

Abschlussbericht des Verbundvorhabens

Transientes Verhalten gekoppelter Energienetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien

Laufzeit des Verbundvorhabens:

01.05.2013 bis 30.04.2017

Förderkennzeichen:

03ET4003

Autoren:

M. Sc. Lisa Andresen

M. Sc. Pascal Dubucq

M. Sc. Ricardo Peniche Garcia

Prof. Dr.-Ing. Günter Ackermann

Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather

Prof. Dr.-Ing. Gerhard Schmitz

Hamburg, 29. August 2017

Prof. Dr.-Ing. Gerhard Schmitz

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor

Inhaltsverzeichnis

I. Kurzdarstellung	3
II. Eingehende Darstellung	6
1. Einleitung	6
1.1. Hintergrund und Projektziele.....	6
1.2. Stand der Wissenschaft und Technik	7
2. Erstellung der Modellbibliothek TransiEnt	12
2.1. Strukturierung und Schnittstellen	12
2.2. Parametrierung und Auswertungen von Systemsimulationen.....	15
2.3. Systembeispiel	18
3. Untersuchungsszenarien und Annahmen	26
3.1. Kurzbeschreibung des betrachteten Energiesystems.....	26
3.2. Referenzszenario.....	27
3.3. Definition von Schwerpunktszenarien	28
4. Ergebnisse der Schwerpunktszenarien	30
4.1. Ergebnisse des Referenzszenarios	30
4.2. Zentral-orientiertes Kraftwerkszenario	32
4.3. Dezentral-orientiertes Szenario	40
4.4. Regelungs-orientiertes Nachfrageszenario	50
4.5. Sekundärenergieträger-orientiertes Großspeicherszenario.....	58
5. Gegenüberstellung und Bewertung der Ergebnisse	69
5.1. Gegenüberstellung der Schwerpunktszenarien	69
5.2. Kritische Betrachtung und Sensitivitätsanalyse	70
6. Zusammenfassung	73
7. Literaturverzeichnis	75
8. Anhang	84
8.1. Dezentrales Energieversorgungssystem	84
8.2. Verbrauchersteuerung und stromgeführter Betrieb von KWK-Anlagen	87
8.3. Hamburger Gasversorgung und Power-to-Gas-Anlagen	96
8.4. Detaillierte Definition der ZoS-Variationen.....	108
8.5. Veröffentlichungen.....	109

I. Kurzdarstellung

1. Aufgabenstellung

Im Rahmen des Forschungsprojekts *TransiEnt.EE* soll anhand einer dynamischen Systemsimulation des gekoppelten Energieversorgungsnetzes der Hansestadt Hamburg eine Untersuchung und Bewertung verschiedener Ansätze zur besseren Integration erneuerbarer Energien in das bestehende Energieversorgungssystem gefunden werden. Im Fokus der Untersuchung liegen dabei diejenigen Ansätze zur Flexibilisierung des Energieversorgungsnetzes, die sich erst aus der gekoppelten Betrachtung von Strom-, Wärme- und Gasnetzen sowie Verbrauchersteuerung ergeben.

Zu diesem Zweck war das erste Ziel des Projekts die Entwicklung einer Modellbibliothek zur dynamischen Simulation gekoppelter Energiesysteme. Um die Wiederverwendbarkeit und Flexibilität der zu entwickelnden Modelle zu gewährleisten, wurde dafür die objektorientierte Modellierungssprache *Modelica* verwendet. Die entstandene Modellbibliothek *TransiEnt* wird der Öffentlichkeit quelloffen unter der *Modelica License 2* frei zugänglich gemacht und im Anschluss an das Vorhaben weiterentwickelt und gepflegt.

Anhand von verschiedenen Szenarien und unter Verwendung dieser Modellbibliothek wird im Rahmen des Projekts nach Möglichkeiten gesucht eine Einbindung von Erneuerbaren Energien in die existierende Energieversorgungsstruktur zu realisieren. Die abschließende Bewertung der verschiedenen Szenarien erfolgt anhand der Zielgrößen CO₂-Emissionen pro Jahr, Kosten der Wärme- und Strombereitstellung sowie Bedarf an elektrischer Ausgleichsenergie aus dem umliegenden Netz. Damit ist eine ganzheitliche Bewertung im Sinne der energiepolitischen Zielgrößen Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit, die in Deutschland aus §1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) abgeleitet werden [1], gewährleistet.

2. Voraussetzungen

Das Ziel der Energiewende ist es die Schadstoffemissionen der Energiebereitstellung zu verringern, ohne dabei die Versorgungssicherheit des Energieversorgungsnetzes zu gefährden und die Kosten zu stark in die Höhe zu treiben. Dafür ist ein möglichst umfassender Einsatz von regenerativen Energien unerlässlich. Gleichzeitig führt die zeitliche Fluktuation der regenerativen Energiebereitstellung jedoch zu bedeutenden Herausforderungen was die Integration dieser Technologien in das bestehende Energieversorgungsnetz betrifft.

3. Planung und Ablauf

Das Verbundprojekt „*TransiEnt.EE* - Transientes Verhalten gekoppelter Energienetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien“ (Förderkennzeichen 03ET4003) wurde am 24.05.2013 zum 01.05.2013 bewilligt. Das ursprünglich geplante Projektende zum 30.10.2016 wurde durch eine kostenneutrale Verlängerung auf den 30.04.2017 verschoben.

