
Abbildung 4: Grundlegender Aufbau des Modells zur Abbildung der klimaneutralen Energieversorgung der Stadt Chemnitz.....	18
Abbildung 5: Verfügbarkeitszeitreihen für Wind, PV und Solarthermie in 500 Stunden des betrachteten Wetterjahres.....	20
Abbildung 6: Modellierter Stromlastgang der Stadt Chemnitz über einen ausgewählten Zeitraum von 120 Stunden	26
Abbildung 7: Modellierter Fernwärmelastgang der Stadt Chemnitz über ein Jahr	28
Abbildung 8: Ergebnisse der Optimierung ohne Betrachtung des Fernwärmesektors: a) installierte Erzeugungsleistung und b) erzeugte Mengen elektrischer Energie nach Quelle ..	31
Abbildung 9: Ergebnisse der Optimierung mit Betrachtung des Fernwärmesektors: a) installierte Erzeugungsleistung, b) erzeugte Mengen elektrischer Energie und c) erzeugte Fernwärmemengen nach Quelle	32
Abbildung 10: Ergebnisse der Optimierung ohne Betrachtung des Fernwärmesektors: Verlauf des Speicherstands von H ₂ - und Batteriespeicher.....	33
Abbildung 11: Ergebnisse der Optimierung mit Betrachtung des Fernwärmesektors: Verlauf des Speicherstands von H ₂ - und Wärmespeicher sowie Batteriespeicher	34
Abbildung 12: Stromlastgang und entsprechende Erzeugung im Szenario ohne Betrachtung des Fernwärmesektors in 1000 Stunden im a) Winter und b) Sommer des betrachteten Jahres	36
Abbildung 13: Stromlastgang und entsprechende Erzeugung im Szenario mit Betrachtung des Fernwärmesektors in 1000 Stunden im a) Winter und b) Sommer des betrachteten Jahres ..	38
Abbildung 14: Fernwärmelastgang und entsprechende Erzeugung in 1000 Stunden im a) Winter und b) Sommer des betrachteten Jahres.....	40



Abbildung 15: Die Systemkosten des optimierten Systems, aufgeteilt nach Kostenquelle, für das Szenario a) ohne und b) mit Betrachtung des Fernwärmesektors..... 45

Abbildung 16: Erzeugte Wärmemenge, Jahresarbeitszahl, installierte Leistung und Wärmegestehungskosten der Großwärmepumpe in Abhängigkeit der minimalen Betriebstemperatur 51

1 Einführung

Um die Intensität der Klimakrise zu minimieren, müssen die globalen Treibhausgasemissionen schnell und umfassend reduziert werden. Auch einzelne Städte wie Chemnitz müssen einen Plan erstellen, wie sie ihre Emissionen senken. Eine entscheidende Rolle spielt dabei der Energiesektor, welcher zurzeit in Deutschland für rund 30% der Treibhausgasemissionen verantwortlich ist [1]. In dieser Arbeit wird untersucht, wie die Energieversorgung von Chemnitz klimaneutral gestaltet werden kann. Dazu zählt die Bereitstellung von Strom und Fernwärme; die direkten Emissionen aus den Sektoren Mobilität, Haushalte, Industrie und Landwirtschaft werden nicht betrachtet. Jedoch ergibt sich durch die Sektorenkopplung ein erheblicher Zusammenhang zwischen dem Strombedarf und dem Energiebedarf für Mobilität und Raumwärme, da in diesen Sektoren mit einer erheblichen Zunahme elektrischer Systeme zu rechnen ist [1]. Somit findet eine indirekte Berücksichtigung dieser Sektoren durch die Betrachtung der zusätzlichen elektrischen Last statt.

Die Stadt Chemnitz liegt in dieser Arbeit dabei als Beispielstadt im Fokus, da es zum einen im Interesse von Städten bzw. den lokalen Energieversorgern ist, ihre Energieversorgung langfristig sicherzustellen, wozu eine vorausschauende Planung erforderlich ist. Zum anderen wird angenommen, dass Chemnitz als eine sogenannte Energiezelle betrachtet werden kann, also eine Einheit in einem Zellularen Energieversorgungssystem [2], die sich weitgehend autark versorgt.

Die Herausforderung beim Entwurf eines solchen klimaneutralen Energieversorgungssystem ist die Volatilität der skalierbar zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energiequellen Windkraft und Photovoltaik (PV). Daher müssen für ein solches System deutlich höhere Erzeugungs- und Speicherkapazitäten errichtet werden als für konventionelle Energiesysteme. [1] Die Ausgestaltung dieser Kapazitäten ist insbesondere vom angestrebten Autarkiegrad abhängig und steigt mit den letzten Prozentpunkten stark an [3].

1.1 Motivation und Zielstellung

Das übergeordnete Ziel dieser Arbeit ist es, ein genaueres Bild davon zu erlangen, welche Erzeugungs- und Speicherkapazitäten für die klimaneutrale Energieversorgung von Chemnitz in Abhängigkeit eines geforderten Autarkiegrads nötig sind. Dies ermöglicht eine frühzeitige und vorrausschauende Planung bei der Errichtung und Auslegung neuer Anlagen. Denn zurzeit

ist der Zielzustand des Chemnitzer Energiesystems nicht bekannt, weshalb beispielsweise die Ausbaugeschwindigkeit von Windkraft- und PV-Anlagen nicht an diesem gemessen und eingeordnet werden kann.

Weiterhin kann durch die Analyse einer teillautarken Energieversorgung beurteilt werden, inwieweit durch den Ausbau der dezentralen erneuerbaren Energien die Abhängigkeit der Stadt Chemnitz von Energieimporten und von der Lage am Weltmarkt verringert werden kann.

Zu diesen Zwecken werden verschiedene Erzeuger- und Speicherparcs modelliert, mit denen sowohl der Strombedarf als auch die Fernwärmelast zu jedem Zeitpunkt eines Jahres kostenoptimal gedeckt werden können. Dabei werden zwei Szenarien unterschieden: Zunächst wird nur der Stromsektor und alle zur Lastdeckung in diesem Sektor benötigten Anlagen betrachtet. Dann wird auch der Fernwärmesektor in die Modellierung einbezogen, um den damit einhergehenden veränderten Anlagenbedarf zu erörtern und mögliche Synergien zu identifizieren. Die Erzeugerparcs orientieren sich an den bisherigen Plänen des lokalen Energieversorgers für Chemnitz und weiteren ortsspezifischen Randbedingungen. So soll z.B. ein geplantes Müllheizkraftwerk berücksichtigt und Flusswärmepumpen aufgrund der Nichtverfügbarkeit geeigneter Gewässer ausgeschlossen werden. [4] Eine Minimierung der Betriebs- und Investitionskosten des modellierten Energiesystems wird dabei als Optimierungsziel gewählt. So kann sichergestellt werden, dass die optimalen Kapazitäten nicht übermäßig durch exogene Vorgaben beschränkt werden müssen, um keine unrealistischen Werte anzunehmen: Würde die Optimierung beispielsweise auf möglichst niedrige Speicherkapazitäten abzielen, so hätte das einen enormen Ausbau der variablen Erzeugungskapazitäten zur Folge, damit diese auch im niedrigen Teillastbetrieb lastdeckend arbeiten können.

Die getrennte Analyse von Erzeugungs- und Speicherpark ohne bzw. mit Berücksichtigung des Fernwärmesektors ermöglicht die Untersuchung, ob und wie Synergien zwischen den beiden Sektoren genutzt werden können. So kann erläutert werden, ob die notwendigen Überkapazitäten und Speicherbedarfe für die (teil-)autarke Stromversorgung eines abgegrenzten Systems verringert werden können, wenn zusätzliche Flexibilitäten bei der Energieerzeugung und beim Verbrauch zur Verfügung stehen.

Weiterhin bietet die Modellierung die Möglichkeit durch Sensitivitätsanalysen entscheidende Zusammenhänge frühzeitig zu identifizieren und Prioritäten zu setzen. So können mögliche Zielkonflikte bei der Umsetzung der Energiewende in Chemnitz identifiziert werden oder Mindestausbaumengen unter Unsicherheiten bestimmt werden.

1.2 Aufbau

In Kapitel 2 wird zunächst der Forschungsstand, der für diese Arbeit relevanten Themengebiete, beleuchtet. Neben der Darstellung des Forschungsstands zur (teil-)autarken und klimaneutralen Energieversorgung regionaler Einheiten liegt der Fokus hierbei auf der Energiesystemmodellierung.

Die zu Grunde liegenden energietechnischen und -wirtschaftlichen Annahmen werden zusammen mit dem Aufbau des Modells in Kapitel 3 erläutert. Die Modellierung orientiert sich dabei an der Struktur, die das gewählte Framework „*Python for Power System Analysis*“ („PyPSA“) [5] vorgibt. Dazu sind fest definierte Lastgänge und Verfügbarkeiten der variablen erneuerbaren Energien („VRE“) für den betrachteten Zeitraum erforderlich. Die Erstellung dieser und die dabei zu Grunde liegenden Annahmen werden in Kapitel 3.2.2 erläutert.

Anschließend werden die Ergebnisse der Modellierung in Kapitel 4 dargestellt. Dabei werden zwei Szenarien betrachtet: Die Optimierung jeweils ohne und mit Berücksichtigung des Fernwärmesektors. Diese werden wiederum in Kapitel 5 diskutiert und eingeordnet, um so die in der Anfangs definierten Ziele zu erörtern. Zuletzt werden in Kapitel 5.3 bis 5.5 die Grenzen und weiterführenden Möglichkeiten des erstellten Modells diskutiert.

2 Forschungsstand

Die vorliegende Masterarbeit beschäftigt sich mit der klimaneutralen und teillautarken Energieversorgung einer Beispielsstadt. Um eine solche zu entwerfen, wird die Methode der Energiesystemmodellierung angewandt. Daher umfasst die nachfolgende Literaturanalyse jene Themengebiete: In Kapitel 2.1 wird der aktuelle Forschungsstand zu den Möglichkeiten einer klimaneutralen Energieversorgung in Deutschland erörtert. Dabei werden zunächst der Strom- und der Wärmesektor betrachtet, bevor die Forschungen und spezifischen Herausforderungen einer autarken Energieversorgung erläutert werden. In Kapitel 2.2 wird die Methode der Energiesystemmodellierung erläutert, zunächst mit Blick auf die zu Grunde liegende Mathematik und Möglichkeiten. Außerdem wird die Rolle von Modellierungsframeworks vorgestellt, insbesondere mit Blick auf das hier verwendete Tool *Python for Power System Analysis (PyPSA)*

2.1 Klimaneutrale Energieversorgung

Das Feld der klimaneutralen Energieversorgung, bzw. der Energieversorgung mit 100% erneuerbaren Energien, ist ein prominentes Themengebiet in der weltweiten Forschung [6]. Die Machbarkeit einer solchen, auch mit vergleichsweise geringen Kosten, wurde dabei Vielfach nachgewiesen [6]. Für Deutschland gibt es fünf große Studien [7], deren Ergebnisse oft als Annahmen in diese Arbeit einfließen. Eine Gemeinsamkeit, die in nahezu allen Arbeiten zu diesem Themenfeld zu finden ist, ist die Sektorenkopplung: Die Dekarbonisierung der Sektoren Verkehr, Industrie und Wärme durch die Elektrifizierung von Prozessen und Anwendungen sorgt dafür, dass der Energiesektor (Strom- und Fernwärme) nicht mehr alleinstehend betrachtet werden kann [8]. Unterschiede finden sich vor allem im Grad der Elektrifizierung und der verfügbaren Menge an Energieimporten [7].

2.1.1 Stromversorgung

Zur Verwirklichung einer klimaneutralen Stromversorgung stehen in Deutschland verschiedene erneuerbare Quellen zur Verfügung. Für die meisten dieser Quellen, z.B.

Wasserkraft, Biomasse (fest, flüssig oder gasförmig), Abfall oder Deponie-/Klärgas, sind die verfügbaren Ausbaupotenziale jedoch sehr begrenzt. Lediglich die variablen erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik können vergleichsweise einfach hochskaliert werden [1]. Daher sehen alle Klimaneutralitätsszenarien einen erheblichen Ausbau von Windkraftanlagen, sowohl an Land als auch auf See, und von PV-Anlagen vor [7]. Die notwendigen Ausbaumengen hängen dabei vor allem von den Prognosen zur Entwicklung des Wasserstoff- und Strombedarfs ab, welcher wiederum stark durch den Grad der Sektorenkopplung beeinflusst wird [8].

Aufgrund der schwankenden Erzeugungsleistung von Wind und PV treten in einem System mit hohem VRE-Anteil häufig Überschüsse und Defizite auf. Diese können durch flexible Erzeuger, aber auch durch flexible Lasten (z.B. Elektromobilität, Elektrolyseure, Industrieprozesse) in Teilen kompensiert werden.[1] Um die Last zu jedem Zeitpunkt zu decken, werden darüber hinaus aber auch Speicher benötigt [7]. Hier wird zwischen Kurz- und Langzeitspeichern unterschieden: Erstere decken kurzfristige Schwankungen von wenigen Stunden bis Tagen ab und werden meist durch Batterien und Pumpspeicherkraftwerke ermöglicht. Zweitere decken längere Schwankungen von mehreren Tagen bis Wochen ab [3]. Dies kann durch Wasserstoff bzw. dessen Derivate realisiert werden: Stromüberschüsse werden in Elektrolyseuren zur Herstellung von Wasserstoff verwendet, welcher dann entweder direkt gespeichert oder zunächst umgewandelt (z.B. in synthetisches Methan) wird und bei Bedarf wieder verstromt werden kann. [9] Die Dimensionierung dieser Speicher (und der dazugehörigen Anlagen zur Wasserstoffherzeugung und -verstromung), sowie die Möglichkeit zum Import von Wasserstoff oder anderen grünen Gasen, spielt bei der Beherrschung der sogenannten Dunkelflaute [10] eine zentrale Rolle: Bei einer langanhaltenden Periode mit niedriger VRE-Erzeugung ist die Vorhaltung ausreichend gesicherter Leistung und entsprechender Energieträger elementar, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. [11] Viele Studien sehen hierfür einen hohen Bedarf an thermischen Kraftwerken vor, um in einer kalten Dunkelflaute auch den zeitgleich hohen Wärmebedarf bedienen zu können [10, 11]. Weiterhin kann durch den Ausbau von Interkonnektoren für Stromimporte sowie durch die weiteren erneuerbaren Energien neben Wind und PV und auch durch die Flexibilisierung von Biogaskraftwerken der nötige Speicherbedarf reduziert werden [10].

2.1.2 Wärmeversorgung

Während im deutschen Stromsektor bereits heute rund die Hälfte der erzeugten Energie aus erneuerbaren Quellen stammt, sind es im Wärmesektor nur rund 15 % [12]. Mit einem Endenergiebedarf von rund 2.400 TWh/a weist er jedoch den höchsten Bedarf aller Sektoren auf. Auf dem Weg zur Klimaneutralität spielt daher in diesem Sektor, neben der Integration von erneuerbaren Energien, insbesondere die Effizienzsteigerung durch Sanierungsmaßnahmen eine entscheidende Rolle. [12]

Um die zukünftig geringere Wärmenachfrage klimaneutral zu decken, kommen insbesondere zwei zentrale Technologien in Frage: Wärmepumpen und Wärmenetze. In einzelnen Szenarien werden auch kleinere Mengen Biomasse oder Wasserstoff im Wärmesektor erwartet, ebenso wie die Solarthermie, welcher aber aufgrund ihrer Volatilität nicht als alleinige Wärmequelle in Frage kommt. [1, 8] Während die weitreichende Elektrifizierung des Wärmesektors in der Industrie häufig skeptisch betrachtet wird, kommen quasi alle unabhängigen Untersuchungen zu dem Schluss, dass diese unvermeidbar ist und Wasserstoff nicht zur großflächigen Nutzung im Gebäudesektor eingesetzt werden sollte [13].

In der dezentralen Wärmeerzeugung werden in Zukunft also größtenteils Wärmepumpen zum Einsatz kommen. Diese machen mit Hilfe von Strom Umgebungswärme für Heizzwecke nutzbar und werden daher nach Art der Wärmequelle unterschieden: Luftwärmepumpen nutzen die Umgebungsluft, wodurch deren Effizienz und maximale Leistung stark mit der Außentemperatur schwankt. Erd- bzw. Solewärmepumpen nutzen tiefe bzw. oberflächennahe Erdwärme, wodurch die Außentemperaturabhängigkeit stark reduziert wird. Bei allen Wärmepumpensystemen ist die Effizienz zusätzlich von der erforderlichen Vorlauftemperatur abhängig. [14]

Für den Erzeugungsmix in Wärmenetzen weisen die verschiedenen Zukunftsszenarien zum Teil signifikante Unterschiede auf. Allen gemeinsam ist aber eine deutlich größere Diversifizierung der eingesetzten Energiequellen. Großwärmepumpen leisten in allen Szenarien einen großen Beitrag, aber auch direktelektrische Wärmeerzeuger (Power-to-Heat, PtH) kommen hier zum Einsatz. Auch hier kommt die Solarthermie als Quelle in Frage, jedoch lediglich im einstelligen Prozentbereich. Für die Biomasse gehen die Prognosen mit 3 % bis 33 % der Erzeugung hingegen deutlich weiter auseinander, wobei im Mittel ein etwa gleichbleibendes Niveau erwartet wird. Eine weitere potenzielle erneuerbare Wärmequelle ist die tiefe Geothermie. Deren (wirtschaftliche) Verfügbarkeit hängt allerdings sehr stark von den

lokalen Begebenheiten ab und ist nur in bestimmten Regionen in Deutschland gegeben [15]. Andere Quellen wie industrielle Abwärme oder Müllheizkraftwerke können ebenso zum Einsatz kommen, wenn sie vor Ort zur Verfügung stehen. Insgesamt werden hier in den meisten Szenarien allerdings nur vergleichsweise kleine Wärmemengen prognostiziert. Bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff herrscht in den meisten Szenarien Einigkeit, dass dieser auch für die Fernwärmeerzeugung eingesetzt wird. Die flexiblen Eigenschaften eines Heiz(kraft-)werks mit gasförmigem Brennstoff werden benötigt, um an besonders kalten Tagen mit wenig VRE-Erzeugung mindestens die Spitzenlast zu decken. [1, 7, 8, 16, 17]

Wie im Stromnetz können auch im Fernwärmenetz Speicher eingesetzt werden, um zeitliche Verschiebungen von Erzeugung zu Verbrauch zu ermöglichen. Diese können entweder nach dem eingesetzten Speicherprinzip (sensibel, latent oder thermochemisch) oder nach der Speicherdauer (kurzzeitig oder saisonal) unterschieden werden [18]. In deutschen Fernwärmenetzen kommen heute nahezu nur sensible Kurzzeitspeicher zum Einsatz [19]. Zur saisonalen Speicherung in großen Netzen werden sehr große Speicherkapazitäten benötigt, weshalb hierfür der Einsatz sogenannter Aquiferspeicher erforscht wird. Hierbei wird das Speichermedium (meist Wasser) in geeigneten Gesteinsschichten im Untergrund verpresst und bei Bedarf wieder hochgepumpt. [15]

2.1.3 Autarke Energieversorgung

Ein Energieversorgungssystem kann als autark bezeichnet werden, wenn die Erzeugung der im System benötigten Energie (nahezu) vollständig innerhalb der Grenzen eben jenes Systems erfolgt. Eine genaue Definition für Energieautarkie existiert jedoch nicht, stattdessen können verschiedene Konzepte unterschieden werden: Unter „bilanzieller Autarkie“ wird ein System verstanden, in welchem die gesamte Energieerzeugung über einen bestimmten Zeitraum (meist ein Jahr) mindestens dem Verbrauch entspricht. Bei der „realen Autarkie“ muss hingegen die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt die Last decken können. [3] Reale Autarkie, auch als „lastgerechte Autarkie“ bezeichnet, ist daher deutlich schwieriger zu verwirklichen, da kein „offsetting“ von Erzeugungsüberschüssen möglich ist [3, 20].

Das Streben nach Energieautarkie auf verschiedenen Ebenen wird durch den vermehrten Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien ermöglicht und befördert: Auf Haushaltsebene ist beispielsweise eine deutliche Zunahme bei den Installationen von PV-Speicher-Systemen zu beobachten [3]. Aber auch auf größerer Ebene kann Energieautarkie Vorteile bringen: Im Zuge

der Energiekrise infolge des Kriegs in der Ukraine zeigt sich, dass die Abhängigkeit von Energieimporten das europäische Energiesystem sehr anfällig für den Ausfall eines einzelnen Lieferanten macht [21].

Bisherige Forschungsprojekte zu Energieautarkie haben dabei oft lediglich den Stromsektor im Blick und vernachlässigen dadurch die Herausforderungen und Potentiale, die sich durch die Sektorenkopplung ergeben [3]. Bei der Betrachtung zukünftiger klimaneutraler Systeme ist dies jedoch elementar, um die sektorspezifischen Speicherkapazitäten und Flexibilitäten nutzen zu können. So können Stromüberschüsse in einem autarken System beispielsweise im Wärmesektor genutzt oder gespeichert werden, anstatt Erzeugungsspitzen abzuregeln. [3]

Zur Verwirklichung eines solchen Systems stehen grundsätzlich die in den vorangehenden Kapiteln beschriebenen Technologien zur Verfügung, wobei einige jedoch zum Teil durch lokale Einschränkungen ausgeschlossen werden müssen. So ist beispielsweise die Nutzung von tiefer Geothermie oder Aquiferspeichern nur dann wirtschaftlich möglich, wenn die geologischen Bedingungen vor Ort günstig sind [15]. Einige Untersuchungen zu sogenannten „Bioenergiedörfern“ gehen von Biomasse als zentralen Energieträger für regionale Energiesysteme aus [22]. Aufgrund des hohen Flächenbedarfs dieses Energieträgers und der damit einhergehenden begrenzten Verfügbarkeit sehen moderne Arbeiten hierfür stattdessen häufiger die skalierbaren erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik an zentraler Stelle [3, 8]. Folglich sind in autarken Energiesystemen ebenso Speicher nötig, um deren schwankende Erzeugung auszugleichen. Durch den Fokus auf ein abgegrenztes Teilgebiet treten keine räumlichen Ausgleichseffekte auf, d.h. die Erzeugungsschwankungen sind stärker als bei einem großflächig vernetzten System [10]. Infolgedessen steigt auch der relative Speicherbedarf für energieautarke Systeme [3].