Neben regelmäßigen Literaturrecherchen und Besuchen von Fachkonferenzen wurden im Rahmen von regelmäßigen Projektsitzungen mehrere Diskussionen mit dem technisch-wissenschaftlichen Beirat des Forschungsprojekts geführt. So wurde eine koordinierte und effiziente Bearbeitung der Projektfragestellung unter Berücksichtigung von aktuellen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen ermöglicht.

Durch den regen Austausch mit zeitgleich laufenden, vom BMWi geförderten Projekten am Institut für Technische Thermodynamik sowie am Institut für Energietechnik konnte darüber hinaus die Berücksichtigung aktueller wissenschaftlicher Erkenntnisse im Projekt vereinfacht werden.

Als Grundlage für die im Rahmen des Projekts erstellte Modelica-Bibliothek TransiEnt konnte auf die im Forschungsprojekt DYNCAP (FKZ 03ET2009A-D) entwickelte und im Rahmen von DYNSTART (FKZ 03ET7060A-G) weiterentwickelten Modellbibliothek zurückgegriffen werden. So konnte für die Berechnung von Kraftwerkskomponenten die an der Technischen Universität Hamburg-Harburg und der XRG Simulation GmbH entwickelte Bibliothek ClaRa und für die Berechnung von thermodynamischen Zuständen und Stoffdaten die von der TLK Thermo GmbH entwickelte TILMedia-Bibliothek verwendet werden.

Die geplanten Arbeiten des Projekts wurden in sieben Arbeitspakete unterteilt (Tab. 1). Die Arbeitspakete wurden von mehreren Instituten gemeinsam bearbeitet, wobei jeweils ein Institut die Koordination übernahm (unterstrichen).

Tabelle 1: Strukturierung der geplanten Arbeiten in Arbeitspakete.

Nr.	Meilenstein-Beschreibung	Projektmo- nate	Bearbeitendes Institut
AP.1.	Systemmodellierung	9	IEE, IET, <u>ITT</u> , XRG
AP.2.	Modellierung der Komponenten einer elektrischen Energieversorgung einschl. geeigneter Exergiespeicher	18	<u>IEE</u> , ITT
AP.3.	Modellierung von Gas- und lokalen Wärmenetzen mit entsprechenden thermischen Speichern sowie Anlagen zur dezentralen Energiewandlung	21	IET, <u>ITT</u> , XRG
AP.4.	Modellierung der Kraftwerke und Heizkraftwerke der Stadt Hamburg einschl. Fernwärmeversorgung	24	<u>IET</u> , XRG
AP.5.	Modellierung der gewerblichen und industriellen Verbraucher, sowie der Kleinverbraucher	21	<u>IEE</u> , ITT
AP.6.	Modellierung von Energiewandlungen zur Speicherung von Energie in geeignete Sekundärenergieträger wie Wasserstoff oder synthetisches Methan.	24	IEE, <u>IET</u> , ITT,
AP.7.	Integration der Teilmodelle zu Gesamtmodellen und Vorschlag für ein optimales Energiekonzept mit mindestens einer Maßnahme, die in einem Folgeprojekt realisiert wird	41	IEE, IET, <u>ITT</u> , XRG

Das Arbeitspaket AP.1 beinhaltet die Festlegung der Modellstrukturierung und grundlegender Modellierungskonzepte wie die Verwendung bestehender Bibliotheken. Eng verknüpft mit der Modellstruktur ist die Festlegung der Schnittstellengrößen sowie des Detaillierungsgrades der Energienetze. In den Arbeitspaketen AP.2 bis AP.7 wurden die Komponenten gekoppelter Energiesysteme modelliert, wobei jeweils das Institut die Koordination übernahm, dessen fachlicher Schwerpunkt im betreffenden Bereich liegt. Im Einzelnen wurden in AP.2 Komponenten der elektrischen Energieversorgung einschließlich geeigneter Exergiespeicher modelliert. In AP.3 wurden Modelle von Gas- und lokalen Wärmenetzen mit entsprechenden thermischen Speichern sowie Anlagen zur dezentralen Energiewandlung implementiert. Die Modellierung von Kraftwerken und Heizkraftwerken sowie die Erstellung eines Modells des Hamburger Fernwärmenetzes erfolgten in AP.4. In AP.5 wurde das Verhalten der Verbraucher abgebildet, wobei sowohl Kleinverbraucher als auch gewerbliche und industrielle Verbraucher berücksichtigt wurden. Das Arbeitspaket AP.6 enthielt die Modellierungsarbeiten für Energiewandlungskonzepte, die eine Energiespeicherung in geeigneten Sekundärenergieträgern wie Wasserstoff

und synthetischem Methan ermöglichen. Die Verwendung der entwickelten Modelle zur Simulation und Bewertung von Szenarien für eine zukünftige Energieversorgung war Gegenstand des Arbeitspakets 7. Der zeitliche Ablauf der Bearbeitung wurde im Rahmen von etwa halbjährig durchgeführten Projektsitzungen mit dem technisch-wissenschaftlichen Beirat und dem Projektträger Jülich vorgestellt und dadurch regelmäßig kritisch geprüft.