Außerdem ist der Speicherbedarf auch stark vom geforderten Autarkiegrad¹ abhängig. In Abbildung 1 wird dieser Zusammenhang für zwei Beispielregionen dargestellt. Der erforderliche Speicherbedarf kann als exponentielle Kurve aufgefasst werden, d.h. mit steigendem Autarkiegrad steigt der Speicherbedarf immer stärker an. Er liegt im Landkreis Steinfurt beispielsweise bei ca. 3 GWh für einen Autarkiegrad von 95 % und mit rund 18 GWh für hundertprozentige Autarkie sechsmal so hoch. Die Unterschiede zwischen den

¹ Der Autarkiegrad bezeichnet das Verhältnis von der in System erzeugten und zur Verbrauchsdeckung direkt eingesetzten Energie zum gesamten Energiebedarf im System [23]. Bei einem Autarkiegrad von 90 % werden also neun Zehntel des Energiebedarfs direkt aus dem System selbst gedeckt, während ein Zehntel von außen importiert werden muss.

betrachteten Regionen sind dabei auf deren unterschiedliche Erzeugungskapazitäten und Lasten zurückzuführen [23].

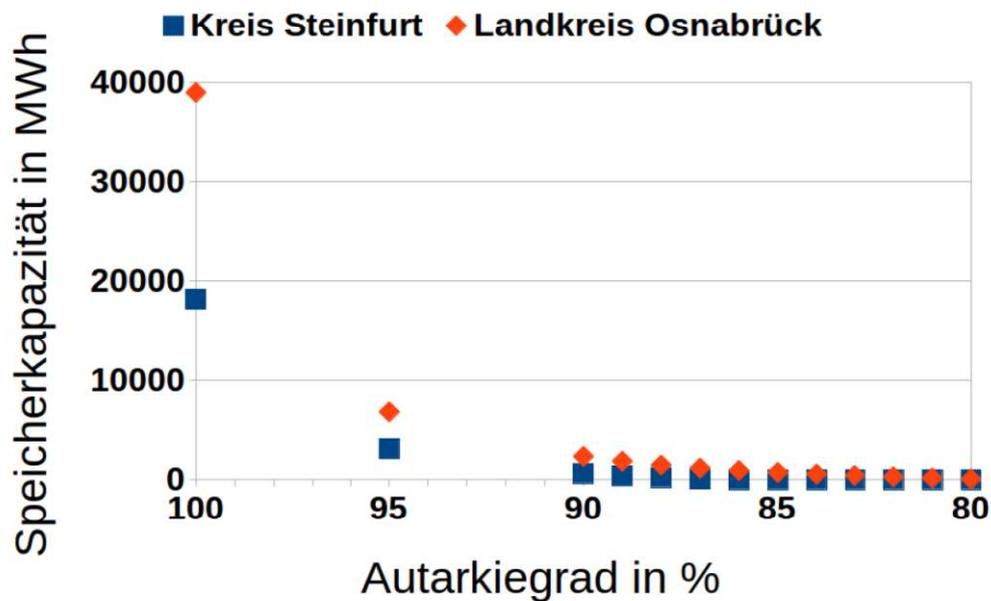


Abbildung 1: Erforderliche Speicherkapazität in zwei Beispielregionen in Abhängigkeit des geforderten Autarkiegrads [23]

Neben den Speichern muss auch der Ausbau von Erzeugungseinheiten stark ausgeweitet werden, um höhere Autarkiegrade zu erzielen. Es werden also große Überkapazitäten geschaffen, um dauerhaft ausreichend verfügbare Leistung vorhalten zu können. [3] Unter anderem aufgrund dessen und der erhöhten Speicherbedarfe sind die Systemkosten von dezentralen energieautarken Systemen höher als die von großflächigen Verbundsystemen [9, 24]. Letztere bieten neben der räumlichen Flexibilität durch das Übertragungsnetz auch den Vorteil, dass auch lastferne erneuere Energiequellen (z.B. Offshore-Windparks) sinnvoll eingebunden werden können [9]. Aufgrund dessen wird die vollständige lastgerechte Autarkie meistens nicht als erstrebenswert erachtet [3].

2.2 Energiesystemmodellierung

Im Folgenden wird der aktuelle Forschungsstand zur Energiesystemmodellierung erläutert. Zunächst werden dazu die Grundlagen des Themenfeldes, wie z.B. Anwendungsgebiete und

die zu Grunde liegende Mathematik und Algorithmen, dargestellt. Im nächsten Schritt wird die Rolle von Modellierungsframeworks beschrieben, wobei das Hauptaugenmerk auf dem hier eingesetzten Open Source Tool *PyPSA* liegt.

2.2.1 Grundlagen

Energiesystemmodelle sind „vereinfachte und abstrahierte Darstellungen von Energiesystemen“ [25], mit denen die abgebildeten Systeme für spezifische Zwecke untersucht werden können. Sie sind von zentraler Bedeutung, um qualifizierte und quantifizierte Abschätzungen zu den Herausforderungen komplexer Energiesysteme vorzunehmen. Die Ergebnisse der Modellierung und Analyse können beispielsweise genutzt werden, um Entscheidungen in der Energiepolitik oder der Energiewirtschaft mit notwendigen Informationen zu hinterlegen. [25]

In der Regel bestehen Modelle aus Programm-Code und Daten. Ersterer übernimmt dabei Aufgaben wie das Einlesen der Daten oder die Festschreibung und Lösung von Gleichungen, die das System beschreiben. Daten sind beispielsweise Eingangs- und Ausgangsdaten, die z.B. Zeitreihen (wie Lastprofile oder Strahlungsdaten) oder technologiespezifische Parameter enthalten. [25]

Energiesystemmodelle können auch zu Optimierungszwecken genutzt werden. Um ein System mittels linearer Optimierung zu untersuchen, müssen alle Elemente mit linearem Verhalten abgebildet werden. Die Problemstellung kann dann mit einer Zielfunktion und verschiedenen Nebenbedingungen als lineares Gleichungssystem dargestellt werden. Die Linearität garantiert einen konvexen Lösungsraum, in dem ein globales Optimum gefunden werden kann. [3] Für eine realere Abbildung physikalischer Probleme kann es jedoch nötig sein, bestimmte Phänomene in diskreten Größen darzustellen (z.B. erfolgt der Zubau neuer Anlagen in diskreten Schritten). Solche Probleme können mittels *mixed integer linear programming* gelöst werden. Allerdings steigt dadurch der Rechenaufwand und es kann nicht mehr garantiert werden, dass ein globales Optimum aufgefunden wird. [5, 26]

Das zuvor beschriebene lineare Gleichungssystem wird in Kurzform in Gleichung (1) dargestellt. Die Zielfunktion besteht aus den Parametern c und den Optimierungsvariablen x und wird hier als Maximierungsproblem dargestellt. Die Randbedingungen im zweiten Term schränken mit den Parametern A und b den zulässigen Lösungsraum ein und können als

Gleichheits- oder Ungleichheitsbedingungen formuliert werden. Außerdem wird der zulässige Wertebereich der Optimierungsvariablen eingeschränkt. [3, 25]

$$\begin{aligned} \max \quad & c^T x \\ \text{s.t.} \quad & Ax \leq b \\ & x \in \mathbb{R}^n \end{aligned} \tag{1}$$

Zur Lösung des Gleichungssystem kommt ein *Solver* zum Einsatz. Dieser ermittelt mit Hilfe verschiedener Algorithmen ein Ergebnis. Diese werden beispielhaft in Abbildung 2 dargestellt. Beim *Simplex-Verfahren* wird der Lösungsraum des Problems, der bei mehrdimensionalen Problemen als Polyeder dargestellt werden kann, schrittweise von Ecke zu Ecke durchlaufen und verglichen. Dabei werden jeweils die weniger optimalen Zielwerte nicht weiter berücksichtigt, sodass im letzten Schritt die optimale Lösung bestehen bleibt. [27] Die *Innere-Punkt Methode* nutzt einen ähnlichen Ansatz, durchläuft den Polyeder allerdings direkt durch das Innere. Insbesondere bei komplexen, also rechenintensiven Problemen, kann so durch den direkteren Weg die Effizienz gesteigert werden. [27]

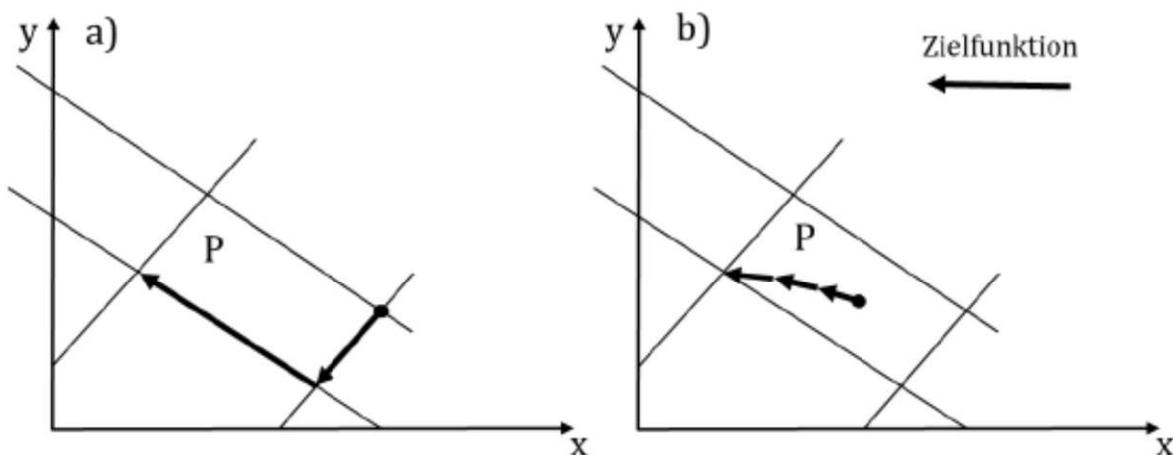


Abbildung 2: Schematische Darstellung a) des Simplex-Verfahrens und b) der Inneren-Punkt-Methode zur Lösung eines Optimierungsproblems mit dem Ziel der Minimierung der Aktivität x [27]

Bei der Optimierung von Energiesystemen bildet die Zielfunktion häufig die Systemkosten ab und soll minimiert werden, um das kostengünstigste System zu identifizieren. Dazu werden in der Zielfunktion alle entstehenden Kosten aufsummiert. Diese setzen sich mindestens aus den

fixen Kosten (z.B. Abschreibungen für den Bau neuer Anlagen) und den variablen Kosten (z.B. Brennstoffkosten) der Komponenten des Systems zusammen. [3]

2.2.2 Modellierungsframeworks

Um ein Energiesystem in einem Modell abzubilden, können Modellierungsframeworks genutzt werden. Dies sind Werkzeuge für eine „anwendungsorientierte Abstraktion der mathematischen Formulierung“ [25]. Durch das Hinzufügen und Verknüpfen verschiedener Basiskomponenten (z.B. Erzeuger, Verbraucher, Busse, Speicher oder Verlinkungen) kann mit geringem Aufwand ein System abgebildet werden, welches dann vom Tool in ein Gleichungssystem überführt wird. [25]

Zur Modellierung und Optimierung eines Energiesystems stehen viele Frameworks zur Verfügung, die sich in verschiedenen Eigenschaften unterscheiden. Dazu zählen unter anderem die Programmiersprache, die Lizenzierung (Open Source vs. proprietär), der Funktionsumfang, die Performance sowie die mögliche Detailtiefe bei der Erstellung von Komponenten. [25, 28, 29]

In dieser Arbeit wird das Open-Source-Modellierungsframework *PyPSA* in der Version 0.19.3 verwendet. Das Tool ist in Python formuliert und nutzt für Optimierungen die mathematische Modellierungssprache *pyomo*. Es wurde vom Frankfurt Institute for Advanced Studies entwickelt und wird vom Fachgebiet Digitaler Wandel in Energiesystemen der TU Berlin verwaltet. [5] Der verwendete Open-Source Ansatz bietet viele Vorteile: Die Transparenz und Zugänglichkeit entwickelter Modelle steigt und durch die damit einhergehende bessere Reproduzierbarkeit und Wiederverwendbarkeit können Autor*innen weltweit an jenen arbeiten, um hochqualitative Ergebnisse zu sichern [3, 28].

Der grundlegende Aufbau von Modellen, die mit *PyPSA* entwickelt werden, wird in Abbildung 3 dargestellt. An die zwei zentralen Elemente *bus m* und *bus n* sind jeweils zwei Generatoren *g*, eine Last *d*, und zwei Flüsse *f* angebunden. Einer dieser beiden Flüsse *f* verbindet beide Busse miteinander. Die Energiebilanz für einen Bus, das heißt die Summe der angebunden Erzeugung, Lasten und Flüsse, ist zu jedem Zeitpunkt Null. [30]

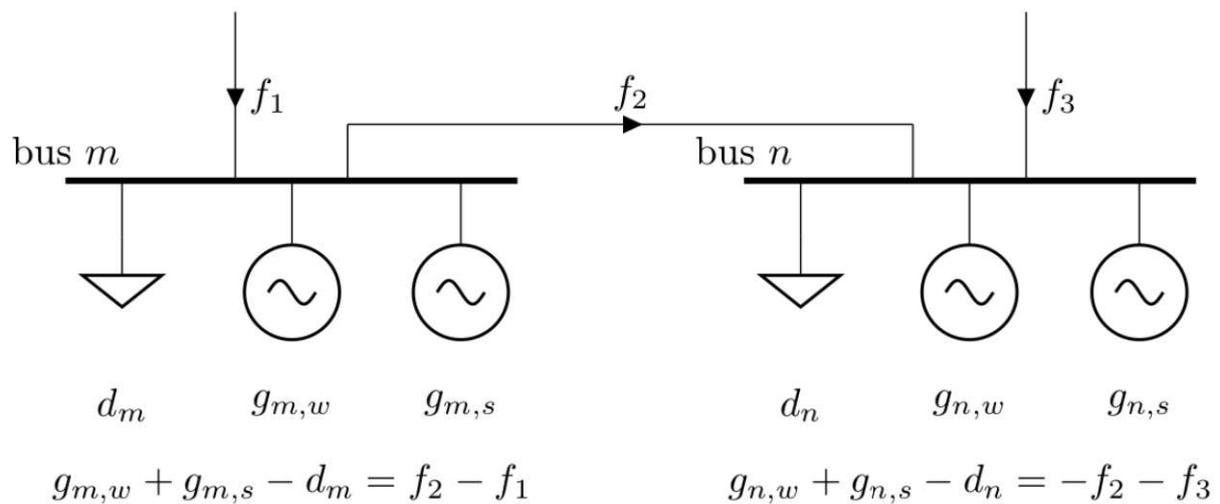


Abbildung 3: Schematische Darstellung des grundlegenden Modellierungselemente eines Energiesystems im PyPSA-Framework [30]

Mit den beschriebenen Komponenten können beliebige Energiesysteme abgebildet werden. Busse bilden dabei Knoten eines Energienetzes ab, und die angebotenen Erzeuger und Lasten sind Abstraktionen der dort real angeschlossenen Erzeuger und Lasten. Die Flüsse können jede Art von Energiewandlung oder -übertragung darstellen. Ist der Energieträger beider Busse Strom, so können Sie beispielsweise eine Stromleitung oder einen Transformator nachbilden. Aber auch ein sektorübergreifender Stromfluss ist möglich: Wenn z.B. ein Strom- und ein Wärmebus verbunden werden sollen, kann eine Wärmepumpe als verbindendes Flusselement modelliert werden. [30]

3 Modellierung des Chemnitzer Energiesystems

Das Forschungsdesign dieser Arbeit basiert auf der Methode der Energiesystemmodellierung mittels linearer Optimierung. Dazu wird zunächst ein Modell erstellt, welches das zu Grunde liegende Energiesystem in den vorgegeben Systemgrenzen hinreichend genau abbildet. Anschließend kann durch lineare Optimierung die kostenoptimale Dimensionierung der skalierbaren Komponenten und der Einsatz flexibler Erzeugungs- und Speichereinheiten ermittelt werden. Im folgenden Kapitel wird der Aufbau dieses Modells und die zu Grunde liegenden Annahmen erläutert. Dazu zählen neben den modellierten Komponenten insbesondere die verschiedenen Zeitreihen für die Verfügbarkeit der variablen erneuerbaren Energien sowie für die Lasten im Strom- und Fernwärmenetz.

3.1 Aufbau eines Energiesystemmodells für Chemnitz

Energiesystemmodelle bestehen aus verschiedenen Komponenten: Erzeuger stellen Energie bereit², Speichereinheiten können Energie ein- und zu einem späteren Zeitpunkt wieder ausspeichern und Lasten beschreiben die Energienachfrage zu jedem Zeitpunkt. Diese Komponenten sind jeweils an mindestens einen Bus angeschlossen, für welchen zu jedem Zeitpunkt die Bilanz aus Energieeinspeisung, und -entnahme ausgeglichen ist. Allen Komponenten können spezifische Eigenschaften zugewiesen werden, die bei der Optimierung berücksichtigt werden. [5] So kann beispielsweise die Stromerzeugung einer Windkraftanlage durch Zuweisung maximaler per-Unit („p.U.“) Leistungswerte für jede betrachtete Stunde so eingeschränkt werden, dass ihre Verfügbarkeit an das momentane Windaufkommen im betrachteten Gebiet angepasst wird. Zusätzlich werden Busse durch „Links“ miteinander verbunden, womit z.B. Stromleitungen oder sektorenübergreifende Technologien wie Wärmepumpen abgebildet werden können. [5]

² *Physikalisch korrekt wäre die Aussage, dass Erzeuger Energie aus Primärenergieträgern in eine nutzbare Form (z.B. Strom oder Wärme) umwandeln. Im Rahmen dieser Arbeit werden die Begriffe Energieerzeugung und -verbrauch im energiewirtschaftlichen Sinne benutzt, d.h. die Erzeugung beschreibt die Umwandlung eines Primärenergieträgers in Wärme und/oder Strom und der Verbrauch die Nutzung der erzeugten Energie*

Im Rahmen dieser Arbeit wird die räumliche Verteilung von Last- und Erzeugungszentren nicht betrachtet, sondern vereinfachend angenommen, dass der Energietransport keinen Restriktionen durch das (Verteil-)Netz unterliegt. Insbesondere mit Blick auf die benötigten Windkraftanlagen muss diese Vereinfachung kritisch begutachtet werden, da diese aufgrund des hohen Flächenbedarfs nicht vollständig im Stadtgebiet oder näheren Umland platziert werden können, wodurch ein Energietransport über das vorgelagerte Verteil- oder sogar Übertragungsnetz notwendig wird. [8]

Das in dieser Arbeit erstellte Modell für Chemnitz wird in Abbildung 4 dargestellt und besteht aus zwei zentralen Bussen: Einer für den Strom- und einer für den Fernwärmesektor. Darüber hinaus wird ein Wasserstoff- und ein Batteriebus eingeführt, da so die Kapazität und Leistung dieser Speicher unabhängig voneinander optimiert werden kann. In der Abbildung sind im oberen Bereich die in dieser Arbeit betrachteten Erzeugungstechnologien dargestellt. Auch das vorgelagerte Landesnetz wird als eine solche abgebildet, da aus diesem dem System von außen Energie zugeführt wird. Der im jeweiligen Szenario betrachtete Autarkiegrad ist hierbei eine Randbedingung für die gesamte Energiemenge, die im Laufe eines Jahres dem Energiesystem zugeführt werden darf. Der Autarkiegrad von 90% (nur auf den Stromsektor bezogen) bedeutet also, dass aus dem vorgelagerten Netz insgesamt 10% der gesamten Stromnachfrage eingespeist werden. Dieser Wert wird gefordert, da so eine relativ hohe Unabhängigkeit erreicht werden kann, ohne dass exorbitante Überkapazitäten geschaffen werden müssen. Da der Transport von Wärme über große Strecken aufgrund hoher Transportverluste nicht wirtschaftlich möglich ist [31], muss im Fernwärmesektor immer ein Autarkiegrad von 100% erzielt werden. Neben der gesamten Energiemenge, die aus dem vorgelagerten Netz bezogen werden darf, wird auch die maximale elektrische Leistung auf knapp 200 MW begrenzt. Dies entspricht der installierten Anschlussleistung an das Übertragungsnetz im Jahr 2019, wenn davon ausgegangen wird, dass zum Zeitpunkt der Maximallast das $(n-1)$ -Kriterium strikt eingehalten wurde. [4] Diese Leistung muss in Zukunft nicht zwingend der installierten Anschlussleistung entsprechend, da wie zuvor erläutert auch Energie von weiter entfernten Windkraftanlagen nach Chemnitz transportiert werden muss. Jedoch ist eine Beschränkung der Netzanschlussleistung für die Modellierung wichtig, um die ausreichende Verfügbarkeit von Quellen mit gesicherter Leistung zu erzwingen, um auch in Zeiten geringer VRE-Erzeugung zumindest eine bedingt autarke Stromversorgung zu gewährleisten.

Die Einspeisung der Quellen Windkraft (im Folgenden kurz als „Wind“ bezeichnet) und PV auf den Strombus sowie Solarthermie auf den Fernwärmebus werden durch maximale-p.U.-

Zeitreihen eingeschränkt, um deren Volatilität abzubilden. Die Ermittlung dieser Zeitreihen wird in Kapitel 3.2.1 erläutert. Im Gegensatz dazu wird die Stromerzeugung aus Biogasanlagen als flexibel einsetzbar modelliert, da diese so komplementär zur schwankenden VRE-Erzeugung arbeiten können. [3] Allerdings wird für die Herstellung von Biogas ebenso wie für andere Biomassekraftwerke viel Fläche für den Anbau von Energiepflanzen benötigt, wenn diese hochskaliert werden sollen. [8] Im Einklang mit anderen Klimaneutralitätsszenarien wird daher angenommen, dass die Kapazität von Biogasanlagen im Stromsektor im Vergleich zu den aktuell installierten Anlagen nicht mehr wächst. [1, 7] Feste Biomasse als Energieträger wird aus denselben Gründen nicht explizit berücksichtigt, ihr Einsatz könnte jedoch als Zusatzbrennstoff in einem Müllheizkraftwerk oder im Gebäudewärmebereich erfolgen. Weiterhin wird ein Müllheizkraftwerk modelliert, welches durch die Verbrennung von Restmüll sowohl Strom als auch Fernwärme erzeugt. Die Dimensionierung dieses Heizkraftwerks („HKW“) wird dabei exogen vorgegeben und orientiert sich dabei am Müllaufkommen in Chemnitz und Umgebung [32]. Das Müll-HKW kann dabei exemplarisch als Platzhalter für ein beliebiges thermisches Heizkraftwerk betrachtet werden, da das Zustandekommen eines solchen HKW zum jetzigen Zeitpunkt nicht sicher vorausgesagt werden kann. Dennoch ist davon auszugehen, dass auch in einem klimaneutralen Energiesystem thermische Heizkraftwerke (z.B. mit dem Brennstoff Holz oder mit Erdgas und einer CO₂-Abscheidung) eingesetzt werden, um in Zeiten geringer VRE-Erzeugung und niedriger Temperaturen gleichzeitig die hohen Residuallasten im Strom- und im Fernwärmesektor zu bedienen. [8] Es wird davon ausgegangen, dass das Müllheizkraftwerk mit einer Anlage zur CO₂-Abscheidung ausgestattet ist und daher als klimaneutral erachtet werden kann.

Eine weitere potenzielle Wärmequelle wird oben rechts in Abbildung 4 dargestellt: Die Abwärme aus (Industrie-) Prozessen. Beispielsweise in Gießereien oder Rechenzentren fallen oft große Mengen Abwärme an, die an die Umgebung abgegeben werden. Diese könnten nutzbar gemacht und einem Fernwärmenetz zugeführt werden. [1, 33] Allerdings sind die Potentiale hierfür in Chemnitz nach Informationen des lokalen Energieversorgers sehr begrenzt [4], weshalb Abwärme im Modell nicht berücksichtigt wird.

Der Strom- und der Wärmebus sind auf drei Wegen gekoppelt: Mittels einer Großwärmepumpe (GWP) und einer Power-to-Heat (PtH) Anlage kann aus Strom Wärme erzeugt werden, wobei die PtH dies konstant mit einem Wirkungsgrad von 99% tut. [34] Hingegen ist bei der hier als Luft-Wasser-Wärmepumpe modellierten Großwärmepumpe die Arbeitszahl (Coefficient of Performance, COP) - also die Umwandlungseffizienz - aufgrund ihres Funktionsprinzips stark von der Außenlufttemperatur abhängig. [35] Der COP wird auf Basis von Angaben des lokalen

Energieversorgers [4] für jede Stunde des Jahres ermittelt und dem Modell als Zeitreihe übergeben. Im Gegensatz zu herkömmlichen Haushaltswärmepumpen ist die Effizienz der betrachteten Großwärmepumpe deutlich niedriger, da ein Fernwärmenetz höhere Vorlauftemperaturen erfordert als einzelne Gebäude [4], was sich negativ auf die Effizienz einer Wärmepumpe auswirkt. [35]

Die dritte Verbindung von Strom- und Wärmebus findet über den Wasserstoffbus (H₂-Bus) statt. Aus Strom wird mit Hilfe von Elektrolyseuren Wasserstoff erzeugt, welcher gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder rückverstromt werden kann. [7] Für beide Schritte gibt es unterschiedliche Technologien mit verschiedenen Eigenschaften, insbesondere hinsichtlich der Effizienz und Flexibilität [34]. Vereinfachend werden hierfür Mittelwerte angenommen. Der Prozess der Rückverstromung erzeugt in allen Fällen neben Strom auch noch nennenswerte Mengen Wärme, welche dann im Fernwärmesektor genutzt werden können. Somit kann der H₂-Generator, welcher z.B. aus Hubkolbenmotoren, Turbinen oder Brennstoffzellen bestehen kann, sowohl strom- als auch wärmegeführt betrieben werden. Darüber hinaus wird auch noch ein Wasserstoffkessel modelliert, der durch Verbrennung des Wasserstoffs Wärme erzeugt.

An die drei erläuterten Busse (Strom, Wärme und Wasserstoff) ist jeweils ein Speicher angeschlossen, um Einspeisung und Verbrauch zeitlich zu entkoppeln. Zur Speicherung von Wärme- und Wasserstoff stehen verschiedene Speichertechnologien zur Verfügung, die sich in ihren Eigenschaften und Kosten unterscheiden. Vereinfachend werden hierfür jeweils Mittelwerte nach [34] angenommen, um die Komplexität des Modells zu begrenzen. Um Strom zu speichern, kommt zusätzlich zum Wasserstoff noch ein Batteriespeicher zum Einsatz. Dieser wurde ähnlich wie der H₂-Speicher mit einem eigenen Bus modelliert, da im gewählten Modellierungsframework nur so eine getrennte Optimierung von Speicher- und Umwandlungskapazität (Umrichter, Elektrolyseur, H₂-Generator) möglich ist. [5]

Zuletzt werden in der Abbildung im unteren Bereich die zu versorgenden Lasten dargestellt. Diese werden exogen vorgegeben, die Erstellung der Lastgänge wird im nächsten Kapitel erläutert. Demand-Side-Management (DSM), also die Anpassung der (Strom-)Last an die VRE-Verfügbarkeit bzw. den Strompreis [8], findet somit im Modell selbst nur bei der Einsatzoptimierung von Großwärmepumpe und Power-to-Heat statt. Allerdings werden DSM-Maßnahmen im Bereich der Elektromobilität und bei Haushalts-Wärmepumpen im Netzgebiet auch in der exogenen Modellierung berücksichtigt.

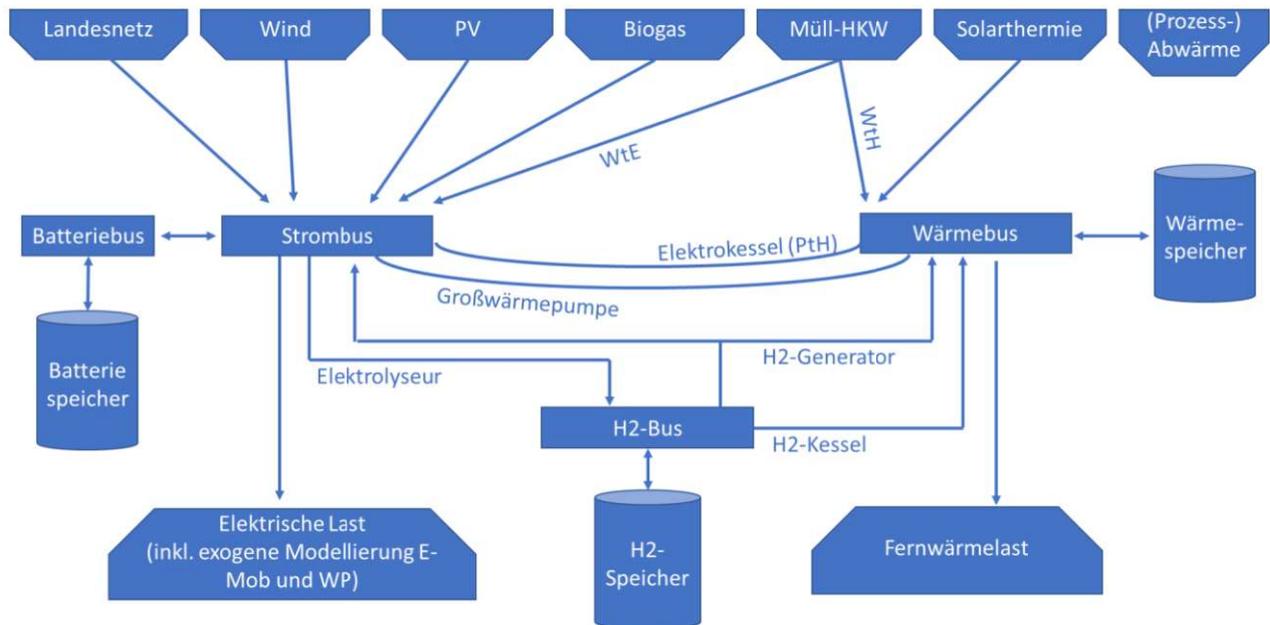


Abbildung 4: Grundlegender Aufbau des Modells zur Abbildung der klimaneutralen Energieversorgung der Stadt Chemnitz

Wie eingangs erläutert soll in dieser Arbeit ein klimaneutrales Energiesystems betrachtet werden. Daher werden nur Erzeuger betrachtet, die nach heutiger Definition auch als klimaneutral gelten. Das bedeutet jedoch nicht, dass bei deren Errichtung, Betrieb oder Entsorgung keinerlei Treibhausgasemissionen anfallen. Diese Emissionen werden allerdings entweder als vernachlässigbar niedrig erachtet oder wie im Falle des Biogases durch vorherige Negativemissionen (beim Pflanzenwachstum) ausgeglichen.

3.2 Erstellung von Zeitreihen für Einspeisung und Last

Ein zentraler Vorteil der Energiesystemmodellierung ist es, dass die Lastdeckung mit den verfügbaren Quellen stundenscharf abgebildet werden kann. Dafür müssen dem Modell entsprechende Zeitreihen übergeben werden, die die momentanen Verfügbarkeiten bzw. Lasten abbilden. Im Folgenden wird die Erstellung dieser Zeitreihen erläutert.

3.2.1 Verfügbarkeit der volatilen erneuerbaren Energiequellen

Um die Einspeisung der volatilen erneuerbaren Energiequellen zu modellieren, werden Zeitreihen mit der maximalen bezogenen Leistung, die diese Quellen zu jeder Stunde bereitstellen können, verwendet.

Die Einspeisung von Wind und PV im Netzgebiet des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz, in dessen Gebiet auch Chemnitz liegt [24], wird von diesem ebenso wie die zu jedem Zeitpunkt installierte Leistung veröffentlicht. Durch eine Division der momentanen Einspeisung durch die zum selben Zeitpunkt installierte Leistung, kann die bezogene Leistung für jede Stunde des betrachteten Jahres ermittelt werden. Der in diesem Fall größere räumliche Betrachtungsbereich glättet dabei allerdings die Einspeisezeitreihen, da die Verfügbarkeit von VRE-Anlagen durch Wetterschwankungen nicht nur zeitlich-, sondern auch räumlich variiert und ein größeres Betrachtungsgebiet hier für mehr Ausgleich sorgt. [9] Da aber aufgrund des hohen Flächenbedarfs ohnehin nicht davon auszugehen ist, dass alle benötigten VRE-Anlagen im Chemnitzer Stadtgebiet installiert werden können und stattdessen ein Energietransport über das Landesnetz stattfinden muss, wird dieser Effekt hier als angemessen erachtet. Bei der Betrachtung der so gewonnenen Daten fällt auf, dass die demnach erzielbaren Vollbenutzungsstunden einer Windkraftanlage nur bei knapp 1.900 Stunden pro Jahr liegen. Zur Erklärung dieses vergleichsweise niedrigen Wertes liegen zwei Erklärungsansätze vor: Zum einen befinden sich insbesondere im Norden des 50Hertz Gebietes viele Windkraftanlagen, die heute aufgrund von Netzengpässen oft abgeregelt werden müssen und somit nicht immer mit voller Leistung produzieren können. [9] Außerdem erfolgt ein Teil der Einspeisung durch alte Windkraftanlagen, welche bauartbedingt niedrigere Vollbenutzungsstunden aufweisen als moderne Anlagen. [36] Da davon auszugehen ist, dass Netzengpässe in Zukunft beseitigt werden und die Erzeugung größtenteils durch moderne Anlagen stattfindet, wird die Verfügbarkeitszeitreihe für Wind mit einem konstanten Faktor multipliziert, sodass die erreichbare Vollbenutzungsstundenzahl mit aktuellen Literaturwerten übereinstimmt. [1]

Solarthermieanlagen für die Fernwärmeversorgung hingegen müssen hingegen in der Nähe der Stadt positioniert werden, um die Wärmeverluste beim Transport gering zu halten. Daher erfolgt die Ermittlung der Verfügbarkeitszeitreihen hier auf Basis von Wetterdaten für Chemnitz im Jahr 2019. [37] Mit Berechnungen nach [38] kann aus der momentanen

Globalstrahlung und Außentemperatur die bezogene Leistung einer Solarthermieanlage bestimmt werden.

In Abbildung 5 werden die so ermittelten Verfügbarkeitsprofile für drei Wochen im Mai dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Profile für Solarthermie und Photovoltaik stark überlappen, aber bei ersterer häufiger Unregelmäßigkeiten auftreten. Dies ist auf die zuvor erläuterte Glättung der Strahlungsschwankungen durch den größeren Betrachtungsraum bei der Photovoltaik zurückzuführen. Außerdem fällt auf, dass die bezogene Leistung nie 100% der installierten Leistung erreicht. Das ist einerseits darauf zurückzuführen, dass VRE-Anlagen ihre Nennleistung nur unter nahezu idealen Bedingungen erreichen, die in der Realität selten vorliegen [39]. Außerdem hat die Ausrichtung von PV- und Solarthermieanlagen einen erheblichen Einfluss auf deren Energieausbeute, sodass unterschiedlich ausgerichtete Anlagen zu unterschiedlichen Zeitpunkten ihre Maximalleistung erzeugen [39].

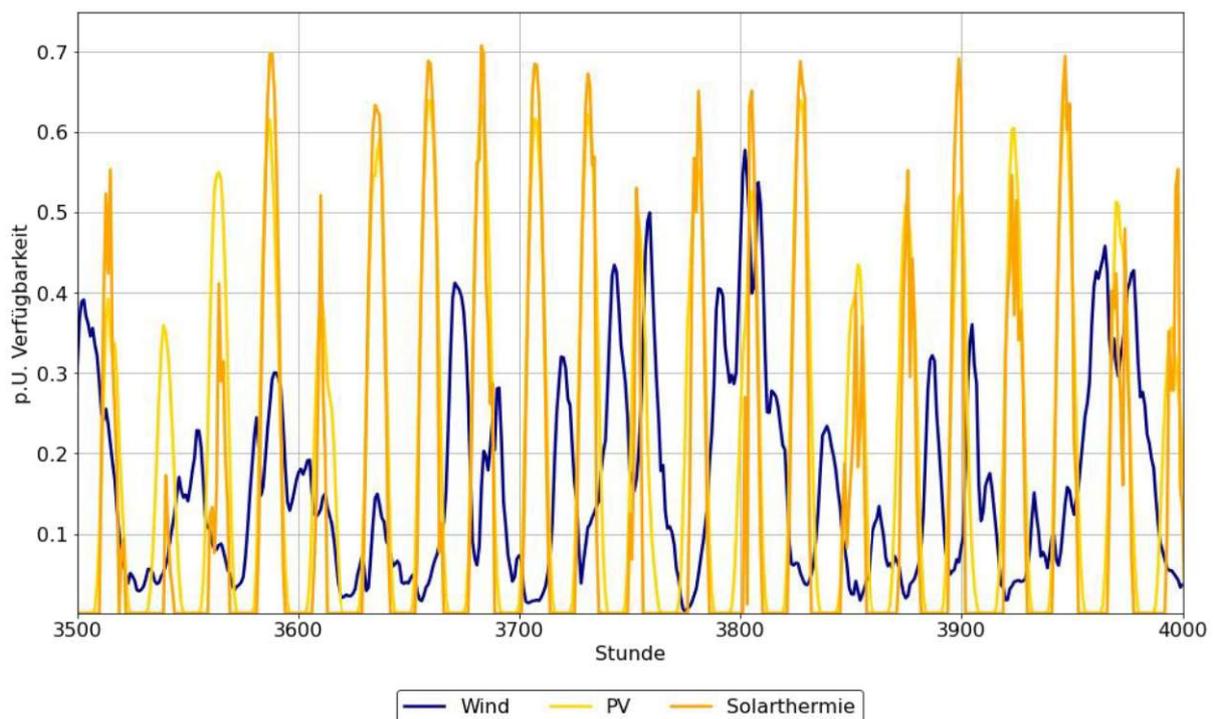


Abbildung 5: Verfügbarkeitszeitreihen für Wind, PV und Solarthermie in 500 Stunden des betrachteten Wetterjahres

3.2.2 Stromlastgang

In einem klimaneutralen Energiesystem wird sich der Stromlastgang aufgrund der Sektorenkopplung erheblich verändern. Neben den heute bereits vorhandenen konventionellen

Verbrauchern kommen im städtischen Netzgebiet insbesondere Wärmepumpen und die Elektromobilität als zusätzliche Verbraucher hinzu. Im Folgenden wird erläutert, wie diese Quellen zu einem Gesamtlastgang zusammengesetzt werden.

3.2.2.1 Modellierung des konventionellen Strombedarfs

Zur Aufstellung des Stromlastgangs ist zunächst ein Basislastgang für Chemnitz nötig. Dieser wurde vom lokalen Energieversorger für das Jahr 2019 bereitgestellt und muss um einige Details bereinigt werden: Da der gegebene Lastgang die Entnahmen aus dem vorgelagertem Hochspannungsnetz darstellt [4], muss die eingespeiste Energie der im Stadtgebiet auf Nieder- und Mittelspannungsebene installierten Erzeuger (vorrangig Photovoltaikanlagen) berücksichtigt werden. Dazu wird mit Hilfe des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur die installierte Leistung dieser Anlagen zu Beginn und Ende des Jahres 2019 ermittelt und der Ausbau mit Ausnahme von drei großen Anlagen als konstant betrachtet. So kann deren Einspeisung als Produkt aus momentaner Verfügbarkeit und installierter Leistung ermittelt werden. In Summe mit den Entnahmen aus dem Hochspannungsnetz wird so der konventionelle Strombedarf für die Energiesystemmodellierung gebildet. Der resultierende Lastgang weist an sonnigen Tagen zum Teil nicht mehr den typischen Verlauf mit Lastspitzen am Morgen und Abend auf, stattdessen werden diese auf den Zeitpunkt der maximalen PV-Einspeisung am Mittag verschoben. Dies wird als Folge des „Demand-Side-Management“ („DSM“) für den herkömmlichen Strombedarf als realistische Veränderung typischer Lastverläufe eingeschätzt und somit beibehalten. Die Durchdringung smarterer Zähler und Stromtarife, welche die Basis für ein solches Lastmanagement bilden, war 2019 in Deutschland noch sehr gering [9]. Daher wird davon ausgegangen, dass der Effekt tatsächlich auf eine doppelte Zählung jener Energiemengen zurückzuführen ist, welche überschüssig ins Mittelspannungsnetz (also insbesondere von Freiflächen-PV-Anlagen) eingespeist werden und dann über das Hochspannungsnetz weiterverteilt und in anderen Teilen der Stadt verbraucht werden.

Weiterhin wurden an einigen Tagen Belastungstests durchgeführt, welche als Lastspitzen im zur Verfügung gestellten Basislastgang erkennbar sind und nicht den tatsächlichen Strombedarf abbilden. Diese werden ersatzlos entfernt, da sonst ein künstlich erhöhter Leistungsbedarf in Stunden mit geringer VRE-Erzeugung auftreten könnte, der die benötigten Speicherleistungen bzw. Kapazitäten beeinflusst. Es wird davon ausgegangen, dass solche

Tests in Zukunft auf die Verfügbarkeit von VRE-Erzeugern abgestimmt werden, um andernfalls abgeregelten Strom einzubinden.

3.2.2.2 Modellierung des Strombedarfs für dezentrale Wärmepumpen

In einem klimaneutralen Energiesystem kommen zusätzlich zu den heute dominierenden herkömmlichen Stromverbrauchern auch Wärmepumpen und die Elektromobilität als Stromverbraucher hinzu. [1] Durch die Berücksichtigung dieser im Stromlastgang wird die Sektorenkopplung in den Bereichen Gebäudewärme und Verkehr auch in dieser Arbeit betrachtet, ohne diese explizit im Modell aufzunehmen. Der zusätzliche Bedarf wird im Energiesystemmodell also exogen vorgegeben, da eine endogene Modellierung im gewählten Modellierungsframework nur mit erheblichem Aufwand möglich wäre.

Zur Ermittlung eines Lastgangs für Wärmepumpen wurde im Rahmen dieser Arbeit eine eigene Methode entwickelt. Dazu werden verschiedene Annahmen auf Basis von aktuellen Entwicklungen und Literaturwerten getroffen. Zunächst wird dafür zwischen gesteuert und ungesteuert betriebenen Wärmepumpen unterschieden. Da davon auszugehen ist, dass in einem klimaneutralen Energiesystem fast alle Stromabnehmer mit sogenannten „Smart-Metern“ ausgestattet sind [40] und Wärmepumpen dank verbauter Speicher und thermischer Trägheit der beheizten Gebäude zeitlich flexibel betrieben werden können [19], wird ein vergleichsweise hoher gesteuerter Anteil von 70% angenommen. In Anlehnung an [19] wird dabei davon Lastverschiebungen innerhalb eines Tages (24 Stunden) ausgegangen. Folglich muss also bestimmt werden, in welchen Stunden Wärmepumpen betrieben werden sollten, um die gesamte Wärmelast des Tages bedienen zu können. Als Optimierungsziel dient hierbei die möglichst günstige Wärmebereitstellung, daher muss ein Strompreissignal und die stündliche Effizienz (COP) der Wärmepumpen ermittelt werden. Für ersteres könnten die Großhandelsstrompreise des Jahres 2019 herangezogen werden. Allerdings sind diese nicht repräsentativ für ein klimaneutrales Energiesystem der Zukunft, da in diesem die Strompreise viel stärker mit der Verfügbarkeit von PV- und Windenergie schwanken werden. [19] Um diesen Zusammenhang abzubilden, der gleichzeitig auch zu einer verbesserten Integration von VRE-Strom führt, wurde ein eigenes Strompreissignal erstellt. Dazu wurde aus den zuvor beschriebenen Verfügbarkeitszeitreihen von PV und Wind und dem konventionellen Strombedarf eine Prognose über die zukünftige Residuallast zu jeder Stunde des Jahres erstellt. Nach [41] kann vereinfachend von einem linearen Zusammenhang zwischen dieser

und dem innertägigem Strompreis ausgegangen werden. Daher wird die prognostizierte Residuallast als Strompreissignal herangezogen. Um vom Strompreis auf den Wärmepreis zu kommen, wird ersterer durch die momentane Effizienz (COP) der eingesetzten Wärmepumpen dividiert. Die COP-Kurve der eingesetzten Wärmepumpen wird dabei nach [14] modelliert, wobei angelehnt an die Annahmen des Trendszenarios in [42] 80% Luft-Wasser-Wärmepumpen und 20% Sole-Wasser-Wärmepumpen eingesetzt werden. Mit den so für jede Stunde ermittelten Wärmekosten kann nun für jeden Tag eine Priorisierung vorgenommen werden, in welchen Stunde Wärmepumpen kostenoptimal betrieben werden kann. Dazu muss allerdings zunächst bestimmt werden, in wie vielen Stunden eines Tages die Wärmepumpen betrieben werden müssen, um die gesamte Wärmelast des Tages zu decken. Dazu wird aus den von [4] bereitgestellten Daten zum Wärmebedarf in Chemnitz ein Regressionskurve ermittelt, um den Zusammenhang zwischen Durchschnittstemperatur und Wärmebedarf eines Tages zu beziffern. Mit der Annahme, dass an einem Tag mit einer durchschnittlichen Temperatur von -15 °C (aufgerundete Norm-Außentemperatur von Chemnitz nach [43]) alle Wärmepumpen konstant mit Maximalleistung betrieben werden, kann mittels der ermittelten Regressionskurve die relative Last eines Tages bestimmt werden. Bei einer relativen Last von 50% müssen die Wärmepumpen folglich an 12 Stunden des Tages betrieben werden.