4. Stand der Wissenschaft und Technik

Eine ausführliche Darstellung des Stands von Wissenschaft und Technik der untersuchten Forschungsfragen ist unter Teil II zu finden.

Grundlage dieser Darstellung bilden während des Projektes durchgeführte Literaturrecherchen unter Verwendung der folgenden Dienste:

- Dissertationsverzeichnis DissOnline,
- Science Citation Index und Journal Citation Reports,
- IEEEExplore und
- Google scholar

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Forschungsziele wurden im Rahmen des Projekts in enger Zusammenarbeit mit den Projektpartnern Institut für Technische Thermodynamik (vormals Thermofluiddynamik) (TUHH), Institut für Energietechnik (TUHH) und Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation (TUHH) bearbeitet. Darüber hinaus konnte durch die Zusammenarbeit mit XRG Simulation GmbH (Hamburg) sowie durch regelmäßige Treffen mit dem technisch-wissenschaftlichen Beirat das gewählte Vorgehen regelmäßig überprüft und die Relevanz der Ergebnisse für die Praxis sichergestellt werden. Weiterhin wurde mit der TLK-Thermo GmbH (Braunschweig) zusammengearbeitet, die die TILMedia-Bibliothek zur Berechnung von thermodynamischen Zuständen und Stoffwerten entwickeln. Einige Kraftwerks-relevante Medienmodelle wurden bereits mit der ClaRa veröffentlicht, welche im Rahmen von TransiEnt.EE um weitere Medien zur Berechnung von Hochdruck-Erdgasnetzen und Wasserstoffsystemen erweitert wurde.

II. Eingehende Darstellung

1. Einleitung

1.1. Hintergrund und Projektziele

In dem Forschungsvorhaben *TransiEnt.EE* wird das transiente Verhalten gekoppelter Energienetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien (EE) untersucht. Dazu werden Technologien zur Wandlung, zum Transport und zur Speicherung der Energieträgerformen Strom, Wärme und Gas mit der Modellierungssprache Modelica mathematisch beschrieben und zu der Modell-Bibliothek *TransiEnt* zusammengefasst [2], welche am Projektende frei verfügbar sein wird. Zur Überprüfung der Anwendbarkeit der Modelle werden mögliche zukünftige Energieversorgungskonzepte der Stadt Hamburg modelliert und anhand von Kosten, CO₂-Emissionen und Zuverlässigkeit bewertet. Ziel ist eine möglichst effiziente Integration von EE in ein existierendes urbanes Energiesystem. Das Referenzjahr der Betrachtung ist dabei 2012.

Bis 2050 soll der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf mindestens 80 % gesteigert werden [3]. Um die zeitlich nicht übereinstimmenden elektrischen Leistungen fluktuierender EE (FEE) und des Bedarfs in zwei sich deckende Größen zu überführen, sind Maßnahmen zur Flexibilisierung notwendig. Diese sollten das Ziel haben, den EE-Anteil am Strombedarf bei gegebener installierter Leistung zu maximieren.

Des Weiteren wird eine Steigerung des EE-Anteils, nicht nur im Stromsektor, sondern insgesamt am Endenergieverbrauch auf 60 % bis 2050 angestrebt. Auch die Treibhausgasemissionen (THG) sollen bis dahin um insgesamt 80 bis 95 % gegenüber 1990 reduziert werden [3]. Kohlenstoffdioxid (CO₂) ist mit einem Anteil von knapp 90 % (2012) der hauptsächliche THG-Verursacher. Davon entstehen 96 % energiebedingt, was 766 Mio. Tonnen CO₂ entspricht. Die Stromerzeugung hat daran einen Anteil von ca. 42 %, auf die Wärme- und Kälteversorgung entfallen 38 % und auf den Verkehr 20 %. Hinzu kommen - mit einem Anteil von 5,6 %¹ an den gesamten CO₂-Emissionen - nicht-energiebedingte CO₂-Emissionen in Höhe von 45 Mio. Tonnen aus industriellen Prozessen [4].

Es wird deutlich, dass Maßnahmen im Stromsektor allein nicht ausreichen, um die Ziele der Bundesregierung zu erreichen. Gase sind mit einem Anteil von ca. 25 % am Endenergieverbrauch (Wandlung für zentrale Strom- und Fernwärmeversorgung nicht inbegriffen) nach Kraftstoffen die zweitgrößte Gruppe der Endenergieträger. Durch die Verbrennung von Gasen wurden 2012 ca. 19,5 % der energiebedingten CO₂-Emissionen und 6,5 % jener der Stromerzeugung verursacht [5]. Folglich kann eine Dekarbonisierung des Gassektors große Auswirkungen auf die Gesamtbilanz haben.