Für den ungesteuert betriebenen Anteil der Wärmepumpen wird vereinfachend angenommen, dass diese über den Tag mit konstanter thermischer Leistung betrieben werden. Heutige Heizlastprofile weisen aufgrund von Nachtabenkungen typischerweise einen verminderten Heizbedarf in der Nacht und einen erhöhten Bedarf am Morgen auf. [44] In gut gedämmten Häusern ist jedoch das Einsparpotential durch geringere Raumtemperaturen in der Nacht gering, wohingegen das morgendliche Aufheizen höhere Heizleistungen und Vorlauftemperaturen erfordern [44], wodurch die Effizienz der Wärmepumpen sinkt. Somit ist davon auszugehen, dass die getroffene Vereinfachung für ungesteuerte Wärmepumpen zukünftige Änderungen der Betriebsstrategie hinreichend genau abbildet.

Der kombinierte relative Lastgang aus gesteuert und ungesteuert betriebenen Wärmepumpen wird zunächst mit einem dreistündigen rollierenden Mittelwert geglättet, um unrealistische Verbrauchsspitzen bzw. steile Lastgradienten zu verringern. Im nächsten Schritt erfolgt eine Multiplikation mit der zu wählenden Spitzenlast, um den absoluten Wärmelastgang zu bilden. Durch Division mit dem momentanen COP kann so letztendlich der Stromlastgang durch Wärmepumpen ermittelt werden.

Durch den flexiblen Aufbau mit einer frei wählbaren Spitzenlast kann den sensitiven Faktoren für die Entwicklung des Wärmebedarfs Rechnung getragen werden. Dazu zählen unter anderem der spezifische Wärmebedarf der beheizten Flächen, welcher stark vom Sanierungsstatus abhängt sowie die insgesamt zu heizende Fläche, die vom Flächenbedarf pro Kopf und der Bevölkerungsentwicklung in Chemnitz bestimmt wird. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine konstante Einwohner*innenzahl zugrunde gelegt, und in Anlehnung an [8] und [1] eine Reduktion des Endenergiebedarfs für Wärme von 36% (gegenüber 2017) angenommen.

3.2.2.3 Modellierung des Strombedarfs für Elektromobilität

Zur Abbildung des Strombedarfs durch das Laden von Elektrofahrzeugen kommt ebenso eine eigene Methode zum Einsatz. Im Gegensatz zum Lastgang durch Wärmepumpen wird hierbei jedoch zwischen drei verschiedenen Betriebsstrategien unterschieden: Ungesteuertes Laden, preisoptimiertes Laden und netzoptimiertes Laden. Letztere Strategie wird in dieser Arbeit nur für die Elektromobilität berücksichtigt, da hier insbesondere im Bereich des Schnellladens sehr hohe Leistungen und infolgedessen starke Netzbelastungen auftreten können. [45] Außerdem ist die Reichweite von Elektrofahrzeugen in der Regel deutlich höher als deren typische tägliche Fahrleistung [46], weshalb Ladevorgänge hier nicht nur inertätig, sondern über mehrere Tage in Phasen niedriger Lasten oder geringer Preise verschoben werden können.

Zur Abbildung des ungesteuerten Ladens wird ein Lastprofil nach [46] herangezogen, welches sich durch einen großen Anteil abends ladender Elektrofahrzeuge auszeichnet. Dies hat eine hohe Lastspitze zwischen 18 und 21 Uhr zu Folge und kann somit hier als „Worst-Case“ Annahme betrachtet werden.

Das Vorgehen zur Ermittlung eines kostenoptimal gesteuerten Ladeprofils ist identisch wie bei den Wärmepumpen. Das Preissignal zur Ermittlung der idealen Ladezeitpunkte wird jedoch iterativ ermittelt, um die Veränderung der Residuallast durch den Einsatz der Wärmepumpen abzubilden. Weiterhin wird hier aufgrund der zuvor erläuterten höheren zeitlichen Flexibilität der Ladevorgänge nicht nur ein Tag, sondern ein Zeithorizont von fünf Tagen betrachtet, um die idealen Ladezeitpunkte zu identifizieren. Bei einer typischen täglichen Fahrleistung von 37 km [46] können nahezu alle modernen Elektrofahrzeuge diese Zeitdauer ohne einen Ladevorgang überbrücken [47]. Mit einem mittleren Energiebedarf von 0,2 kWh/km [46] und einer durchschnittlichen Ladeleistung von 11 kW würden bereits knapp dreieinhalb Stunden

ausreichen, um den Energiebedarf für diesen Zeitraum zu decken. Um die Entstehung unrealistischer Lastspitzen zu verhindern und eine nicht vollständig kostenoptimale Ladestrategie (z.B. aufgrund von anwenderspezifischen Restriktionen) abzubilden werden die Ladezeitpunkte in die 20 Stunden mit dem niedrigsten Strompreissignal gelegt.

Ebendiese Annahmen werden auch für das netzoptimierte Laden getroffen. Anstelle eines Preissignals wird hierbei jedoch eine Priorisierung der Ladevorgänge auf Basis der aktuellen Netzlast vorgenommen, um die Ladevorgänge in Phasen geringer Auslastung zu legen. So kann eine gleichmäßigere Auslastung der Betriebsmittel erzielt und Lastspitzen im gesamten Netz vermieden werden.

Da in den gängigen Klimaneutralitätsszenarien [1, 7, 8, 11] keine konkreten Angaben zu den Durchdringungen der beschriebenen Ladestrategien gemacht werden, wird hier damit gerechnet, dass diese jeweils ein Drittel aller Ladevorgänge abdecken. Der Mittelwert aus den drei ermittelten Lastprofilen ergibt dann nach Glättung mit dem dreistündigen rollierenden Mittel das relative Lastprofil für das Laden von Elektrofahrzeugen. Durch die Multiplikation mit dem täglichen Energiebedarf für Elektromobilität ergibt sich der finale Lastgang. Mit 535 MWh/d wird dieser so gewählt, dass sich gegenüber 2017 eine Reduktion des Endenergiebedarfs für Mobilität um 33% ergibt. [1, 33, 48] Unberücksichtigt bleiben hierbei Wochentags- und Temperatureffekte. Da die Varianz hierbei maximal im niedrigen zweistelligen Prozentbereich liegt [49] und die Elektromobilität nur etwa 15% des gesamten Strombedarfs ausmacht [Eigene Berechnung], wird der daraus resultierende Fehler als vernachlässigbar erachtet.

In Abbildung 6 werden die wie zuvor beschrieben erarbeiteten Lastgänge für fünf Tage (20.01-25.01) dargestellt. In diesem Zeitraum liegt sowohl die Stunde mit der höchsten Last (353 MW) als auch die mit der niedrigsten VRE-Verfügbarkeit.

In einigen Stunden ist der Zusammenhang zwischen VRE-Verfügbarkeit und Last deutlich zu erkennen: So liegen beispielsweise die beiden Lastspitzen zu Beginn des Zeitraums zeitgleich mit den VRE-Verfügbarkeitsmaxima. Zwischen Stunde 550 und 556 wird außerdem deutlich, dass ein großer Teil des Strombedarfs für Elektromobilität in den ansonsten niedriger ausgelasteten Nachtstunden liegt.

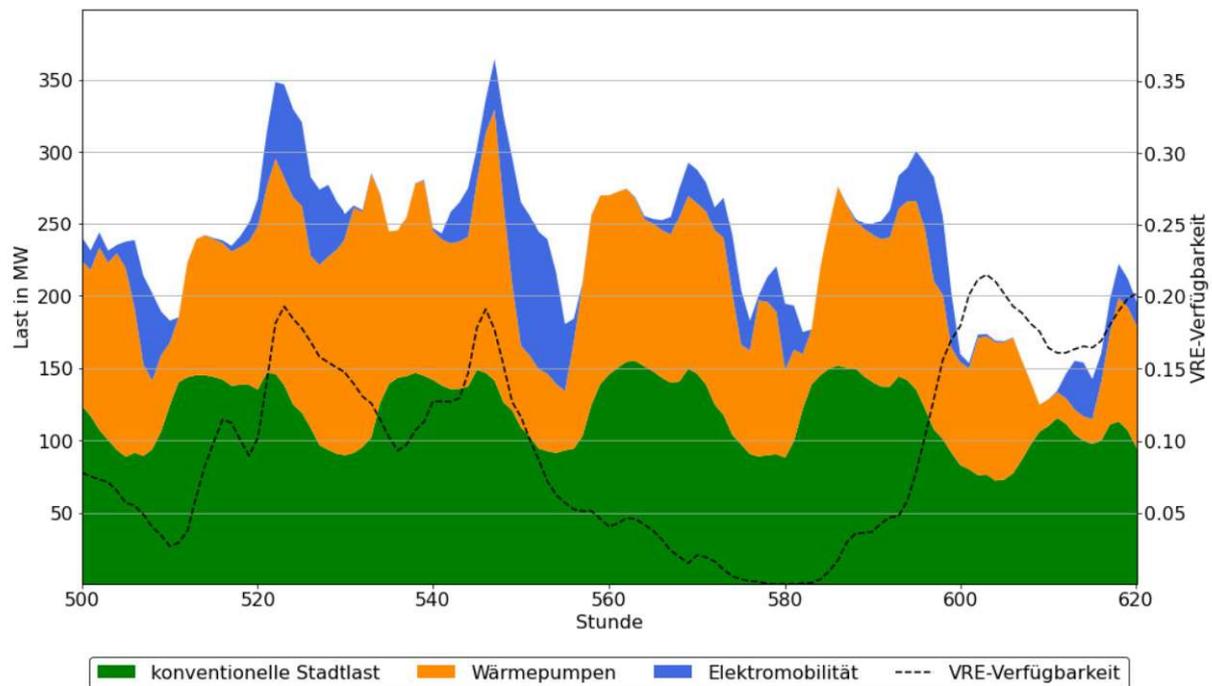


Abbildung 6: Modellierter Stromlastgang der Stadt Chemnitz über einen ausgewählten Zeitraum von 120 Stunden

3.2.2.4 Modellierung des Strombedarfs im Fernwärmesektor

Im Gegensatz zur Elektromobilität und den Wärmepumpen im privaten Sektor wird der Strombedarf für Großwärmepumpen (GWP) und direktelektrische Wärmeerzeugern (Power-to-Heat, PtH) im Fernwärmebereich endogen im Modell ermittelt. Dort wird also nicht nur die optimale Einsatzstrategie ermittelt, sondern auch die optimalen Ausbaumengen bei den gegebenen Randbedingungen. Die Annahmen zur Modellierung dieser Wärmeerzeuger werden in Kapitel 3.1 erläutert.

3.2.3 Fernwärmelastgang

Ein prognostizierter Fernwärmelastgang für das Jahr 2030 wird ebenfalls vom lokalen Energieversorger zur Verfügung gestellt [4]. Dieser sieht einen geringen Rückgang des jährlichen Gesamtbedarfs vor, der durch Sanierungen erzielt wird. Prognosen für die weitere Entwicklung der Fernwärmennachfrage sind sehr schwierig, da ein möglicher weiterer Ausbau des Netzes bzw. der Anschluss neuer Gebäude einen erheblichen Einfluss haben kann. [31]

Daher wird die Prognose für 2030 in dieser Arbeit als Basis genommen, auch wenn nach derzeitigen Plänen dann noch fossile Energieträger in der Fernwärme eingesetzt werden.

Allerdings ist dieser Lastgang nicht auf das Wetterjahr 2019 bezogen, sodass noch Anpassungen vorgenommen werden müssen, um Wechselwirkungen zwischen Strom- und Wärmesektor korrekt abzubilden. Dies ist insbesondere für sehr kalte Tage wichtig, da in diesen auch häufig die VRE-Erzeugung gering ausfällt [10] und die eingesetzten Speicher und sonstigen Quellen so neben der Residuallast im Stromsektor auch eine hohe Wärmenachfrage bedienen müssen.

Um einen auf dem Wetterjahr 2019 basierenden Fernwärmelastgang zu erstellen, wurde daher die Temperaturabhängigkeit des vorhandenen Lastgangs analysiert. Dazu wurde dieser zunächst in drei Jahreszeiten (Winter, Sommer, Übergang) aufgeteilt und für diese jeweils zwei weitere Untersuchungen durchgeführt: Zunächst wird mittels linearer Regression der Zusammenhang zwischen der mittleren Temperatur eines Tages und der an diesem Tag benötigten Wärmemenge ermittelt. Im nächsten Schritt wird auf Basis der Mittelwerte der relativen Last (auf die gesamte Last des Tages bezogen) zu jeder Stunde eines Tages ein normiertes Tagesprofil gebildet. Wird dieses mit der im vorigen Schritt bestimmten Tageslast multipliziert, kann ein neuer Lastgang rekonstruiert werden. Der Vergleich des auf diese Weise rekonstruierten Lastgangs für 2030 mit dem Original zeigt, dass so eine ausreichende genaue Nachbildung erzielt werden kann. Da der Originallastgang einige statistische Unregelmäßigkeiten aufweist überlagern sich Original und Rekonstruktion zwar nicht permanent, jedoch liegt die Differenz in rund 97% der Stunden unter 30 MW und die Tagesbilanzen sind immer ausgeglichen. Somit liegen diese Differenzen in einer Größenordnung, die ein typischer Speicher problemlos ausgleicht [50] und haben folglich keinen nennenswerten Einfluss auf die Dimensionierung des Erzeuger- und Speicherparks.

Folglich kann das oben beschriebene Vorgehen auf das Wetterjahr 2019 angewendet werden, um einen zum Stromlastgang kohärenten Fernwärmelastgang zu erzeugen. Dieser wird in Abbildung 7 dargestellt. Er wird in blau stundenscharf aufgelöst dargestellt, und in schwarz zur besseren Übersichtlichkeit zusätzlich auch das 48-stündige rollierende Mittel. Es wird deutlich, dass durch diese Mittelung eine starke Glättung des Lastgangs erfolgt, beispielsweise liegt die Spitzenlast bei stündlicher Auflösung bei $257 \text{ MW}_{\text{th}}$ und bei 48-stündiger Auflösung bei $204 \text{ MW}_{\text{th}}$. Auffällig ist außerdem die große saisonale Veränderung der Fernwärmelast: In den ersten 1000 Stunden des Jahres liegt sie mit etwa $170 \text{ MW}_{\text{th}}$ im Mittel mehr als vier Mal so hoch wie das Mittel der mittleren 1000 Stunden des Jahres.

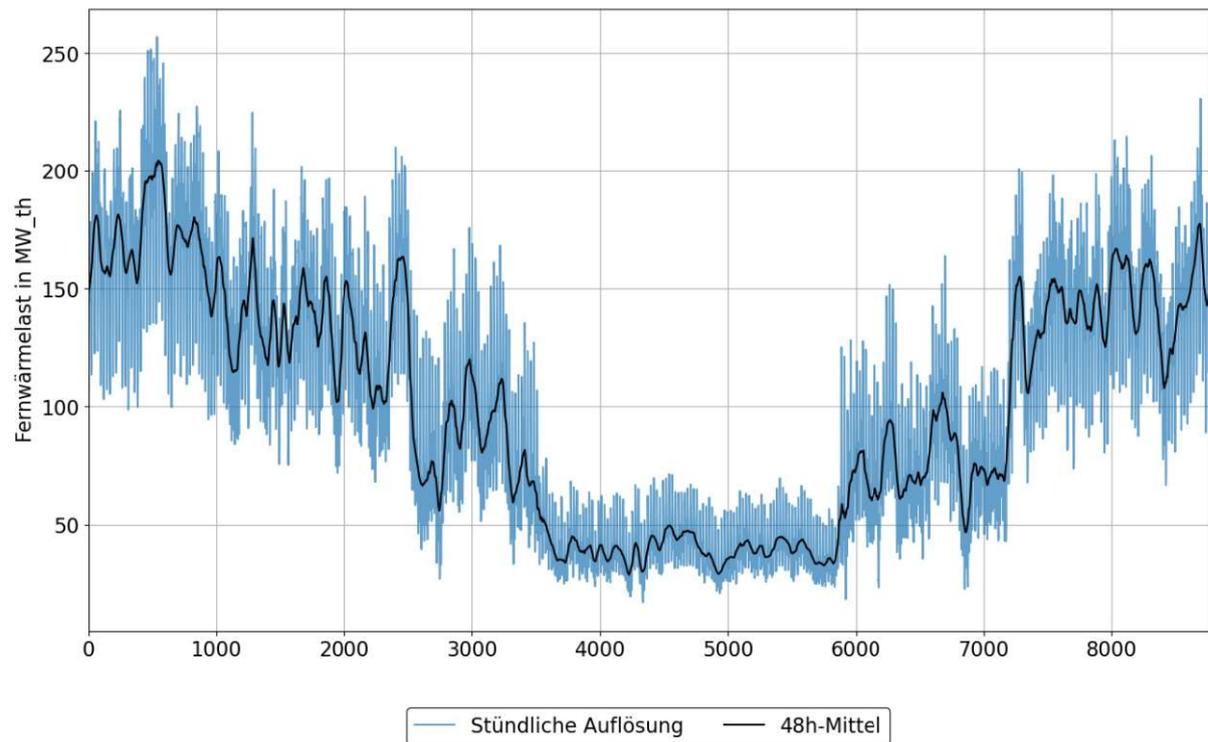


Abbildung 7: Modellierter Fernwärmelastgang der Stadt Chemnitz über ein Jahr

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Modellierung und Optimierung vorgestellt. Dazu wird zunächst der unter den gewählten Annahmen jeweils optimale Erzeugerpark für die Strom- und Fernwärmeerzeugung dargestellt. Im nächsten Schritt werden die verschiedenen Speicherbedarfe und deren Einsatz beschrieben. Zuletzt wird mit der Betrachtung des Lastgangs und der respektiven Erzeugung der Fokus von jährlichen Erzeugungsmengen auf die Vorgänge in einzelnen Stunden gelegt. Dabei werden immer jeweils zunächst die Ergebnisse ohne Betrachtung des Fernwärmesektors und danach mit Betrachtung dessen vorgestellt.

4.1 Erzeugerpark

In Abbildung 8 sind a) die installierten Leistungen der verschiedenen Anlagen und b) die erzeugten Strommengen bei Nichtbetrachtung des Fernwärmesektors dargestellt. Diese sind zum Teil das Ergebnis der Optimierung des Energiesystems, im Fall von Biogas und der Netzanschlussleistung hingegen Resultat exogener Vorgaben.

Mit einer Leistung von rund 493 MW ist die Windkraft der leistungsstärkste Erzeuger. Mit rund 896 GWh erzeugt sie auch die mit Abstand größte Strommenge. An zweiter Stelle steht sowohl bei der installierten Leistung als auch bei der erzeugten Strommenge die Photovoltaik mit rund 352 MW bzw. 294 GWh. Die importierte Energie wird wie zuvor erläutert exogen beschränkt: Die so bezogene Energiemenge entspricht mit 132 GWh genau 10 % der gesamten Stromnachfrage, was dem vorgegebenen Autarkiegrad von 90 % entspricht. Die maximal verfügbare Leistung für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz wurde wie Kapitel 3.1 erläutert auf 198 MW begrenzt. Gleiches gilt für die Stromerzeugung aus Biogas, wobei die verfügbare Leistung hier mit lediglich 3,5 MW deutlich niedriger liegt. Auch bei der installierten Leistung von Batteriespeichern gibt es mit mindestens 36 MW eine exogene Vorgabe, wobei hier jedoch keine physikalischen oder stofflichen Begrenzungen zu Grunde liegen. Stattdessen zeigte sich in ersten Optimierungsdurchläufen, dass in dem modellierten System Batteriespeicher mit den getroffenen Kosten- und Effizienzannahmen für die optimale Lösung nicht benötigt werden. In einem realen System müssen die Erzeugung und der Verbrauch jedoch nicht nur in jeder Stunde, sondern auch in viel kleineren Zeitspannen ausgeglichen sein, um die Systemstabilität

zu gewährleisten. Dafür werden hochflexible Einheiten benötigt, die ihre Leistungsaufnahme bzw. Abgabe sekundenschnell ändern können. Diese Aufgabe, die sogenannte Primärregelleistung, wird bereits heute zu großen Teilen von Batteriespeichern übernommen und auch in Zukunft werden diese dabei eine entscheidende Rolle spielen. [51] Daher wird in der Modellierung die Vorgabe getroffen, dass Batteriespeicher mit einer Leistung von mindestens 10 % der maximalen Stromlast installiert werden müssen. In diesem Szenario sind Batteriespeicher allerdings auch ohne diese Vorgabe ein Teil der optimalen Lösung, sie werden mit einer Leistung von 42 MW installiert und speisen insgesamt 45 GWh ein.

Auch die installierten Leistungen zur Stromerzeugung aus Wasserstoff (H₂) ist ein Resultat der Optimierung. Mit 19 MW stellt der H₂-Generator den größten flexiblen Erzeuger dar, aber er erzeugt mit rund 53 GWh nur etwa 4 % des gesamten Strombedarfs. Im Gegensatz dazu erfährt die Stromerzeugung aus Abfall eine deutlich höhere Auslastung: Mit einer installierten Leistung von 14 MW werden 84 GWh Strom produziert. Dem liegt allerdings ebenso eine Begrenzung der maximalen installierten Leistung zu Grunde: Da die Anfahreigenschaften und Kosten des Müllheizkraftwerks in der Modellierung nicht berücksichtigt werden und lediglich die maximale Müllmenge begrenzt wird, würde in einem unbegrenztem Szenario deutlich mehr Verbrennungskapazität installiert werden. So könnte die Anlage zwar flexibler an den aktuellen Strombedarf angepasst betrieben werden, allerdings ist dies in der Realität aufgrund der komplexen Steuerung der Müllverbrennung nur sehr begrenzt möglich.