Laut BMWi [6] sind die zwei grundlegenden Strategien zur Erreichung der Ziele der Energiewende der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Erhöhung der Energieeffizienz. Die Steuerung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien erfolgt maßgeblich durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das immer wieder angepasst wird. In dem im August 2016 veröffentlichten „Grünbuch der Energieeffizienz“ des BMWi [6] wird vom Dreiklang der Energiewende gesprochen und die Maßnahmen zur Erreichung der Ziele folgendermaßen priorisiert: 1. Senkung des Energiebedarfs in allen Sektoren (Energieeffizienz), 2. Direkte Nutzung der Erneuer-

¹ Die Summe aus energie- und nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen ist positiv aufgrund der Bindung von CO₂-Emissionen durch Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft.

baren Energien und 3. Effizienter Einsatz von erneuerbarem Strom für Wärme, Verkehr und Industrie (Sektorkopplung). Letzterer Maßnahme wird zugefügt, dass der Strom aus Wind und Sonne „vorrangig in Technologien [zur Sektorkopplung eingesetzt werden soll], die mit wenig Strom viele fossile Brennstoffe ersetzen [...] oder ihn in andere Energieträger wie Wasserstoff (Power-to-Gas) umwandeln“. Es wird die These aufgestellt, dass die „Dekarbonisierung der Sektoren Privathaushalt, GHD, Industrie und Verkehr [...] den Einsatz von Strom aus CO₂-freien, erneuerbaren Quellen“ erfordert und gefragt mit welchen Anwendungen und in welchem Umfang die Sektorkopplung zur Dekarbonisierung beitragen kann. [6]

In TransiEnt.EE wird die effiziente Nutzung durch eine Flexibilisierung des Verbrauchs, die Kopplungspfade Kraft-Wärme-Kopplung (zentral und dezentral), Power-to-Gas und Power-to-Heat und der Einsatz von Energiespeichertechnologien (Strom, Wärme, Gas) untersucht. Der verwendete Ansatz einer Modellierung mit Modelica erlaubt die Beschreibung der Systemkomponenten mit differential-algebraischen Gleichungssystemen. Im Vergleich zu den für die Untersuchung von Energiesystemen meist verwendeten linearen Optimierungsmodellen ergibt sich daraus die Möglichkeit die ablaufenden physikalischen Vorgänge des Systems besser abzubilden. So kann z. B. eine ortsabhängige Einspeisegrenze für Wasserstoff im Gasnetz, oder die Wirkleistungs-Frequenz-Regelung im elektrischen Netz untersucht werden.

1.2. Stand der Wissenschaft und Technik

1.2.1. Einfluss erneuerbarer Energien auf thermische Kraftwerke

Bei der Wandlung fluktuierender erneuerbarer Energien (FEE) ist die Obergrenze der Erzeugung stets durch das aktuelle Angebot des Primärenergieträgers, also Sonneneinstrahlung, Windenergie usw. gegeben, während das Angebot fossiler Primärenergieträger zumindest mittelfristig nur durch wirtschaftliche Faktoren begrenzt ist. Damit im Falle eines sehr geringen erneuerbaren Primärenergieangebots trotzdem die Versorgung gewährleistet ist, müssen deshalb in einem Energiesystem, welches maßgeblich von FEE versorgt wird, Überkapazitäten installiert werden.

Da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern nach dem EEG Einspeisevorrang besitzt und zudem nahezu ohne Grenzkosten erfolgt, verringert sich bei gegebenem Strombedarf mit dem Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten die Jahreserzeugung aus konventionellen Kraftwerken. Die Aufgabe thermischer Kraftwerke verlagert sich durch den erhöhten Anteil erneuerbarer Energien immer weiter weg von der Bereitstellung von Energie hin zu der Stabilisierung des elektrischen Netzes durch die Bereitstellung von Regelleistung [7]. Bei der heutigen Marktgestaltung haben konventionelle Kraftwerke daher Probleme, positive Deckungsbeiträge zu erreichen, und insbesondere Gaskraftwerke werden zunehmend aus dem Markt verdrängt [8]. Die fehlende Korrelation der fluktuierenden Erzeugung mit dem Strombedarf führt darüber hinaus dazu, dass die von den konventionellen Kraftwerken zu deckende Residuallast höhere Lastgradienten aufweist, wenn der Anteil erneuerbarer Energien erhöht wird [9]. Die veränderte Betriebsweise mit verringerter Mindestlast und erhöhten Lastgradienten führt dabei auf Grund von veränderten Dampfdrücken und -temperaturen zu veränderten Spannungszuständen in den dickwandigen Bauteilen der Kraftwerke und damit zu einer verringerten Lebensdauer [10]. Zwar sind auch Speicher in der Lage den erforderlichen Ausgleich zwischen fluktuierender Erzeugung und Bedarf bereitzustellen, da aber bisher nur begrenzte Speicherkapazitäten in Form von Pumpspeichern vorhanden sind und der Speicherausbau aufgrund fehlender wirtschaftlicher Anreize im Verhältnis zum Ausbau der FEE langsamer fortschreitet, sind mittelfristig flexible konventionelle Kraftwerke zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit notwendig [9].

Dem Anteil erneuerbarer Energie am Strombedarf ist durch diese notwendige konventionelle Erzeugung eine Obergrenze gesetzt. Zusätzlich erfolgt die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) heutzutage

meist durch fossile Energieträger, was zu einer notwendigen Stromproduktion führt, um den Wärmebedarf zu decken und damit wiederum die Obergrenze der Integration EE reduziert. So sind schon im Jahr 2020 bei einem Anteil EE von 35 % in Deutschland Überschüsse von 2 TWh, also 0,4 % des Strombedarfs zu erwarten, die bei weiterer Erhöhung des EE-Anteils ohne entsprechenden Speicherzubau oder anderer Flexibilisierungsmaßnahmen weiter steigen [10].