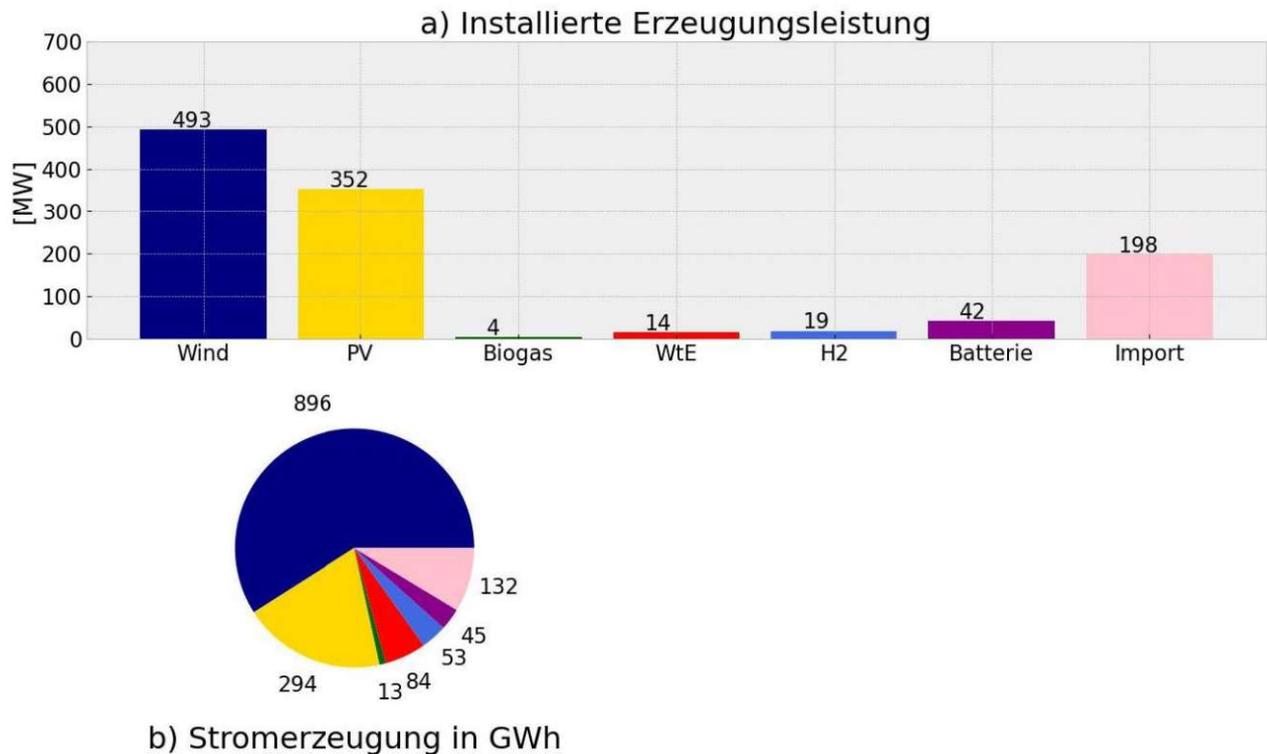


Abbildung 8: Ergebnisse der Optimierung ohne Betrachtung des Fernwärmesektors: a) installierte Erzeugungsleistung und b) erzeugte Mengen elektrischer Energie nach Quelle

In Abbildung 9 sind die gleichen Größen dargestellt, jedoch nun mit Berücksichtigung des Fernwärmesektors. Zusätzlich wird in c) noch die erzeugten Fernwärmemengen nach Quelle abgebildet. Der Strombedarf durch die direkte und indirekte Elektrifizierung dieses Sektors führt dazu, dass die gesamte Stromerzeugung von 1517 GWh um 25 % auf 1894 GWh ansteigt. Dies erfordert auch eine gesteigerte installierte Leistung bei zwei zentralen Erzeugern: Die installierte Leistung der Windenergie steigt um 34 % auf rund 660 MW, der H2-Generator sogar um 79 % auf 34 MW. Die installierte Leistung der Photovoltaik sinkt hingegen deutlich auf 274 MW und auch die installierte elektrische Leistung des Müllheizkraftwerks sinkt auf 8 MW. Letzteres ist allerdings nicht auf eine niedrigere Feuerungswärmeleistung zurückzuführen, sondern auf den niedrigeren elektrischen Wirkungsgrad, wenn neben der Stromproduktion auch noch Wärme ausgekoppelt wird. Die Hintergründe für den Rückgang bei der PV werden in Kapitel 5.1 erläutert.

Bei der Fernwärmeerzeugung stellt die Großwärmepumpe mit einer installierten Leistung von 111 MW_{th} eine zentrale Quelle dar. Sie stellt mit 455 MWh_{th} fast die Hälfte der gesamten Fernwärmeerzeugung bereit. An zweiter Stelle liegt hier mit 281 MWh_{th} die ausgekoppelte Wärme bei der Müllverbrennung. Auch bei der Wasserstoffverstromung werden 86 MWh_{th}

Wärme ausgekoppelt, wobei hier die maximal verfügbare thermische Leistung mit 31 MW_{th} (gegenüber 48 MW_{th} bei Abfall) niedriger liegt. Die Wärmeerzeugung aus Elektro- und H2-Kessel liegt bei 59 MWh_{th} bzw. 25 MWh_{th}, die installierte Leistung der PtH liegt mit gut 34 MW_{th} etwas niedriger als die des H2-Kessels (54 MW_{th}). Die Solarthermie wurde zwar in der Modellierung berücksichtigt, ist aber aufgrund der hohen spezifischen Investitionskosten und der nicht zum Wärmebedarf passenden Verfügbarkeit im Jahresverlauf kein Teil der optimalen Lösung.

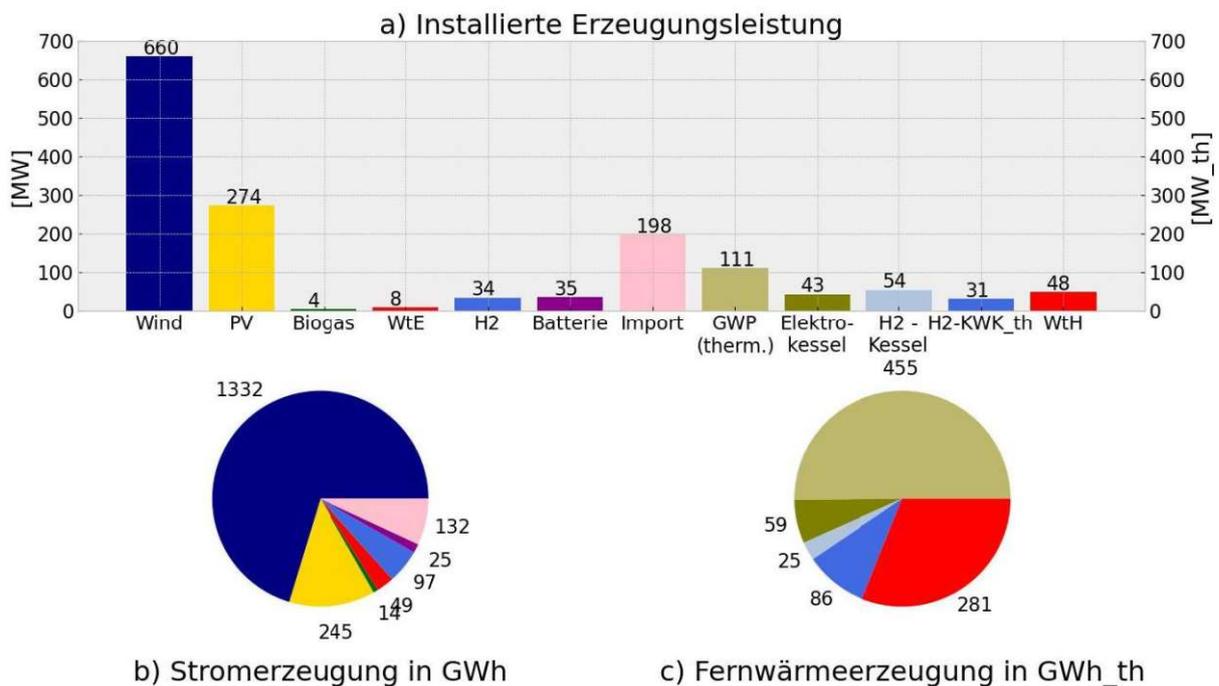


Abbildung 9: Ergebnisse der Optimierung mit Betrachtung des Fernwärmesektors: a) installierte Erzeugungsleistung, b) erzeugte Mengen elektrischer Energie und c) erzeugte Fernwärmemengen nach Quelle

4.2 Speicherpark

In einem Energiesystem, das zu großen Teilen aus volatilen Erzeugern aufgebaut ist, spielen Speicher eine elementare Rolle, um die Energieversorgung zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten. In Abbildung 10 ist daher der Speicherstand von Wasserstoff- und Batteriespeicher im Jahresverlauf für das Szenario ohne Betrachtung des Fernwärmesektors dargestellt. Es ist zu erkennen, dass beide Speicher einen stark unterschiedlichen Einsatz erfahren. Der H2-Speicher kann mit einer Kapazität von knapp 6 GWh mehr als 35-mal so viel Energie speichern wie der Batteriespeicher mit einer Kapazität von 169 MWh. Dafür wird der

Batteriespeicher viel öfter be- und entladen (ca. 286-mal) als der H2-Speicher (ca. 20-mal). Diese Zyklen bestehen beim Batteriespeicher häufig, aber nicht immer, aus einer vollständigen Be- und Entladung. Beim H2-Speicher treten hingegen auch häufig Teilzyklen auf, in denen nur ein Teil der verfügbaren Energie zugeführt oder entnommen wird, bevor dieser Vorgang umgekehrt wird. Dieses Verhalten ist mit den spezifischen Kosten- und Effizienzen der verschiedenen Speicher zu erklären. Der H2-Speicher kann in seiner Kapazität relativ günstig erweitert werden, ist dafür aber vergleichsweise ineffizient in der Energieumwandlung. Daher springt der Batteriespeicher eher bei kurzfristigen Abweichungen von geringer Zeitdauer und somit niedrigen Energiebedarf ein, während der H2-Speicher Energie eher über einen längeren Zeitraum speichert und bereitstellt. Das erklärt auch die erkennbare Häufung der Batteriespeichereinsätze in den Sommermonaten. Dort ist die Stromerzeugung maßgeblich von der PV-Einspeisung geprägt, welche stark im Tag-Nacht-Rhythmus fluktuiert. Folglich kann hier der Batteriespeicher häufig Überschüsse am Tag einspeichern und in der Nacht ausspeichern, ohne dabei ähnlich hohe Energieverluste wie bei der Wasserstoffverstromung in Kauf zu nehmen.

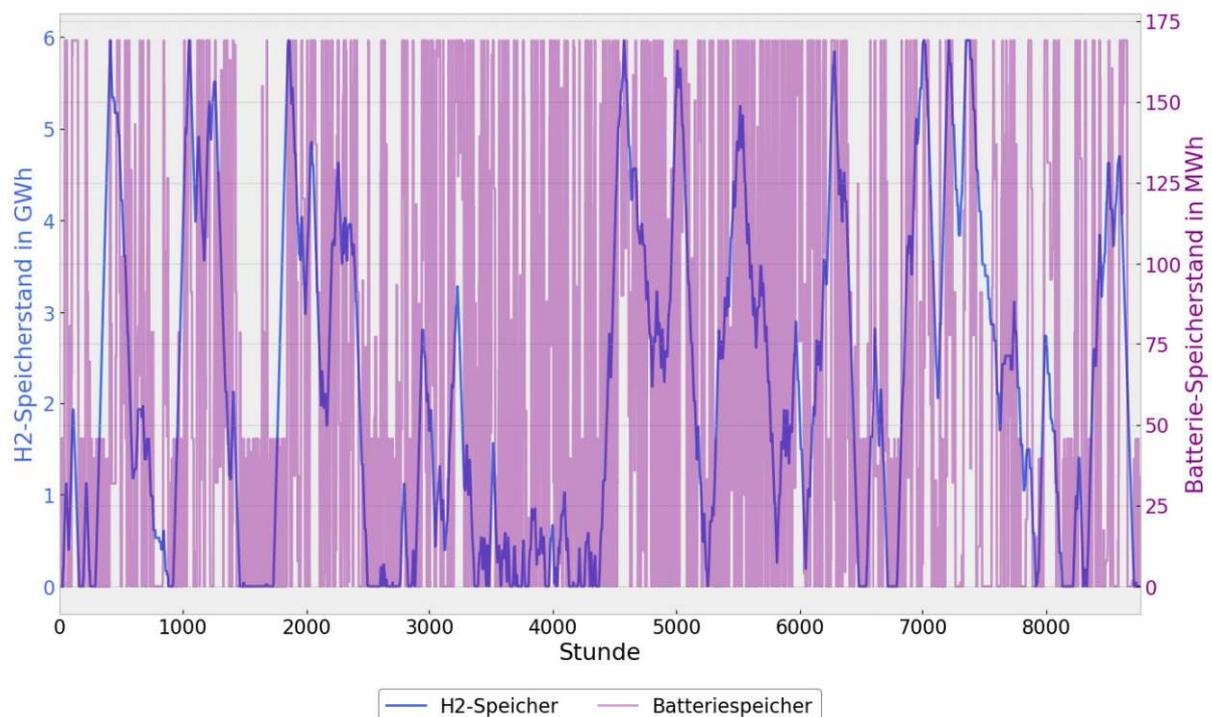


Abbildung 10: Ergebnisse der Optimierung ohne Betrachtung des Fernwärmesektors: Verlauf des Speicherstands von H2- und Batteriespeicher

In Abbildung 11 ist der Speicherstandsverlauf von Batterie-, Wärme- und H2-Speicher bei Berücksichtigung des Fernwärmesektors dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der maximale Speicherbedarf an Wasserstoff mit 19,8 GWh deutlich höher liegt als zuvor, während der Batteriespeicher mit 76 MWh deutlich weniger ausgebaut wird. Die maximale Wärmespeicherkapazität von 2,6 GWh wurde ebenfalls exogen vorgeben und orientiert sich an dem größten bisher in Deutschland gebauten Fernwärmespeicher [52].

Auch hier ist zu beobachten, dass der Batteriespeicher deutlich häufiger be- und entladen wird als der H2-Speicher, wobei mit 12 Zyklen die Häufigkeit beim H2-Speicher leicht zurückgeht, während der Batteriespeicher mit 357 Zyklen deutlich häufiger eingesetzt wird. Der Wärmespeicher liegt dabei mit 52 Zyklen zwischen den beiden, wobei jedoch die vollständige Beladung deutlich seltener stattfindet, da diese mit hohen Leerlaufverlusten einhergeht.

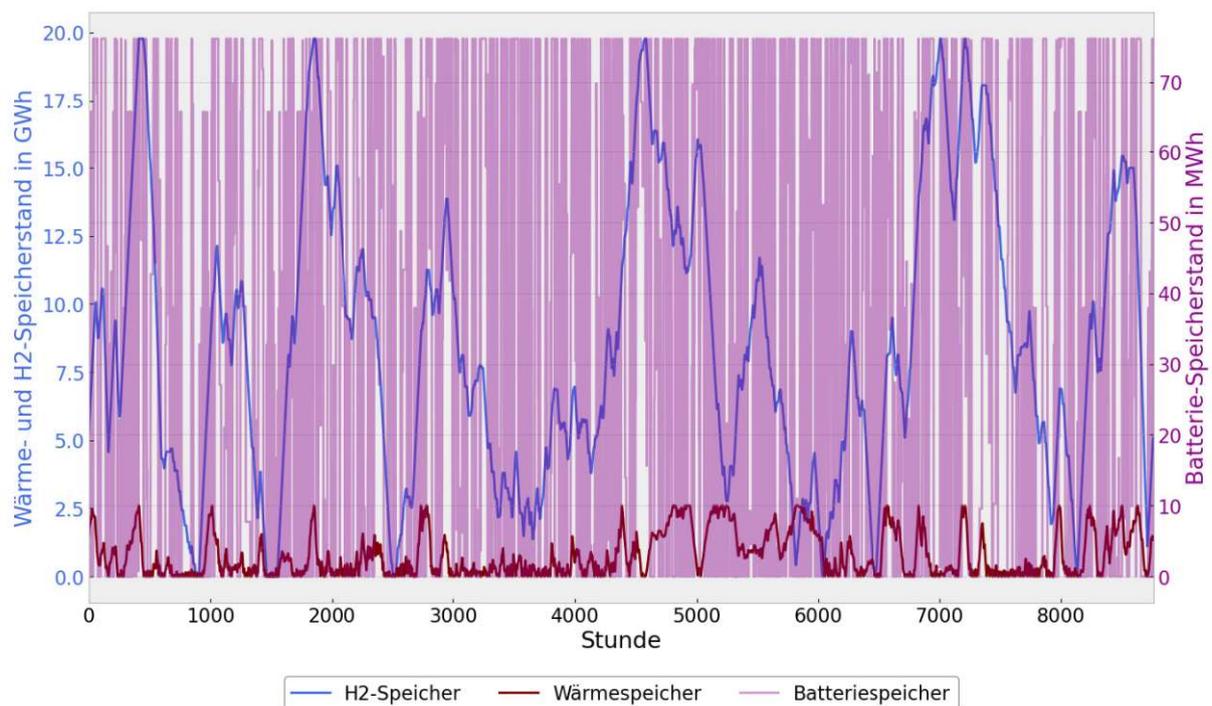


Abbildung 11: Ergebnisse der Optimierung mit Betrachtung des Fernwärmesektors: Verlauf des Speicherstands von H2- und Wärmespeicher sowie Batteriespeicher

4.3 Lastgang

In Abbildung 12 a) und b) wird der Stromlastgang ohne Betrachtung des Fernwärmesektors über einen Zeitraum von 1000 Stunden zu Beginn und in der Mitte des Jahres dargestellt.

Darüber hinaus ist farblich dargestellt, welcher Erzeuger zur Lastdeckung zum Einsatz kommen (positive Y-Achse) bzw. überschüssige Energie einspeichern (negative Y-Achse).

In der Winterperiode ist die PV-Leistung sehr gering, die Windenergie ist hingegen meistens gut verfügbar. Dennoch gibt es unter anderem eine Periode von rund 8 Tagen, in denen beide Quellen deutlich weniger Leistung bereitstellen, als zur Lastdeckung benötigt wird. In solchen Zeiträumen werden zum einen die Speicher entladen, aber der größte Teil der benötigten Energie wird aus dem Netz bezogen. Außerdem ist zu erkennen, dass der Einsatz von Biogas genau in diesen Zeiträumen liegt, jedoch kann mit der niedrigen Leistung von unter 4 MW kein großer Beitrag erzielt werden. Die Stromerzeugung durch Müllverbrennung erfolgt fast durchgängig, lediglich wenn sehr viel VRE-Strom zur Verfügung steht, wird sie gedrosselt.

In der Sommerperiode zeigt sich ein deutlich anderes Bild. Hier werden fast an jedem Tag Stromüberschüsse erzielt, da die PV mit hoher Leistung einspeist. Die Windenergie steht dagegen deutlich weniger zur Verfügung als im Winter und meist auch nur im Teillastbereich. Folglich ist hier in den meisten Nächten ein Speichereinsatz nötig. Aufgrund der begrenzten Leistung und Kapazität der Batteriespeicher können diese nur einen sehr kleinen Teil des nächtlichen Energiebedarfs decken, der größere Teil wird aus dem H₂-Speicher aufgefangen. Neben den Biogas-Kraftwerken und der Müllverbrennung springen hier auch die Stromimporte aus dem vorgelagerten Netz ein, letztere allerdings in einem deutlich geringeren Umfang als im Sommer. Die Erzeugung dieses importierten Stroms wird im Modell nicht weiter betrachtet, muss in einem realen System aber natürlich auch bedacht werden. Da davon auszugehen ist, dass bei geringer VRE-Verfügbarkeit im betrachteten Gebiet die Situation auch in den umliegenden Gebieten ähnlich ist, muss in diesen Perioden mit hohen Strompreisen gerechnet werden. Zur Erzeugung stehen dann vor allem andere erneuerbare Quellen wie Biomasse, Wasserkraft, Wasserstoff oder Offshore-Windkraft zur Verfügung. Aber auch Stromimporte über große Strecken können eine entscheidende Rolle spielen: Da Wetterphänomene meist räumlich begrenzt sind, kann die VRE-Verfügbarkeit an einem Ort niedrig, aber an einem entfernten Ort zeitgleich sehr hoch sein.