1.2.2. Glättung fluktuierender Erzeugung durch Energiespeicher

Alternativen zum Einsatz von flexiblen thermischen Kraftwerken sind die Abregelung von FEE in Verbindung mit einer Überkapazität an installierter Leistung oder der Einsatz von Energiespeichern. Dabei kann mit numerischen Optimierungsverfahren gezeigt werden, dass eine Kombination dieser Optionen am wirtschaftlichsten ist [11]. Um die Mindestleistung von konventionellen Kraftwerken abbilden zu können, wird außerdem in den meisten Studien die gemischt-ganzzahlige Optimierung verwendet [11, 14–18]. Die Wahl der CO₂-Preise und der exakten Kostendefinition beeinflusst stark die Ergebnisse der Studien [14].

Es zeigt sich, dass ein Szenario mit 100 %-Anteil EE einen rund dreifach höheren Speicherbedarf und damit 20 % höhere Kosten aufweist, als ein Szenario mit 80 % EE und einer kombinierten Bereitstellung der Flexibilität durch thermische Kraftwerke, Abregelung und Speichereinsatz [19]. Bis zu einem mittlerem Anteil EE im Bereich 40-50 % ist eine Bereitstellung der Flexibilität durch Abregelung von EE und den Einsatz thermischer Kraftwerke im Vergleich zu einem Speicherzubau wirtschaftlicher [14, 16]. Ab einem Anteil EE von 50 % ermittelt [14]² einen - zusätzlich zu den bereits installierten Pumpspeicherkraftwerken - wirtschaftlichen Batteriespeicherbedarf für Deutschland von etwas über 1 GW und 6 GWh.

Bei einem Anteil von 65 % erhöht sich der Speicherbedarf auf einen Wert im Bereich von 2 GW bis 4 GW und 12 GWh bis 25 GWh, wobei die Unsicherheit durch die Wahl der Eingangsparameter, insbesondere die Preisentwicklung der Batteriespeicher und CO₂-Zertifikate, entsteht. Die Forderung, dass keine EE abgeregelt wird, führt zu deutlich unwirtschaftlicheren Ergebnissen. So ermittelt [11] für ein Szenarien 50 % Anteil EE ohne Abregelung einen Speicherbedarf von 27 GW und 245 GWh. Grund dafür, dass sich diese Forderung so stark auf die Ergebnisse auswirkt, sind relativ selten auftretende große Leistungsspitzen aus erneuerbarer Erzeugung, deren Integration eine deutlich höhere installierte Speicherleistung erfordert, weshalb in [19] gefolgert wird, dass Energiespeicher nach den Energiemengen ausgelegt werden sollten. Werden auch Netzengpässe in der Untersuchung betrachtet, kann die Integration insbesondere der Offshore-Windeinspeisung im Nordosten Deutschlands durch den Speichereinsatz deutlich verbessert werden, weil die Engpassleitungen besser ausgenutzt werden [14]. Da durch den Einsatz von Speichern die Residuallast geglättet wird, steigen durch ihren Einsatz die Volllaststunden der Grundlastkraftwerke. Dies kann wiederum dazu führen, dass trotz einer erhöhten Integration von EE die CO₂-Emissionen steigen, weil dadurch insbesondere der Einsatz der kostengünstigen, aber emissionsreichen Braunkohlekraftwerke begünstigt wird. Aus Sicht der Energieversorger wird der Einsatz von Speichern dadurch rentabler, weil die thermischen Kraftwerke effizienter betrieben werden können und sich die Belastung der Betriebsmittel verringert [20].

Durch die zeitliche Verschiebung von flexiblen Lasten können Verbraucher ähnlich wie Energiespeicher zur Erhöhung der Flexibilität im Stromnetz sorgen. Eine umfassende Analyse der Lastverschiebungspotenziale in Deutschland ergibt eine verschiebbare Energie und maximale Leistung von 15,8 TWh und 9,5 GW im Winter

² Zubauoptimierung; Abbildung des Übertragungsnetzes mit Kraftwerksknoten (> 100 MW) und Umspannstationen, an denen Last und Einspeisung der darunterliegenden Netzebenen anliegt

und 19 TWh und 17 GW im Sommer [21]. Vergleichbare Abschätzungen für den maximalen Speicherausbau in Deutschland unter Berücksichtigung der geographischen Potenziale für Pump- und Druckluftspeicher, sowie mobilen Batteriespeichern bei einer vollständigen Elektrifizierung der PKW in Deutschland, ergeben eine Speicherkapazität von 30,6 TWh, wovon der größte Anteil mit 27 TWh Druckluftspeicher sind [11]. Die großen Potenziale von Verbrauchersteuerung müssen jedoch auf Grund einer schwierigeren Umsetzung kritisch hinterfragt und insbesondere ihre Verfügbarkeit in den entscheidenden Stunden weiter untersucht werden [21]. Insbesondere die Verschiebung derjenigen Lasten, die über einen inhärenten Speicher verfügen, wie beispielsweise elektrische Warmwasserbereitung in Verbindung mit Wärmespeichern sind dabei oft um Größenordnungen billiger als konventionelle elektrische Energiespeicher [22].

1.2.3. Nutzung der Kopplung von Stromnetzen zu Wärme- und Gasnetzen

In Kombination mit KWK-Anlagen ermöglichen Wärmespeicher eine Flexibilisierung der Stromerzeugung ohne die Deckung des Wärmebedarfs zu gefährden [23]. Mit Hilfe eines Optimierungsmodells, welches die variablen Kosten der Strom- und Wärmeerzeugung minimiert, konnte in [17] gezeigt werden, dass der Einsatz von Wärmespeichern die integrierbare gekoppelt erzeugte Wärmemenge steigern und den Einsatz von thermischen Kraftwerken verringern kann. Dies hat aber nicht zwangsläufig positive Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen, da durch die Wärmespeicher eine höhere Auslastung von Steinkohle-KWK-Anlagen zu Lasten von GuD-KWK-Anlagen entstehen kann.

Die Nutzung der Wassermassen im Fernwärmenetz kann ebenfalls als Energiespeicher dienen und zur Betriebsoptimierung aus Sicht des Fernwärmebetreibers genutzt werden, um die Stromerzeugung möglichst in Spitzenlastzeiten zu verschieben [24]. Die Zwischenspeicherung im Fernwärmenetz kann auch eingesetzt werden, um einen Ausgleich zwischen der fluktuierenden Erzeugung aus EE und dem Strombedarf zu schaffen [25] oder in Heizkraftwerken während der Heizperiode Primärregelleistung zu erbringen, sodass nur im Sommer die sonst notwendige mit Verlusten behaftete Androsselung notwendig wird [26]. Die Einspeicherung erfolgt in allen Fällen durch eine gezielte Erhöhung der Vorlauftemperatur, die mit einer Erhöhung der Einspeiseleistung einhergeht. Durch die zusätzlichen Temperaturwechsel entstehen allerdings erhöhte Beanspruchungen in den Betriebsmitteln des Wärmenetzes, was zu erhöhten und schwierig zu quantifizierenden Wartungs- und Instandhaltungskosten führt. Weitere Potenziale zur Energiespeicherung sind darüber hinaus durch die Nutzung von verbrauchernahen Wärmespeichern vorhanden, die zum Beispiel bei Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpenanlagen häufig vorhanden sind. Die Analyse dieser Potenziale in [22] ergibt, dass ihre vollständige Nutzung, die auch kleine KWK-Einheiten einschließt, für die Deckung des Regelleistungsbedarfs in Deutschland ausreichen würde.

Eine besonders hohe Flexibilität bieten Hybridsysteme wie Kombinationen aus gasgefeuerten Brennwertkesseln und strombetriebenen Wärmepumpen, weil zum Ausgleich im elektrischen Netz der genutzte Energieträger gewechselt werden kann. Ähnliche Flexibilität kann in Nah- und Fernwärmenetzen bereitgestellt werden, wenn neben der KWK-Anlage gas- oder strombetriebene Spitzenlastkessel vorhanden sind [27]. So kann im Falle einer Überdeckung des Stromnetzes die Deckung des Wärmebedarfs übergangsweise durch Strom erfolgen und der Einsatz von fossilen Energieträgern reduziert werden.

Größere Mengen überschüssiger erneuerbarer Stromerzeugung können darüber hinaus zur Erzeugung von Wasserstoff mit Hilfe von Elektrolyseuren genutzt werden [28]. Der so erzeugte Wasserstoff kann gespeichert, in der Industrie oder im Transportsektor direkt genutzt [29, 30] oder zu einem Volumenanteil von derzeit in der Regel unter 10 % in das Erdgasnetz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden [31, 32]. Die Speicherkapazität des Erdgasnetzes von aktuell 23,8 Mrd. m³ in Deutschland [33] kann so kurzfristig genutzt werden, um die erzeugte Energie über längere Zeiträume hinweg zu speichern. In Form von reinem Wasserstoff

gespeicherte Energie kann mittels Brennstoffzellen oder H_2 -Mitverbrennung in Gasturbinen wieder in Strom gewandelt und so eine Langzeitspeicherung mit einem Gesamtwirkungsgrad im Bereich von derzeit 30 bis 38% realisiert werden [14]. Bei der Bestimmung der Speicherpotenziale ist kritisch zu prüfen, inwieweit die entsprechenden Untergrundspeicher (UGS) für die Einspeicherung von Wasserstoff geeignet sind. Durch das hohe Diffusionsvermögen von Wasserstoff und die reduzierte Viskosität von Erdgas in Gegenwart von Wasserstoff kann es zu erhöhten Leckagen in den Speicherbohrungen kommen. Die Auswirkungen von Wasserstoff auf Porenspeicher (erschöpfte Erdgasfelder und Aquifere) sind schwer abzuschätzen. Wasserstoff kann in abiotisch mit den Mineralien des Reservoirs reagieren und diese lösen oder ausfällen, was zu einer Erhöhung der Porosität, aber auch zu Verstopfung der Poren führen kann. Besonders kritisch sind allerdings die mikrobiellen Aktivitäten durch die Reaktion des Wasserstoffs mit Sulfat zu Schwefelwasserstoff bzw. mit Hydrogencarbonat zu Essigsäure, was zu Korrosion führen kann. [34] Deshalb empfiehlt [31] nur minimale Mengen Wasserstoff einzuspeisen, wenn Porenspeicher betroffen sind. Zusätzlich sind in Porenspeichern Kissengasvolumen von ca. 40-50 % des Gesamtvolumen und aufgrund des großen Strömungswiderstandes weniger frequente und eher kontinuierliche Ein- und Ausspeisevorgänge erforderlich [35]. Demgegenüber ist in künstlich angelegten Salzkavernen ein Kissengasvolumen von 30 % ausreichend, sie können flexibel mit höheren Ein- und Ausspeiseraten betrieben werden und das Salzgestein reagiert nicht mit Wasserstoff und wird als technisch dicht angesehen [34, 35]. Aufgrund einer begrenzten geographischen Verfügbarkeit von UGS und des Einspeiselimits, ist die Methanisierung des erzeugten Wasserstoffs unter Kohlenstoffdioxid- Zufuhr eine weitere Möglichkeit. Das so erzeugte synthetische Methan kann unbegrenzt gespeichert und eingespeist werden, der zusätzliche Wandlungsschritt vermindert den Wirkungsgrad allerdings von ca. 70 % auf 55 % [29, 36]. Die Speicherung von elektrischer Energie in Kavernen und im Gasnetz ist daher nur wirtschaftlich, wenn bereits andere Speicherpotenziale ausgeschöpft sind und ein verbleibender Speicherbedarf vorhanden ist [37].