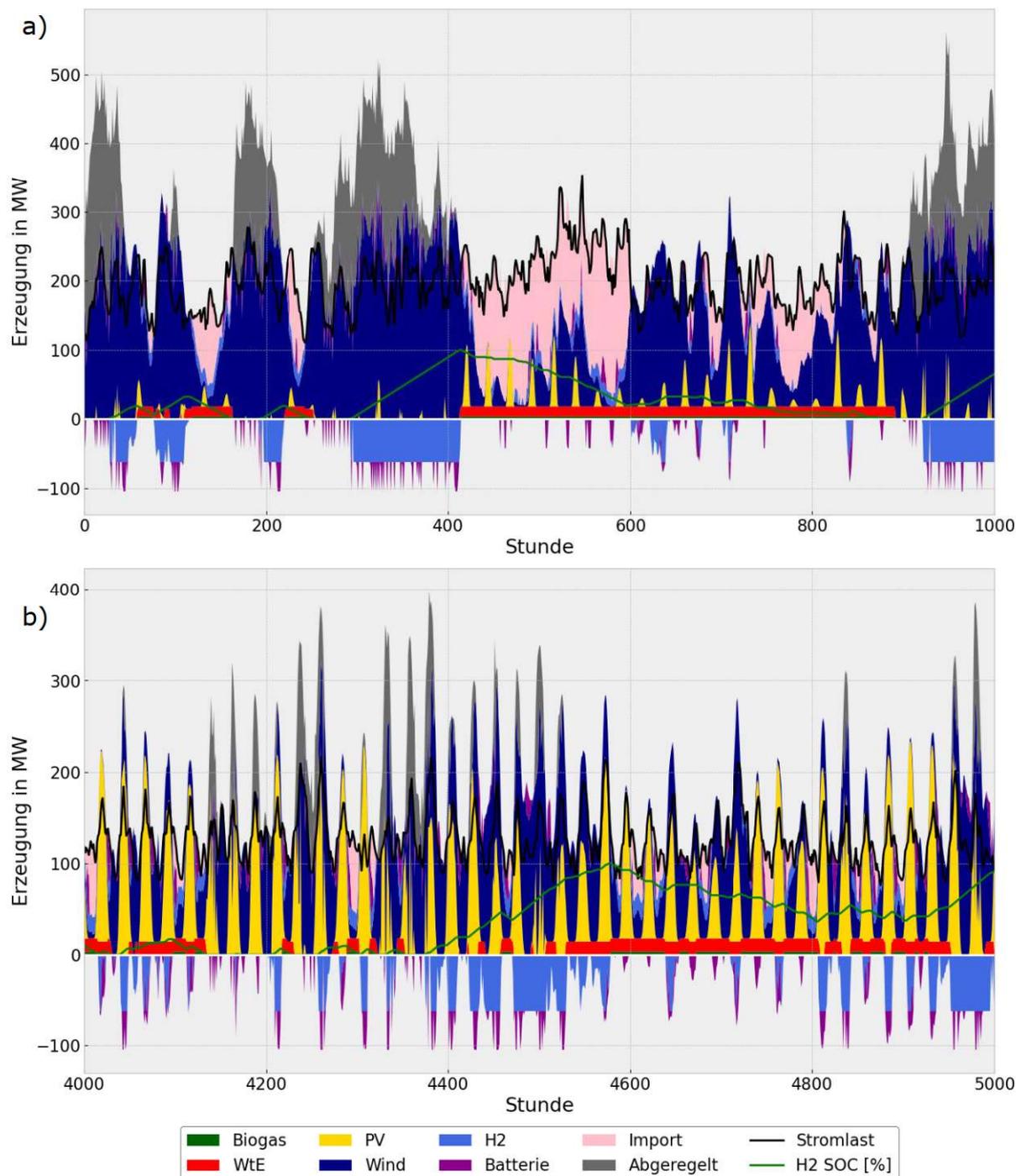


Abbildung 12: Stromlastgang und entsprechende Erzeugung im Szenario ohne Betrachtung des Fernwärmesektors in 1000 Stunden im a) Winter und b) Sommer des betrachteten Jahres

In Abbildung 13 wird erneut der Stromlastgang und die entsprechende Erzeugung dargestellt, nun aber im Szenario mit Berücksichtigung des Fernwärmesektors. Daher sind auf der negativen Y-Achse zusätzlich der Strombedarf durch Großwärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen abgebildet. Es wird deutlich, dass der zusätzliche Energiebedarf dieser

Wärmeerzeuger dazu führt, dass mehr Strom erzeugt werden muss. Dies wird im Winter vor allem durch mehr Windenergie und einen größeren H₂-Generator ermöglicht. Auch der Importbedarf steigt im Winter leicht an, kann aber durch die höhere Leistung des H₂-Generators im Sommer deutlich reduziert werden, sodass die Jahressumme weiterhin konstant bei einem Zehntel der Stromnachfrage bleibt.

Die GWP wird im Winter fast durchgängig betrieben und nur dann heruntergefahren, wenn die VRE-Verfügbarkeit sehr niedrig ist. Im Sommer schwankt der Einsatz der GWP jedoch stark mit der VRE-Verfügbarkeit, es wird also fast nur überschüssiger VRE-Strom in Wärme umgewandelt. Gleiches gilt für den Betrieb der PtH, wobei diese im Sommer aufgrund des geringeren Wärmebedarfs kaum zum Einsatz kommt.

Das Müllheizkraftwerk wird im Winter etwas mehr betrieben als im Sommer. Dies ist durch die begrenzte Gesamtmenge an Müll, die verbrannt werden darf, bedingt. Da die bei der Stromerzeugung ausgekoppelte Wärme im Winter deutlich dringender benötigt wird, verschieben sich die Einsatzzeitpunkte mehr in den Winter.

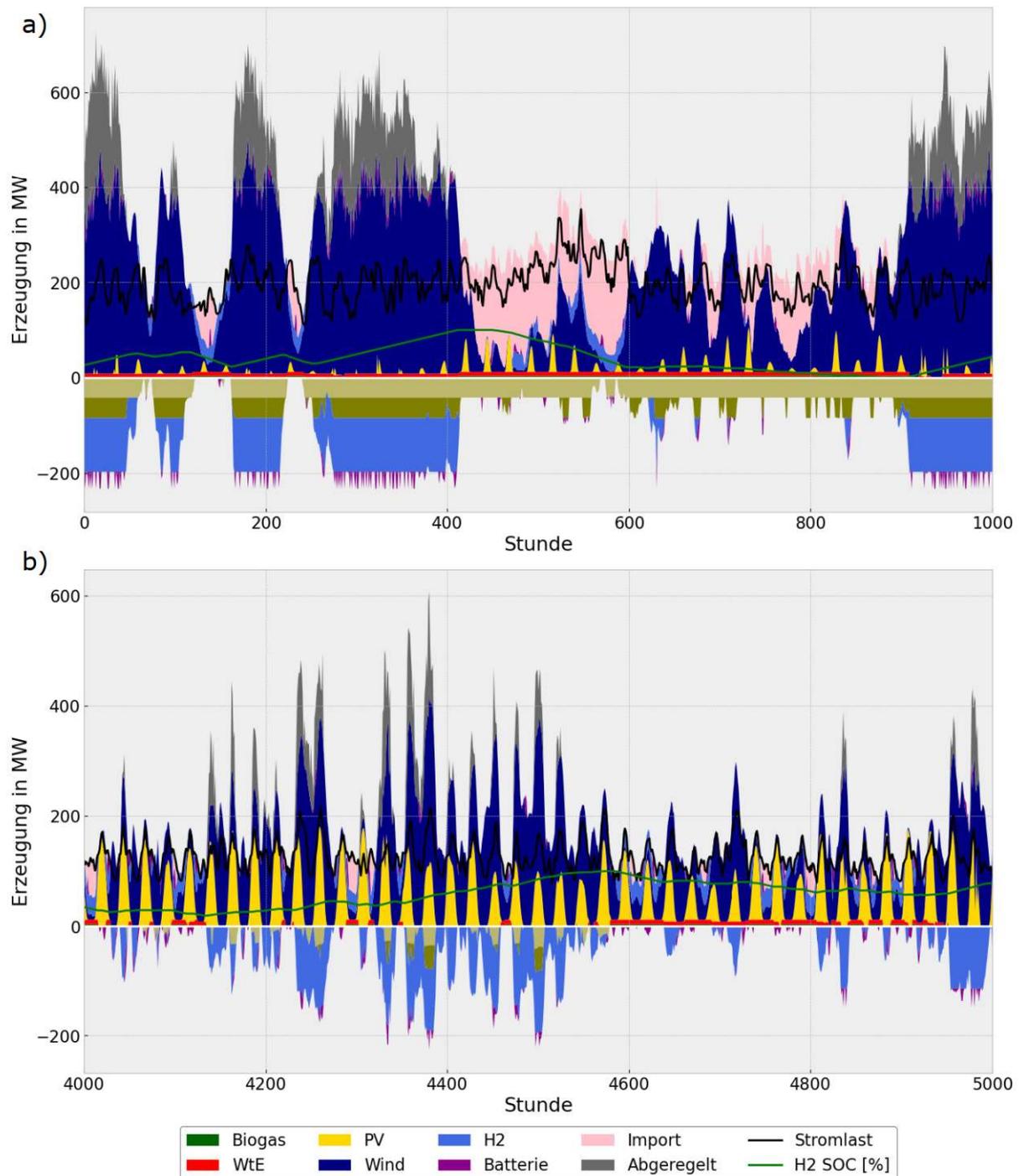


Abbildung 13: Stromlastgang und entsprechende Erzeugung im Szenario mit Betrachtung des Fernwärmesektors in 1000 Stunden im a) Winter und b) Sommer des betrachteten Jahres

In Abbildung 14 a) und b) ist analog zu den vorherigen Abbildungen der Fernwärmelastgang für eine Winter und eine Sommer- bzw. Übergangsperiode dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Großwärmepumpe zwar mit Abstand am meisten Energie bereitstellt, aber in einigen Momenten für wenige Stunden oder einzelne Tage vollständig heruntergefahren wird. Dies ist

insbesondere in Momenten mit hohen Strompreisen der Fall, da dann der Einsatz anderer Energieträger kostengünstiger ist. Insbesondere der Wärmespeicher stellt dann einen großen Teil der benötigten Leistung bereit. Aber auch die Wärmeerzeugung aus Wasserstoff – sowohl im Kessel als auch gekoppelt mit der Stromerzeugung, werden größtenteils dann eingesetzt, wenn die Erzeugung der übrigen Quellen nicht ausreicht, um die Wärmelast zu decken oder der Speicher beladen werden muss.

Das Müllheizkraftwerk läuft im Winter fast konstant durch, und auch die PtH kommt über längere Zeiträume zum Einsatz, wobei auch hier der Strompreis ausschlaggebend ist: Bei niedrigen Strompreisen wird dieser in der PtH zu Wärmeerzeugung eingesetzt, bei hohen Strompreisen kommt eher der Wasserstoffkessel zum Einsatz.

In der warmen Periode in Teil b) der Abbildung ergibt sich ein etwas anderes Bild: Zunächst fällt auf, dass die Lasten im Mittel auf unter ein Sechstel der Spitzenlast fallen. Dies führt dazu, dass entweder die Wärmepumpe oder das Müllheizkraftwerk jeweils in Kombination mit dem Speicher den Wärmebedarf fast vollständig allein decken können. Da aber, wie zuvor beschrieben, das H₂-Heizkraftwerk in der Nacht aufgrund nicht ausreichender VRE-Verfügbarkeit betrieben werden muss, findet zu diesen Zeiten auch Wärmeerzeugung aus Wasserstoff statt. Dennoch ist es so, dass die Wärmepumpe tagsüber mit hoher Effizienz und bei günstigen Strompreisen viel mehr Wärme erzeugt als benötigt wird, welche dann eingespeichert und nachts wieder zur Verfügung gestellt wird. In Zeiten mit geringerer VRE-Verfügbarkeit wird die Wärmepumpe nicht betrieben, stattdessen läuft die Müllverbrennung durch, um die Stromknappheit zu begrenzen.

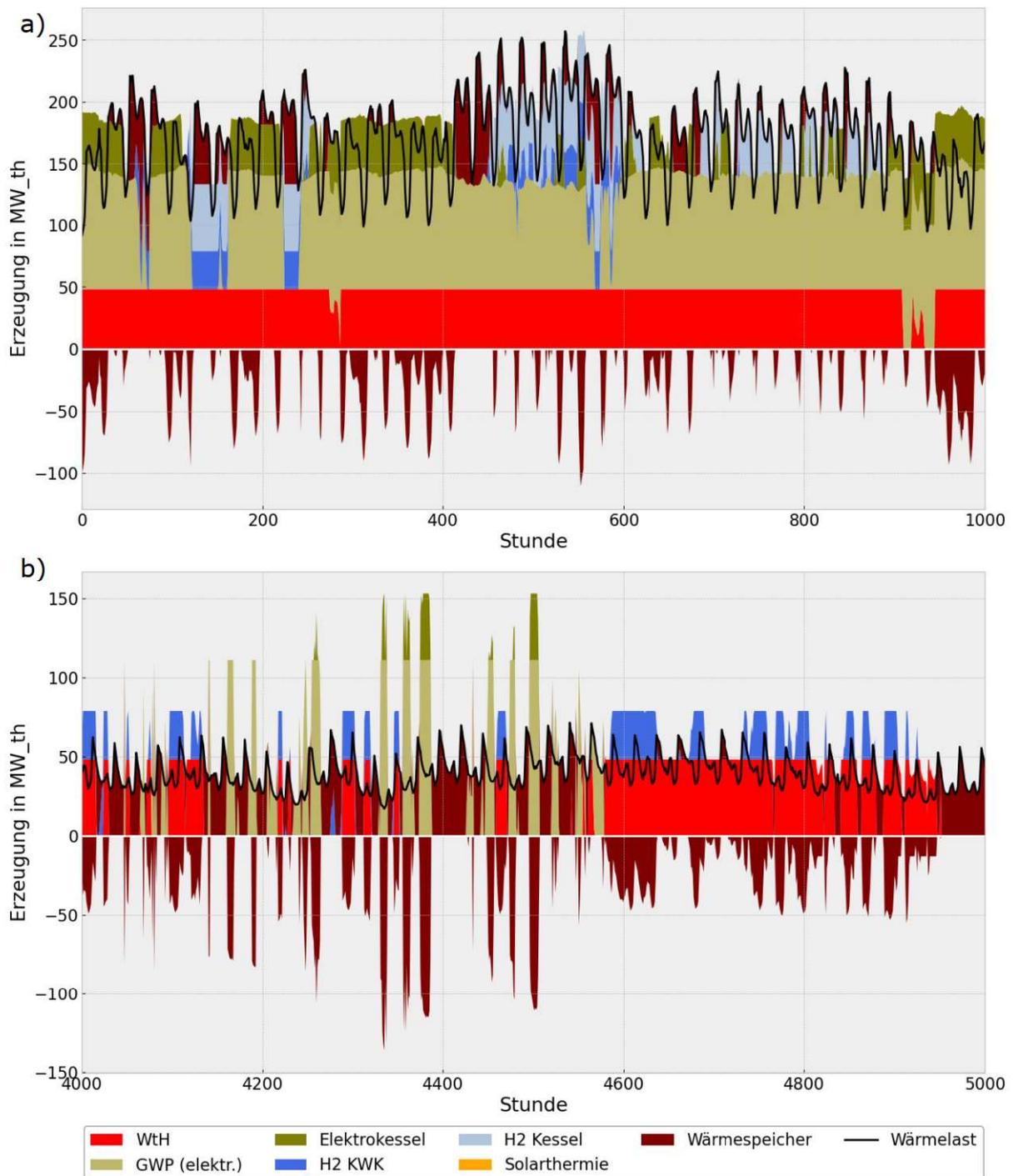


Abbildung 14: Fernwärmelastgang und entsprechende Erzeugung in 1000 Stunden im a) Winter und b) Sommer des betrachteten Jahres

5 Diskussion

Aus den vorliegenden Ergebnissen könnten Antworten auf die Eingangs gestellten Fragen und die Problemstellung abgeleitet werden. Dazu wird zunächst eine Einordnung der zuvor dargestellten Optimierungsergebnisse hinsichtlich des Speicher- und Erzeugerparks vollzogen, bevor der Fokus auf die wirtschaftlichen Effekte gelegt wird. Danach werden die Grenzen und Ungenauigkeiten der Modellierung erläutert, die Autarkieanforderung diskutiert und ein Ausblick zur weiteren Verfeinerung dieser Arbeit gestellt.

5.1 Analyse der Erzeuger- und Speicherparks

Bei Betrachtung der beiden dargestellten Erzeuger- und Speicherparks fällt auf, dass ein deutlich erhöhter Ausbaubedarf besteht, wenn neben dem Stromsektor auch der Fernwärmesektor betrachtet wird. Die Fernwärmeversorgung kann also nicht nur aus den Energieüberschüssen, die bei der Stromerzeugung in einem teillautarken Energiesystem ohnehin anfallen, sichergestellt werden. Dies ist allerdings erwartbar, da der gesamte Endenergiebedarf im Modell etwa um die Hälfte steigt, wenn der Fernwärmesektor berücksichtigt wird und dieser zu großen Teilen mit Hilfe von Elektroenergie versorgt wird.

Der Erzeugerpark weist in beiden Szenarien einen hohen Anteil an Windenergie auf. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass mit den gewählten Annahmen die Stromgestehungskosten für Windkraft niedriger sind als die der PV, was wiederum insbesondere mit den regionalen Gegebenheiten im betrachteten Gebiet (vergleichsweise viel Wind und weniger Sonnenstrahlung als in anderen Teilen Deutschlands) zu erklären ist. Außerdem ist durch die Einbeziehung der dezentralen Wärmeversorgung im Stromlastgang der Elektroenergiebedarf im Winter deutlich höher als im Sommer. Dieses Verhältnis ist im Szenario mit Berücksichtigung des Fernwärmesektors noch deutlicher stärker ausgeprägt. Da die PV im Winter nur sehr eingeschränkt zur Verfügung steht, während die Windkraft hier die höchsten Potentiale aufweist, findet in diesem Szenario deutlich weniger Ausbau von PV statt.

Auch der H₂-Speicherbedarf steigt bei Berücksichtigung des Fernwärmesektors stark an. Das ist darauf zurückzuführen, dass der Wasserstoff nun nicht nur zur Deckung der Residuallasten im Strom-, sondern auch im Fernwärmesektor eingesetzt wird. Folglich steigt die Wasserstoffmenge, die in kalten Zeiten mit geringer VRE-Erzeugung benötigt wird, stark an.

Der Batteriespeicher ist hingegen in diesem Szenario deutlich kleiner als ohne Betrachtung des Fernwärmesektors. Durch die deutlich höhere installierte Leistung der Windkraft treten auch im Sommer häufiger Erzeugungsüberschüsse auf, die in Form von Wasserstoff gespeichert werden. Die Speicherung in Batteriespeichern wäre zwar effizienter, wird aber nicht benötigt, da die H₂-Speicherkapazitäten ohnehin vorhanden sind und durch die Elektrolyse die Abregelung der VRE-Anlagen eingeschränkt werden kann. Außerdem gibt es durch die niedrigere installierte Leistung von PV-Anlagen im Sommer weniger Überschüsse, die nur im kurzen Tag-Nacht-Rhythmus gespeichert werden müssen.

Insgesamt kann die Abregelung von Wind und PV im zweiten Szenario reduziert werden: Bei Wind können 87 % statt 82 % der verfügbaren Energie genutzt werden, bei PV 93 % statt 89 %. Dennoch zeigen diese Zahlen, dass in beiden Szenarien große Überkapazitäten von Wind und PV aufgebaut werden müssen, damit sie regelmäßig auch bei niedriger bis mittlerer Verfügbarkeit lastdeckend arbeiten können. Das führt jedoch dazu, dass in Zeiten mit hoher VRE-Verfügbarkeit nicht die gesamte verfügbare Energie genutzt werden kann. In einem nicht autarken Szenario könnten diese Energiemengen gegebenenfalls als Exporte in andere Netze transportiert werden, um eine höhere Auslastung der VRE-Anlagen zu erzielen, wobei dann auch dort Überschüsse vorliegen könnten.

Abschließend lässt sich festhalten, dass auch mit den zusätzlichen Flexibilitäten des Fernwärmesektors der Ausbaubedarf für Erzeugungs- und Speichereinheiten nicht reduziert werden kann, sondern deutlich ansteigt. Die Überkapazitäten im ersten Szenario sind also nicht groß genug, um die Fernwärmeversorgung lediglich aus diesen zu ermöglichen. Allerdings muss dabei berücksichtigt werden, dass die Bereitstellung der Fernwärme im ersten Szenario zwar nicht berücksichtigt wird, aber dennoch erfolgen muss. Wird davon ausgegangen, dass dies nicht gekoppelt mit dem Stromsektor, sondern vor allem durch den Import klimaneutraler Gase geschieht, ist der zu Grunde liegende Autarkiegrad von 90 % nicht mehr haltbar. Die direkte Erzeugung grüner Gase wäre vor Ort zwar theoretisch möglich, würde aber ein Vielfaches an installierter VRE-Leistung erfordern. Denn dazu ist an erster Stelle ebenso Strom notwendig, welcher dann verlustbehaftet in die entsprechenden Gase gewandelt werden muss. Die direkte Nutzung dieses Stroms in Großwärmepumpen ist deutlich effizienter, sodass letztendlich auch weniger elektrische Energie zur Bereitstellung derselben Wärmemenge notwendig ist.

5.2 Vergleich der Systemkosten

In Abbildung 15 a) werden die Systemkosten ohne, in b) mit Betrachtung des Fernwärmesektors dargestellt. Die Systemkosten sind die Summe aller in der Optimierung berücksichtigten Kosten des Energiesystems, bezogen auf die jeweils verbrauchten Energiemengen. Durch diesen Bezug sind sie mit den durchschnittlichen Energiegestehungskosten über den betrachteten Zeitraum vergleichbar. Aufgeteilt werden sie jeweils nach Kostenquelle, sodass die Anteile, die einzelne Technologien an den Gesamtkosten haben, zum Vorschein kommen.

Bei Betrachtung von Strom- und Fernwärmesektor werden zwei Methoden angewandt, um die Kosten auf beide Sektoren zu verteilen. Bei den Anlagen, die gekoppelt Strom- und Wärme erzeugen (also Müllverbrennung und Wasserstoff), werden die gesetzlichen Vorgaben zur energetischen Bewertung von KWK-Anlagen herangezogen. Dabei wird zunächst die Energieeinsparung durch den gekoppelten Prozess gegenüber der getrennten Erzeugung mit Referenzkraft- und Heizwerken bestimmt. Damit kann dann die sektorspezifische Aufteilung des Primärenergieeinsatzes bestimmt werden, welche hier auch zur Aufteilung der Gesamtkosten herangezogen wird. [53]

Für die Kostenaufteilung der weiteren Stromerzeuger wird zunächst bestimmt, wie hoch der Anteil des Stromverbrauchs von Großwärmepumpe und Power-to-Heat an der gesamten Stromerzeugung in jeder Stunde ist. Durch Multiplikation mit der stundenscharfen Stromerzeugung kann dann für jede Quelle separat bestimmt werden, wie groß der Anteil von direkt verbrauchter Elektroenergie und im Fernwärmesektor verbrauchter Elektroenergie ist. Die Gesamtkosten je Quelle werden dann mit diesen Anteilen jeweilig dem entsprechenden Sektor zugerechnet.