1.2.4. Optimierung und Simulation von Energiesystemen

Die bisher genannten Studien zur Untersuchung von Energiespeichern im Kontext der Energiewende verwenden numerische Optimierungsmodelle als Analysewerkzeug. Die Suche des optimalen Speichereinsatzes in Bezug auf die Zielgrößen Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit führt zunächst auf ein mehrdimensionales Optimierungsproblem mit den Zielgrößen CO_2 -Emissionen und Kosten. Da diese im Vergleich zu eindimensionalen Optimierungsverfahren mathematisch deutlich aufwendiger sind [12], erfordern sie eine starke Vereinfachung der berücksichtigten Nebenbedingungen im Falle der Untersuchung eines Energiesystems [13]. Durch die Berücksichtigung von CO_2 -Zertifikatspreisen kann das Problem auf ein eindimensionales Optimierungsproblem vereinfacht werden, wobei durch Parametervariation der CO_2 -Zertifikatspreise die Gewichtung der Zielgrößen Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit verändert werden kann. In den aktuelleren der genannten Studien wird die gemischt-ganzzahlig-lineare Programmierung verwendet, da sie die Abbildung von Zustandswechseln wie zum Beispiel des Betriebszustands eines konventionellen Kraftwerkes erlauben. Nichtlineare Zusammenhänge, wie die Abhängigkeit des Kraftwerkswirkungsgrads vom Betriebszustand, können mit Hilfe von zusätzlichen binären Variablen abschnittsweise linearisiert werden. Allerdings führen sie durch zusätzliche Variablen und Nebenbedingungen zu einer Erhöhung der Komplexität des Problems und erschweren daher die Lösung [38].

Die dritte energiepolitische Zielgröße der Systemstabilität wird daher meist nur in Form von stark vereinfachten Nebenbedingungen berücksichtigt. Häufig wird eine summarisch vorzuhaltende Regelreserve gefordert,

um unvorhergesehene Leistungsstörungen ausregeln zu können. Alternativ kann eine mit der jeweiligen Wahrscheinlichkeit gewichtete Summe verschiedener Szenarien des Problems optimiert werden. Es kann so das numerische Optimum unter Berücksichtigung der Unsicherheit gefunden werden. [39] untersucht verschiedene Formulierungen dieses Ansatzes und stellt fest, dass deterministische Modelle zur Einsatzoptimierung übermäßig konservativ in Bezug auf die vorgehaltenen Leistungsreserven sind.

Untersuchungen zu den Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stabilität elektrischer Netze basieren auf der anderen Seite typischerweise auf reinen Systemsimulationen. Die einzigen vorliegenden Arbeiten zu elektrischen Energiesystemen mit hohem Anteil fluktuierender Einspeisung, die sowohl eine numerische Optimierung als auch eine Systemsimulation durchführen, sind die Arbeiten [40–42]. In allen drei Untersuchungen beinhaltet die Systemsimulation jedoch nur das elektrische Netz, sodass keine Betrachtung des Nutzens von Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärmespeichern durchgeführt wird. Die Optimierung ist dabei jeweils ein vorgelagerter Schritt der Systemsimulation, die das Ziel verfolgt die Abläufe auf den Energiemärkten zu modellieren und so einen realistischen Einsatz der Kraftwerke in der Systemsimulation zu ermöglichen.

2. Erstellung der Modellbibliothek TransiEnt

2.1. Strukturierung und Schnittstellen

2.1.1. Bibliotheksstruktur

Bei der Entwicklung der TransiEnt Bibliothek wurde großer Wert darauf gelegt, dass sich die Struktur sowohl erfahrenen Modelica Entwicklern als auch Nutzern, die noch keine Erfahrung mit Modelica haben möglichst leicht erschließt (Abbildung 1).

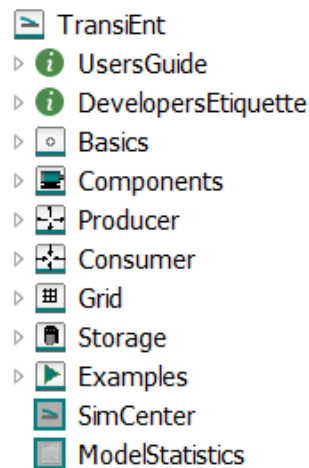


Abbildung 1: Struktur der Modellbibliothek TransiEnt.