Beim Blick auf die Systemkosten ohne Betrachtung des Fernwärmesektors wird deutlich, dass mit rund 50 % auf die Windenergie der mit Abstand größte Anteil der gesamten Systemkosten entfällt. An zweiter Stelle liegt mit etwa 18 % die PV, gefolgt von der Müllverbrennung und Wasserstoff (Elektrolyse, Speicherung und Verstromung kumuliert) mit jeweils 9 %. Die Kosten für Importe aus dem vorgelagerten Netz tragen mit 8 % zu den gesamten Systemkosten bei, der Batteriespeicher mit 5 % und Biogas lediglich mit einem Prozent. Insgesamt liegen die Systemkosten bei etwa 58,8 €/MWh.

Die Systemkosten im Szenario mit Betrachtung des Fernwärmesektors zeigen für den Stromsektor ein ähnliches Bild: Die Windenergie hat mit rund 57 % weiterhin den größten Anteil. Der Anteil der PV schrumpft hingegen, während er bei H2 steigt, sodass im Stromsektor beide für jeweils 14 % der Systemkosten aufkommen. Die Kosten für Stromimporte machen hier weiterhin 8 % aus, die Müllverbrennung jedoch nur noch 4 %. Auch der Batteriespeicher kommt nur noch für etwa 2 % der Systemkosten im Stromsektor auf, Biogas bleibt konstant niedrig bei rund einem Prozent. Insgesamt liegen die Systemkosten für Elektroenergie mit der gewählten Aufteilung bei etwa 55,1 €/MWh.

Mit dieser Aufteilung der Kosten auf Strom- und Fernwärmesektor wird auch ein Teil der Kosten für reine Stromerzeuger dem Fernwärmesektor zugerechnet, da ein Teil der erzeugten Elektroenergie nicht im Stromsektor, sondern für die Fernwärmebereitstellung benötigt wird. So kommt es, dass auch hier die Windenergie mit 34 % für den größten Kostenanteil aufkommt. Die PV hat hier mit etwa 4 % einen deutlich niedrigeren Anteil, ebenso wie die Netzimporte mit etwa 3 %. Dafür ist der Kostenanteil der Müllverbrennung im Fernwärmesektor mit 15 % deutlich größer, ebenso wie Wasserstoff mit 20 %. Davon ausgenommen ist die Verbrennung von Wasserstoff im Kessel, da dessen Kosten vollständig dem Fernwärmesektor zugerechnet werden. Dieser macht allerdings, ebenso wie Batterie und PtH, lediglich etwa 1 % der Systemkosten im Fernwärmesektor aus. Die Annuitätskosten der Großwärmepumpe kommen hier hingegen für 21 % auf. Die Stromkosten für deren Betrieb spiegeln sich in den zugerechneten Kosten der Stromerzeuger wider. Wenn diese den Kosten für GWP und PtH zugerechnet werden, kommen die elektrischen Wärmeerzeuger zusammen insgesamt für etwa 64 % der Systemkosten im Fernwärmesektor auf. Die Kosten für den Wärmespeicher und Biogas sind vernachlässigbar gering. Insgesamt liegen die Systemkosten im Fernwärmesektor mit etwa 33 €/MWh deutlich niedriger als im Stromsektor, und somit in der gleichen Größenordnung wie die heute gängigen Kosten.

Der in allen Fällen dominierenden Kostenanteil der Windenergie ist erwartbar so hoch, da die Windenergie mit Abstand am meisten Energie bereitstellt. Dennoch verdeutlicht dies, dass große Potentiale zur Senkung der Systemkosten hier liegen, während beispielsweise Kosteneinsparungen bei Batteriespeichern keinen nennenswerten Effekt auf die Gesamtkosten hätten. Für eine vollständige Kostenbeurteilung ist es allerdings wichtig, die Nutzung der erzeugten Energie zu betrachten. Denn wie beschrieben wird ein relevanter Teil des erzeugten Stroms nicht direkt genutzt, sondern z.B. für die Wärme- oder Wasserstoffherzeugung genutzt. Somit kann beispielsweise eine Erhöhung der Elektrolyse-

Effizienz auch zu einer Senkung der Kosten für Windenergie führen, weil weniger Strom für dieselbe Menge Wasserstoff benötigt wird.

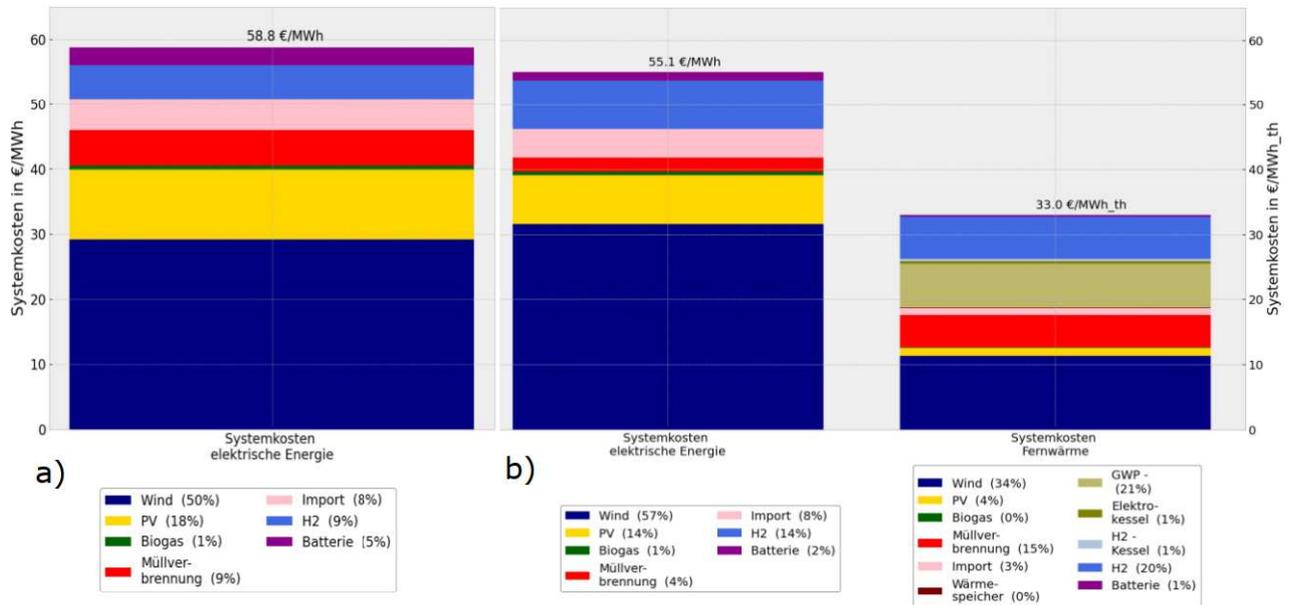


Abbildung 15: Die Systemkosten des optimierten Systems, aufgeteilt nach Kostenquelle, für das Szenario a) ohne und b) mit Betrachtung des Fernwärmesektors

Die Aufteilung der Systemkosten auf beide Sektoren im zweiten Szenario ermöglicht, beide Szenarien auch aus ökonomischer Sicht zu vergleichen. Die gesamten Systemkosten sind im zweiten Szenario erwartbar deutlich höher, da ein signifikant größerer Energiebedarf bedient wird. Werden allerdings lediglich die Systemkosten für die Bereitstellung von Elektroenergie verglichen, zeigt sich, dass diese durch die Synergien mit der Fernwärmeerzeugung um gut fünf Prozent gesenkt werden können. Dies ist zwar keine erhebliche Kostenreduktion, jedoch muss berücksichtigt werden, dass die Fernwärme andernfalls ebenso erzeugt werden muss. Es ist davon auszugehen, dass die Kosten dafür deutlich höher sind, wenn dies ohne Kopplungen und Synergien mit dem Stromsektor erfolgt. Folglich zeigt die Modellierung, dass durch die gemeinsame Optimierung von Strom- und Fernwärmeversorgung ein teilautarkes Energiesystem günstiger gestaltet werden kann, als wenn beide Sektoren einzeln betrachtet werden.

Bei Betrachtung der hier dargestellten Systemkosten muss berücksichtigt werden, dass diese fundamental von den gewählten Kostenannahmen abhängig sind. Diese basieren auf aktuellen Prognosen, können aber in Zukunft deutlich von den hier verwendeten Werten abweichen. Folglich ist es wichtig, die hier dargestellten Kosten eher als Größenordnung aufzufassen und nur für den Vergleich der verschiedenen Szenarien zu nutzen.

5.3 Grenzen der Modellierung

Wie in Kapitel 2.2 erläutert sind Energiesystemmodelle vereinfachte Abbildungen komplexer Systeme. Vereinfachungen sind nötig, um den Modellierungs- und Rechenaufwand in einem angemessenen Rahmen zu halten, sorgen aber auch für Abweichungen vom realen System. Auch in dieser Arbeit werden einige Elemente des Modell nicht vollständig realistisch abgebildet. Beispielsweise werden, um die Optimierung wie gewünscht vornehmen zu können, alle Elemente mit linearem Verhalten abgebildet. Dies führt dazu, dass beispielsweise auch das Müllheizkraftwerk stellenweise hochflexibel (z.B. nur für vereinzelte Stunden) betrieben wird. Dieses Verhalten wäre in einem realen System aufgrund hoher Kosten und Dauern für das Hochfahren eines solchen Kraftwerks nicht zu erwarten. Außerdem werden keine Skaleneffekte bei der Installation von Erzeugern betrachtet, d.h. die Investitionskosten pro Einheit sind immer gleich, egal wie viele Einheiten installiert werden.

Außerdem erfolgt die Optimierung mit sogenannter *perfect-foresight* (Perfekte Vorausschau); es ist also zu jedem Zeitpunkt genau bekannt, wie sich Last und Erzeugung in den kommenden Stunden und Tagen entwickeln werden. So kann beispielsweise der Wasserstoffspeicher kleiner dimensioniert werden, weil bei der Entladung kein Sicherheitspuffer gehalten werden muss, falls die Deckungslücke der VRE-Erzeugung länger als erwartet vorliegt. Ein realistischerer, aber komplexer Ansatz wäre die myopische Modellierung, bei der die Vorausschau des Modells auf einen kürzeren Zeitraum begrenzt wird.

Darüber hinaus basiert die Modellierung weitgehend auf einem *Greenfield*-Ansatz, d.h. es wird nicht mit dem Vorhandensein bestimmter Einheiten gerechnet, sondern der Neubau aller Anlagen angenommen. Wird allerdings davon ausgegangen, dass die bestehenden Gasmotorenheizkraftwerke in Chemnitz auf den Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet werden können, wäre damit deutlich mehr H₂-Generatorleistung vorhanden, als in beiden Szenarien ausgebaut wird. Es ist jedoch unklar, zu welchen Kosten dieser Umbau erfolgen könnte und ob er unter Einhaltung aller wirtschaftlichen und versorgungstechnischen Anforderungen überhaupt vorgenommen werden kann.

Weiterhin ist die Bewertung der Kosten des importierten Stroms mit den Großhandelspreisen von 2019 eine starke Vereinfachung. Der Bezug von Strom aus dem Netz findet vor allem zu den Zeitpunkten statt, wo die VRE-Verfügbarkeit im betrachteten Gebiet sehr niedrig ist. Allerdings ist davon auszugehen, dass diese dann auch in den umliegenden Gebieten niedrig ist und die Strompreise somit sehr hoch sein werden. Dieser Zusammenhang kann zwar auch

schon in den Preisen von 2019 gefunden werden, jedoch werden nach dem Abschalten fossiler Kapazitäten diese Preisschwankungen deutlich stärker ausfallen. Folglich ist es vorstellbar, dass es in den betrachteten Szenarien insgesamt kostengünstiger wäre, mehr Speicher- und Erzeugungskapazitäten zu bauen, um die Abhängigkeit von teurem Importstrom zu verringern.

Auch die komplexen Regularien der Energiewirtschaft werden in dem Modell nicht vollständig abgebildet. So schreibt beispielsweise die sogenannte *(n-1)-Regel* vor, dass Energieversorger immer so viele Betriebsmittel bereithalten müssen, dass auch beim Ausfall eines Betriebsmittel der sichere Weiterbetrieb des restlichen Systems gewährleistet werden kann [19]. Dies führt dazu, dass Überkapazitäten geschaffen werden müssen, um die erforderliche Redundanz sicherzustellen. Diese Anforderung wird in dieser Modellierung nicht berücksichtigt. Ebenso stellen die vorhandenen Energiemärkte Anforderungen und Möglichkeiten, die Einfluss auf den Aufbau eines optimalen Systems haben können. Dazu zählen zum Beispiel die Vorhaltung von Regelleistung oder die Vergütung vermiedener Netzentgelte für dezentrale Einspeiser. So kann es beispielsweise günstiger sein, Strom im betrachteten Netzgebiet zu etwas höheren Preisen selbst zu erzeugen, anstelle diesen aus dem vorgelagerten Netz zu beziehen, da die so vermiedene Netznutzung vom Netzbetreiber vergütet wird.

Auch der hier nicht betrachtete, aber notwendige Netzausbau stellt eine starke Vereinfachung im Modell dar. Wenn die Spitzenlast im Stromverteilnetz (exkl. Fernwärmeerzeugung aus Strom) wie modelliert von knapp 150 MW auf über 350 MW steigt, erfordert dies auch einen erheblichen Ausbau des Stromnetzes. Die dafür anfallenden Kosten müssen in einem realen System mit den vorhandenen Möglichkeiten zur anderweitigen Dekarbonisierung oder Lastverschiebung verglichen werden, um Investitions- und Pfadentscheidungen zu treffen. Wenn allerdings, wie in dieser Arbeit, auf den Import von Energie weitgehend verzichtet werden soll, scheint eine umfassende Elektrifizierung und der damit einhergehende Netzausbau unvermeidbar. Andernfalls müssten die ohnehin schon erforderlichen Überkapazitäten von Wind und PV noch viel mehr ausgebaut werden, um deutlich mehr Wasserstoff zu erzeugen. Dies würde die ebenfalls vernachlässigte Flächenproblematik noch weiter verschärfen: Für die ermittelte benötigte Leistung von Windkraftanlagen (660 MW) werden ungefähr 31 km² Landfläche benötigt. Dies entspricht etwa 14 % der Stadtfläche, was wiederum verdeutlicht, dass die Aufstellung aller Anlagen im Stadtgebiet unter Einhaltung geltender Abstandsregeln unmöglich ist.

5.4 Diskussion der Autarkieanforderung

In den bisherigen Ausführungen wurde ein Autarkiegrad von 90 % konstant als zentrale Bedingung festgeschrieben. Wie eingangs erläutert bietet eine solche teillautarke Energieversorgung einige Vorteile, aber auch viele Nachteile gegenüber einer großflächig vernetzten Lösung. Um letztere mit dem hier entwickelten Modell abzubilden, sind die Kostenannahmen für den importierten Strom von zentraler Rolle. Denn ohne eine Importbeschränkung findet in der Optimierung nur dann ein Ausbau von Erzeugern statt, wenn deren Bau und Betrieb insgesamt günstiger ist, als die entsprechende Energie aus dem Netz zu beziehen. Die Strompreise bei Netzbezug werden im aktuellen Marktdesign von den Grenzkosten des teuersten, noch zur Lastdeckung benötigten, Kraftwerks gesetzt. In einem System mit hohem Anteil variabler erneuerbarer Energien sind die Grenzkosten bei hoher VRE-Verfügbarkeit sehr niedrig, sodass der Bezug von Strom aus dem Netz fast immer günstiger ist, als die entsprechenden Kapazitäten selbst zu errichten. [50] Dies setzt aber voraus, dass andernorts ein erheblicher VRE-Ausbau stattfindet. Da die Großhandelsstrompreise im Jahr 2019, mit welchen die Kosten für den importierten Strom bewertet wurden, stark von den Kosten fossiler Energien bestimmt werden, stellen diese keine realistische Kostenprognose für zukünftige Preise in einem klimaneutralen Energiesystem dar. Das zeigt sich auch, wenn die Optimierung dennoch mit weitgehend unveränderten Annahmen durchgeführt und lediglich die Importbeschränkungen aufgehoben werden: Es findet kein VRE-Ausbau vor Ort statt und fast der gesamte Strombedarf wird importiert. Es kommen lediglich Batteriespeicher zur zeitlichen Entkopplung von Strombezug und Verbrauch sowie die Müllverbrennung für die gekoppelte Bereitstellung von Fernwärme zum Einsatz. Dies ändert sich erst, wenn der Strompreis in Zeiten geringer VRE-Verfügbarkeit erheblich angehoben wird. Dann findet in diesem Modell zwar ein erheblicher Ausbau der Windkraft und der Wasserstoffverstromung statt, aber keiner bei der Photovoltaik. Da die PV aber wie in Kapitel 2.1.1 erläutert ein elementarer Bestandteil klimaneutraler Energiesysteme sein wird, wird deutlich, dass auch dieses Szenario nicht realistisch ist. Um die Energieversorgung von Chemnitz in einem großflächig vernetzten Verbundsystem wirklichkeitsnah zu simulieren, muss also das gesamte System modelliert und optimiert werden. Dies ist mit erheblichem Modellierungs- und Rechenaufwand verbunden und kann daher in dieser Arbeit nicht abgebildet werden.

Dennoch zeigen die bisherigen Betrachtungen, dass für die Errichtung eines teillautarken klimaneutralen Energiesystems in Chemnitz große Überkapazitäten benötigt werden. Das

kann zum Beispiel an der erforderlichen Abregelung von VRE-Anlagen festgemacht werden: Während hier im vorteilhafteren Szenario mit Berücksichtigung des Fernwärmesektors dennoch insgesamt rund 12 % der VRE-Erzeugung abgeregelt werden müssen, liegt dieser Wert in gängigen Klimaneutralitätsszenarien für ganz Deutschland mit rund 2 %-6 % deutlich niedriger.

Eine andere Möglichkeit für den Vergleich mit großflächig vernetzten Klimaneutralitätsszenarien bietet der Blick auf die installierte Leistung pro zu versorgender Person. Während diese für die Windkraft an Land in den Szenarien in [7] im Mittel bei knapp 2 kW pro Person liegt, sind es in dieser Arbeit etwa 2,6 kW bei Berücksichtigung des Fernwärmesektors.

Ein anderes Bild ergibt sich beim Blick auf den H₂-Speicherbedarf: Mit knapp 80 kWh pro Person liegt er in dieser Arbeit deutlich niedriger als in anderen Arbeiten. In [54] wird er im Szenario *T45-Strom*, welches dem dieser Arbeit am nächsten kommt, mit etwa 900 kWh pro Person beziffert. Allerdings entfallen dort nur etwa 20 % des gesamten Wasserstoffbedarfs auf den Energiesektor und fast 80 % auf den Industriesektor. Ein direkter Vergleich der Größen ist somit nicht möglich, zumal der Bedarf in dieser Arbeit aufgrund der zuvor erläuterten Problematik der „*perfect foresight*“ auch tendenziell zu niedrig eingeschätzt wurde.

5.5 Ausblick

Die hier erarbeiteten Modelle und Ergebnisse können auf vielfältige Art genutzt werden, um das zukünftige Chemnitzer Energiesystem zu untersuchen. Die flexible Modellierung ermöglicht beispielsweise verschiedene Annahmen zu variieren und deren Einfluss auf die optimale Lösung zu untersuchen. Es kann beispielsweise untersucht werden, wie sich Erzeugungs- und Speicherbedarf verändern, wenn andere Wetterjahre zu Grunde gelegt werden. Eine weitere Analysemöglichkeit wird für den Einsatz und die Dimensionierung einer Großwärmepumpe in Abbildung 16 dargestellt. Bisher wurde davon ausgegangen, dass die GWP auch bei sehr niedrigen Außentemperaturen (mit schlechter Leistungszahl) betrieben werden kann. Allerdings ist es auch vorstellbar, dass Hersteller Vorgaben zu einer minimalen Betriebstemperatur erlassen. Daher wird folgend untersucht, wie sich diese auf die GWP auswirken würde. Dazu werden jeweils separate Optimierungen für Minimaltemperaturen von -10°C bis +5°C in Schritten von 2,5°C bei sonst gleichen Annahmen durchgeführt. Wie zu

erwarten, sinkt die von der GWP erzeugte Wärmemenge mit steigender Minimaltemperatur, allerdings zunächst eher schwach und erst ab einer Temperaturschwelle von $-2,5^{\circ}\text{C}$ auch deutlich. Dies ist insbesondere auf die Temperaturverteilung über das Jahr zurückzuführen, da die sehr tiefen Temperaturen vergleichsweise selten auftreten und Abschaltungen somit auch nur selten erforderlich sind. Die Jahresarbeitszahl steigt hingegen mit steigender Minimaltemperatur, da so weniger Erzeugung in den Zeiten mit niedriger Effizienz stattfindet. Die installierte Erzeugungsleistung ist von -10°C bis -5°C nahezu konstant bei rund $110 \text{ MW}_{\text{th}}$. Erst bei höheren Minimaltemperaturen wird für die optimale Lösung weniger Wärmepumpenleistung installiert. Stattdessen wird in diesen Szenarien mehr auf Power-to-Heat ausgebaut, da die GWP dann so häufig nicht verfügbar ist, dass die Erzeugungsschwankungen nicht mehr vom Wärmespeicher ausgeglichen werden können. Dennoch liegt die installierte Leistung auch im hier betrachteten „Worst-Case“ noch deutlich über $50 \text{ MW}_{\text{th}}$. Das zeigt, dass Großwärmepumpen in jedem Fall eine zentrale Rolle in der zukünftigen Fernwärmeerzeugung spielen werden. Zuletzt werden in der Abbildung die Wärmegestehungskosten (Levelized Cost of Heat, LCOH) dargestellt. Diese setzen sich aus den Annuitätskosten für Bau und Wartung der GWP sowie den Stromkosten für ihren Betrieb zusammen. Mit knapp $30 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$ liegen sie bei der niedrigsten Minimaltemperatur am höchsten und sinken bei steigender Temperaturschwelle bis auf $22 \text{ €/MWh}_{\text{th}}$. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei hohen Minimaltemperaturen der GWP andere Wärmeerzeuger stärker ausgebaut werden müssen, die in Zeiten hoher Strompreise oder niedriger Außentemperaturen anstelle der GWP betrieben werden können. Außerdem bedeutet die höhere Jahresarbeitszahl, dass im Vergleich durchschnittlich weniger Strom benötigt wird, um dieselbe Wärmemenge bereitzustellen.

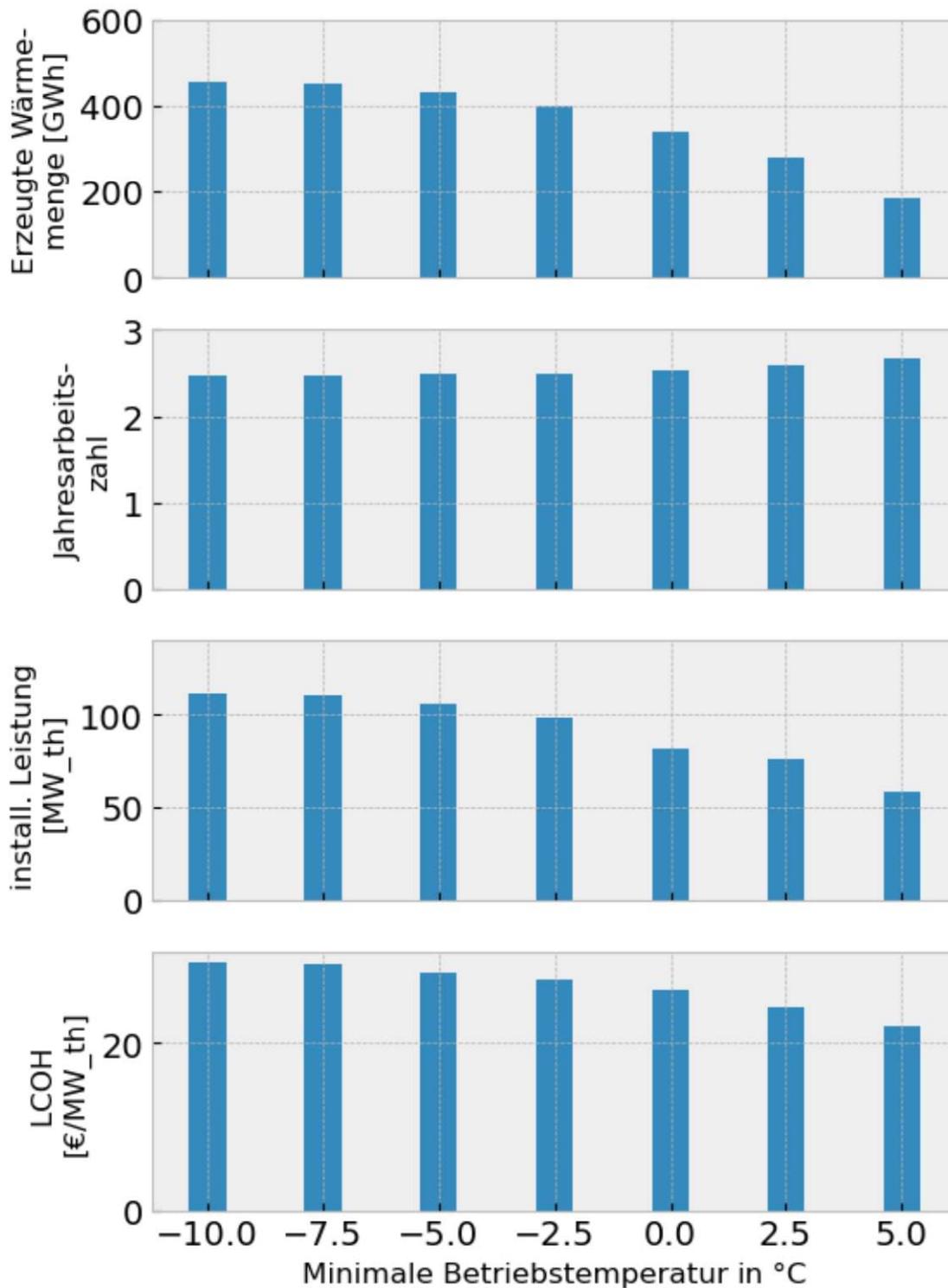


Abbildung 16: Erzeugte Wärmemenge, Jahresarbeitszahl, installierte Leistung und Wärmegestehungskosten der Großwärmepumpe in Abhängigkeit der minimalen Betriebstemperatur

Eine andere weiterführende Analysemöglichkeit ist die Untersuchung der sogenannten *Near-Optimal-Solutions*. Bisher wurden nur die unter den gegebenen Randbedingungen

kostenoptimalen Lösungen untersucht. Bei Planung und Ausbau realer Energiesysteme ist die Kostenoptimalität allerdings kein alleinstehendes Entscheidungskriterium und es müssen noch weitere Aspekte berücksichtigt werden, die ein Abweichen von der optimalen Lösung erfordern können. Dazu zählen beispielsweise die Verfügbarkeit geeigneter Flächen für VRE-Anlagen oder deren gesellschaftliche Akzeptanz. Folglich ist es sinnvoll, nicht nur die Optimale, sondern alle möglichen Lösungen zu betrachten, bei denen die Systemkosten nur geringfügig höher als die der optimalen Lösung sind. So können beispielsweise Mindestausbauziele abgeleitet werden, die in jedem Szenario erforderlich sind.

6 Fazit

In dieser Masterarbeit wurde ein Modell zur Abbildung eines klimaneutralen und teillautarken Energiesystems erarbeitet und genutzt, um zu analysieren, wie der benötigte Erzeuger- und Speicherpark sich verändert, wenn der Fernwärmesektor in die Optimierung einbezogen wird.

Dazu wurde zunächst der Forschungsstand zur klimaneutralen und zur (teil-)autarken Energieversorgung erläutert. Ersterer ist dabei als prominentes Thema Gegenstand vieler wissenschaftlicher Arbeiten, sodass aus vielen Quellen die zentralen Kernelemente herausgearbeitet werden konnten: Die Stromerzeugung durch Wind und PV ist von elementarer Bedeutung für klimaneutrale Energiesysteme. Die Nutzung von Speichern, aber auch Flexibilitäten auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite ist nötig, um diese bestmöglich zu integrieren und die Energieversorgung zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen. Eine wichtige Rolle übernimmt dabei der Energieträger Wasserstoff, da dieser gut in großen Mengen gespeichert werden kann. Zur Sicherstellung der Wärmeversorgung spielen sowohl in Wärmenetzen als auch bei der dezentralen Erzeugung Wärmepumpen die entscheidende Rolle, da diese erneuerbaren Strom mit hoher Effizienz nutzen können. Das Themengebiet der (teil-)autarken Energieversorgung ist hingegen weniger erforscht, viele Arbeiten fokussieren sich dabei nur auf den Stromsektor. Allen gemein ist, dass zur Verwirklichung realer bzw. lastgerechter Autarkie, d.h. autarker Lastdeckung zu jedem Zeitpunkt und nicht nur bilanziell über einen längeren Zeitraum, die benötigten Erzeugungs- und Speicherkapazitäten stark ansteigen. Außerdem gehen durch die Autarkieanforderung räumliche und zeitliche Ausgleichseffekte verloren, wodurch noch mehr Überkapazitäten geschaffen werden müssen.

Um die eingangs gestellten Fragen zu beantworten wurde die Methode der Energiesystemmodellierung genutzt. Dazu wurde das Modellierungsframework *PyPSA* gewählt, mit dessen Hilfe ein potenzielles zukünftiges Energiesystem für die Stadt Chemnitz abgebildet wurde. Dazu zählen verschiedene Energiequellen, Wandler, Speicher und Verbraucher. Als Erzeuger wurden die Windenergie, Photovoltaik, Biogas, Müllverbrennung und Solarthermie modelliert. Bei den volatilen erneuerbaren Energien Wind und PV wurden Verfügbarkeitszeitreihen aus dem 50 Hertz Netzgebiet herangezogen, da ohnehin davon ausgegangen werden muss, dass diese Anlagen nicht vollständig im Chemnitzer Stadtgebiet installiert werden können. Zusätzlich wurde noch der Bezug von Importstrom aus dem Landesnetz in Höhe von 10 % der gesamten Elektroenergienachfrage modelliert, was einem Autarkiegrad von 90 % entspricht. Der von diesen Anlagen erzeugte Strom kann entweder

direkt genutzt werden, in einem Batteriespeicher gespeichert werden, mittels Großwärmepumpen oder Power-to-Heat in Wärme gewandelt werden oder in einem Elektrolyseur zur Wasserstoffherstellung genutzt werden. Der erzeugte Wasserstoff kann dann ebenfalls gespeichert oder rückverstromt bzw. zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Die Müllverbrennung und Wasserstoffverstromung sind dabei als KWK-Anlagen modelliert, d.h. sie erzeugen gekoppelt Strom und Fernwärme. Letztere kann ebenfalls entweder gespeichert, oder direkt im Netz verbraucht werden. Der Lastgang der Fernwärme wurde dabei ausgehend von einem Referenzlastgang des lokalen Energieversorgers so modifiziert, dass die Lasten zum zu Grunde liegenden Wetterjahr 2019 passen. Die Basis des Stromlastgangs wurde ebenfalls vom lokalen Energieversorger für das Jahr 2019 bereitgestellt. Allerdings wurden hier noch erhebliche zusätzliche Lasten nach eigener Methode dazu addiert, um die zusätzlichen Strombedarfe durch Elektrifizierung des Verkehrs- und des Gebäudewärmesektors darzustellen.

Das so modellierte Energiesystem wurde zunächst ohne und dann mit Berücksichtigung des Fernwärmesektors so optimiert, dass die Systemkosten, also die Summe aller berücksichtigten Kosten, möglichst niedrig sind. Im ersten Szenario werden knapp 500 MW Windkraft und rund 350 MW Photovoltaik gebaut. Beide kommen zusammen für über drei Viertel der gesamten Stromerzeugung auf, an dritter Stelle folgen die Importe aus dem vorgelagerten Netz. Müllverbrennung, Wasserstoff, Batterien und Biogas kommen nur für kleine Teile der Stromerzeugung auf. Sie springen insbesondere dann ein, wenn gerade wenig VRE-Strom zur Verfügung steht. Mit knapp 6 GWh wird dabei der Wasserstoffspeicher deutlich größer ausgebaut als der Batteriespeicher mit rund 170 MWh. Wird der Fernwärmesektor berücksichtigt, verändert sich der Erzeugerpark deutlich: Wind und PV stellen zwar immer noch deutlich über 75 % der gesamten Stromerzeugung, allerdings sinkt der Anteil der PV, während die Windenergie mit etwa 660 MW deutlich stärker ausgebaut wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Fernwärmebedarf in den kalten Monaten am größten ist, wo wenig PV, aber viel Wind zur Verfügung steht. Auch die H₂-Verstromungskapazität wird deutlich ausgebaut, da in diesem Prozess gekoppelt Wärme erzeugt werden kann und auch, um den nun höheren Strombedarf in Zeiten niedriger VRE-Verfügbarkeit zu decken. Im Fernwärmesektor kommt die Großwärmepumpe mit einer installierten Leistung von rund 111 MW_{th} für etwa die Hälfte der Wärmeerzeugung auf. Auch die Müllverbrennung steuert einen großen Teil zur Fernwärmeversorgung bei, wohingegen Wasserstoff nur in geringem Umfang zur Fernwärmeerzeugung genutzt wird. Dessen Speicherbedarf steigt allerdings in diesem Szenario stark auf rund 16 GWh. Die Betrachtung des Fernwärmelastgangs zeigt, dass

das Müllheizkraftwerk zur meisten Zeit mit voller Leistung betrieben wird, und nur in Zeiten hoher VRE-Verfügbarkeit heruntergefahren wird. Die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung des H₂-KWK-Kraftwerks kommt hingegen deutlich häufiger und über das ganze Jahr verteilt für kurze Zeiträume zum Einsatz. Die Großwärmepumpe wird mit Ausnahme des Sommers fast durchgängig betrieben. In den wärmeren Zeiten ist jedoch die Fernwärmelast so niedrig, dass die bei der Müllverbrennung und Wasserstoffverstromung ausgekoppelte Wärme in Kombination mit dem Speicher häufig lastdeckend eingesetzt werden kann.

Die Optimierungsergebnisse zeigen, dass durch die Berücksichtigung des Fernwärmesektors durchaus Synergien mit dem Stromsektor auftreten. So kann z.B. die Abregelung der VRE-Anlagen verringert werden, weil mehr flexible Lasten im System sind. Allerdings steigen die Ausbaubedarfe von Erzeugern und Speichern dennoch stark an, da deutlich mehr Energie benötigt wird. Entsprechend steigen auch die gesamten Kosten im System. Werden jedoch nur jene Kosten verglichen, die dem Stromsektor zugerechnet werden können, zeigt sich, dass die gleichzeitige Optimierung beider Sektoren die Kosten für die Stromerzeugung um rund 5 % senken kann. Außerdem ist davon auszugehen, dass die im ersten Szenario zusätzlich aufkommenden Kosten für die Fernwärmebereitstellung deutlich höher sind, wenn jene nicht gekoppelt mit dem Stromsektor erfolgt.

Abschließend lässt sich also festhalten, dass eine gemeinsame Optimierung der teillautarken Strom- und Fernwärmeversorgung einer Stadt zwar zu einem deutlich erhöhten Ausbaubedarf von Stromerzeugern und Speichern im betrachteten Gebiet führt, aber die gesamten Systemkosten verringert werden können.

7 Literaturverzeichnis

- [1] Prognos, Öko-Institut, WuppertalInstitut: Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann, Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende. (2021)
- [2] Bayer, J. e. a.: Zelluläres Energiesystem (2019)
- [3] Möller, C.: Speicherbedarf und Systemkosten in der Stromversorgung für energieautarke Regionen und Quartiere (2020)
- [4] eins energie in sachsen: Interne Informationen. 2022
- [5] Brown, T., Hörsch, J., Hofmann, F., Neumann, F., Zeyen, L., Syranidis, C., Frysztacki, M., Schlachtberger, D., Glaum, P. u. Parzen, M.: PyPSA: Python for Power System Analysis. Zenodo 2022
- [6] Breyer, C., Khalili, S., Bogdanov, D., Ram, M., Oyewo, A. S., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Solomon, A. A., Keiner, D., Lopez, G., Ostergaard, P. A., Lund, H., Mathiesen, B. V., Jacobson, M. Z., Victoria, M., Teske, S., Pregger, T., Fthenakis, V., Raugei, M., Holttinen, H., Bardi, U., Hoekstra, A. u. Sovacool, B. K.: On the History and Future of 100% Renewable Energy Systems Research. IEEE Access 10 (2022), S. 78176–78218
- [7] Lübbers, S.: Vergleich der "Big 5" Klimaneutralitätsszenarien
- [8] Luderer, G., Kost, C. u. Dominika: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Potsdam Institute for Climate Impact Research 2021
- [9] Witte, J. (Hrsg.): Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung : Stellungnahme. Stellungnahme / Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina. München, Halle (Saale), Mainz: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V. - Nationale Akademie der Wissenschaften; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V 2020
- [10] Huneke, F. u. Linkenheil, C. P.: Kalte Dunkelflaute. Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter (2017)
- [11] Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität (2021)
- [12] Zimmermann, T.: Beitrag des Wärmesektors zur Reduzierung der CO₂-Emissionen in Energiesystemen mit Sektorenkopplung (2021)

- [13] Rosenow, J.: Is heating homes with hydrogen all but a pipe dream? An evidence review. *Joule* 6 (2022) 10, S. 2225–2228
- [14] Kemmler, T.: Simulation von Wärmepumpensystemen auf der Grundlage von Korrelationsfunktionen für die Leistungsdaten der Wärmepumpe (2020)
- [15] Roadmap Tiefe Geothermie für Deutschland, Bracke, R. u. Huenges, E., 2022
- [16] Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3, Sensfuß, F., Lux, B., Bernath, C., Kiefer, C., Pfluger, B., Kleinschmitt, C., Franke, K., Deac, G., Brugger, H., Fleiter, T., Rehfeldt, Matthias, Herbst, Andrea, Pia, M., Neuwirth, M., Wietschel, M., Gnann, T., Speth, D., Krail, M., Mellwig, P., Blöhmer, S., Tersteegen, B., Maurer, C., Ladermann, A., Dröscher, T., Willemsen, S., Müller-Kirchenbauer, J., Giehl, J., Hilaire, M., Schöngart, S., Kurre, A., Hollnagel, J. u. Mikulicz-Radecki, F. von, 2021
- [17] Burchart, J. u. Franke, K. e. a.: Klimapfade 2.0. Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft (2021)
- [18] Michael, L.-H., Lkhamsuren, B., Hankers, R. u. Schulz, D.: Fernwärme in Hamburg und Deutschland. Helmut-Schmidt-Universität, Universität der Bundeswehr, Fakultät für Elektrotechnik, Professur für Elektrische Energiesysteme 2021
- [19] Röhrenbeck, S.: Wärmepumpen und Speichersysteme als Flexibilitäten im Kontext des Zellularen Ansatzes (2019)
- [20] Deutsche, J., Hauser, W., Sonnberger, M., Tomaschek, J., Brodecki, L. u. Fahl, U.: Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und Praxis. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39 (2015) 3, S. 151–162
- [21] Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen – Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise, Agora Energiewende, 2022
- [22] Ruppert, H. u. Dirk (Hrsg.): Wege zum Bioenergiedorf. Leitfaden für eine eigenständige Wärme- und Stromversorgung auf Basis von Biomasse im ländlichen Raum. nachwachsende-rohstoffe.de. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe 2008
- [23] Möller, C., Rosenberger, S. u. Faulstich, M.: Speicherbedarf in Energieregionen unter Berücksichtigung verschiedener Autarkiegrade (2015)
- [24] Bundeszentrale für politische Bildung: 50Hertz Transmission GmbH. Bundeszentrale für politische Bildung (2021)
- [25] Reimer, M.: Vergleich von Modellierungsprogrammen zur Optimierung von Energiesystemen durch Integration in ein bestehendes Framework zur Transformation von Energiesystem-Modellen
- [26] Brynmor Caradog Pickering: Practical Optimisation of District Energy Systems (2019)

- [27] Schnute, D.: Vergleichende Analyse von Software zur Modellierung von Energiesystemen mittels Integration in ein Framework zur Transformation
- [28] van Ouwerkerk, J., Hainsch, K., Candas, S., Muschner, C., Buchholz, S., Günther, S., Huyskens, H., Berendes, S., Löffler, K., Bußar, C., Tardasti, F., Köckritz, L. von u. Bramstoft, R.: Comparing open source power system models - A case study focusing on fundamental modeling parameters for the German energy transition. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 161 (2022), S. 112331
- [29] Allegrini, J., Orehounig, K., Mavromatidis, G., Ruesch, F., Dorer, V. u. Evins, R.: A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 52 (2015), S. 1391–1404
- [30] PyPSA: Python for Power System Analysis – PyPSA 0.21.1 documentation, 2022. <https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/index.html>, abgerufen am: 24.11.2022
- [31] Blesl, M.: Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas - eine Energiesystem- und Technikanalyse (2014)
- [32] LfULG Referat Wertstoffwirtschaft: Siedlungsabfallbilanz 2019 (2020)
- [33] Mücke, J. M.: Erschließung der Potenziale regenerativer Energien im Hinblick auf die CO₂-Reduzierungsziele 2050 (2020)
- [34] PyPSA Community: PyPSA Technology Data, 2022. <https://github.com/PyPSA/technology-data/tree/master/inputs>, abgerufen am: 08.11.2022
- [35] Gils, H. C.: Was kann Sektorenkopplung leisten? Eine modellgestützte Analyse von Technologien und ihrer Potenziale (2017)
- [36] Pape, C. e. a.: Flächenpotenziale der Windenergie an Land 2022. *ONCOLOGY* (2022) 3609
- [37] DWD: hourly climate observations Germany, 2021. https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/hourly/, abgerufen am: 08.11.2022
- [38] Henning, H.-M. u. Palzer, A.: 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 (2014), S. 1003–1018
- [39] Hentschel, M., Schöning, S. u. Pütz, M.: Kompensation von entgangenen Einspeisevergütungen für Anlagenbetreiber gemäß § 12 EEG "Härtefallregelung" (infolge leistungsreduzierender netzentlastender Einspeisemanagement-Maßnahmen)

Entwicklung von Empfehlungen für energieträgerspezifische
Entschädigungssystematiken, . Lahr

- [40] photovoltaik.eu: Habeck plant Neustart für Smart-Meter-Rollout, 2022.
<https://www.photovoltaik.eu/planung/habeck-plant-neustart-fuer-smart-meter-rollout>,
abgerufen am: 09.11.2022
- [41] Knorr, K.: Modellierung der innertägigen Schwankungen des zukünftigen Day-Ahead
Strompreises (2022)
- [42] Jacobsen, B.: Nachbildung des "all-electric-Szenarios" im Netzgebiet Strom der inetz
GmbH (2021)
- [43] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V: Klimakarte, 2022.
<https://www.waermepumpe.de/normen-technik/klimakarte/>, abgerufen am: 11.11.2022
- [44] Tjaden, T.: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur
Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten (2015)
- [45] Vennegeerts, H.: Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität
(2018)
- [46] Probst, A.: Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert
auf Basis probabilistischer Netzplanung, 2014
- [47] Steden, B. u. Gómez, J. M.: Kennzahlen zur nachhaltigen Gestaltung von Mobilität in
Unternehmen durch Umstellung auf Elektromobilität (2021)
- [48] Alhamwi, A., Medjroubi, W., Vogt, T. u. Agert, C.: Modelling urban energy requirements
using open source data and models. Applied Energy 231 (2018), S. 1100–1108
- [49] Gaete-Morales, C., Kramer, H., Schill, W.-P. u. Zerrahn, A.: An open tool for creating
battery-electric vehicle time series from empirical data, emobpy. Scientific data 8 (2021)
1, S. 152
- [50] Christidis, A.: Einsatz thermischer Speicher zur Flexibilisierung von Heizkraftwerken
(2015)
- [51] Marchgraber, J., Gawlik, W. u. Alács, C.: Modellierung und Simulation von
Batteriespeichern bei der Erbringung von Primärregelleistung. e & i Elektrotechnik und
Informationstechnik 136 (2019) 1, S. 3–11
- [52] Solarserver: Vattenfall baut größten Wärmespeicher Deutschlands für Fernwärme in
Berlin - Solarserver, 2022. <https://www.solarserver.de/2022/07/01/vattenfall-baut-groessten-waermespeicher-deutschlands-fuer-fernwaerme-in-berlin/>, abgerufen am:
06.12.2022

- [53] Deac, G.: Auswirkung der Kopplung von Strom- und Wärmemarkt auf die künftige Integration der erneuerbaren Energien und die CO₂-Emissionen in Deutschland, Technische Universität Dresden Dissertation 2018
- [54] Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Szenarien T45, Sensfuß, F. e. a., 2022