Die Pakete „Basics“ und „Components“ richten sich dabei vorrangig an Entwickler und enthalten grundlegende Modelle, wie z. B. allgemeine Funktionen, Einheiten und Schnittstellendefinitionen. Die restlichen Pakete enthalten fertig konfigurierte Modelle, die direkt in Simulationsmodellen von Energiesystemen verwendet werden können. Die Einordnung der Modelle in diese Pakete ist dabei an der Funktion der jeweiligen Komponente im Energiesystem orientiert. Zum Beispiel enthält das Paket „Producer“ vorkonfigurierte Modelle verschiedener Kraftwerkstypen oder Heizkessel.

Im Paket „Examples“ sind einige komplexere Beispielmodelle für Energiesysteme zu finden. Darüber hinaus enthalten die einzelnen Pakete jeweils zu den Komponentenmodellen einfache Beispiele. Diese sind bewusst so einfach wie möglich gehalten, um so die Funktionsweise der jeweiligen Komponente darzustellen und zu testen. Weiterhin können diese einfachen Tester für regelmäßige Regressionstests verwendet und so die Konsistenz der Modellbibliothek sichergestellt werden.

2.1.2. Definition der Schnittstellen

Durch die Verwendung der Sprache Modelica und der dazugehörigen Standard Bibliothek sind viele Schnittstellen für physikalische Modellierung bereits vorhanden. Für die Anwendung von Modelica für die Simulationen ganzer Energiesysteme enthält die TransiEnt-Bibliothek zwei weitere Schnittstellendefinitionen. Dies ist zum einen eine Schnittstelle für elektrische Komponenten, die eine numerisch effiziente Simulation der

```

connector ActivePowerPort "Basic electric power port consisting of
active power and frequency"

    flow Modelica.SIunits.ActivePower P "Active power flow";

    Modelica.SIunits.Frequency f "Grid frequency";

end ActivePowerPort;

```

Abbildung 2: Quelltext der verwendeten Schnittstelle für elektrische Komponenten.

Wirkleistungs-Frequenz-Regelung erlaubt. Zum anderen ist dies eine Erweiterung der in der Modelica Standardbibliothek enthaltenen Schnittstelle für Modellkomponenten mit strömenden Fluiden.

Die hauptsächlich verwendete elektrische Schnittstelle (Abbildung 2) enthält als Flussgröße die elektrische Wirkleistung und als Potenzialgröße die Netzfrequenz. Dies erlaubt die Abbildung einer rein leistungsbasierten Betrachtung von elektrischen Netzen. Zur Simulation transienter elektrischer Vorgänge bietet die Modelica Standardbibliothek entsprechende Schnittstellen, die mit Hilfe von Adaptern auch in Modellen der TransiEnt Bibliothek nutzbar sind.

Die verwendete Schnittstelle für strömende Fluide besitzt als Flussgröße den Massenstrom und als Potentialgröße den Druck (Abbildung 3). Weiterhin sind in der Schnittstelle die Mediendefinition, die spezifische Enthalpie und die Massenanteile (wichtig bei Fluiden mit mehreren Komponenten und variierender Zusammen-

```

connector FluidPort "Basic fluid port consisting of medium definition, mass-
flow, pressure, enthalpy and composition"

    TILMedia.VLEFluidTypes.BaseVLEFluid Medium "Medium model";

    flow Modelica.SIunits.MassFlowRate m_flow "Mass flow rate";

    Modelica.SIunits.Pressure p "Pressure";

    stream Modelica.SIunits.SpecificEnthalpy h_outflow "Enthalpy if
    m_flow < 0";

    stream Modelica.SIunits.MassFlowRate xi_outflow[Medium.nc-1] "In-
    dependent mixture mass fractions if m_flow < 0";

end FluidPort;

```

Abbildung 3: Quelltext der verwendeten Schnittstelle für Modellkomponenten mit Fluiden.

setzung, z. B. Erdgas) enthalten. Enthalpie und Zusammensetzung sind an die Richtung des Massenstroms gekoppelt (Variablentyp stream).

2.1.3. Ansätze zur Komplexitätsreduktion

Um die Komplexität der Simulation großer und gekoppelter Energiesysteme zu reduzieren werden in der TransiEnt Bibliothek verschiedene Ansätze verwendet, die im Folgenden kurz erläutert werden sollen.

Austauschbarkeit von Modellen

Während der Entwicklung der TransiEnt Bibliothek wurde großer Wert auf eine objektorientierte Strukturierung der Komponenten gelegt, um die Simulation komplexer Systeme zu vereinfachen. Ein wesentliches Mittel dazu ist die Polymorphie, die es erlaubt innerhalb von Systemmodellen verschiedene Detaillierungsgrade einer Komponente auswählbar zu machen. So können beispielsweise alle Kraftwerksmodelle auf eine gemeinsame Schnittstelle zurückgeführt werden. Innerhalb von Systemmodellen können diese verschiedenen Kraftwerksmodelle über einen Dialog ausgewählt werden, um so schrittweise die Komplexität des Gesamtmodells zu erhöhen (Abbildung 4).

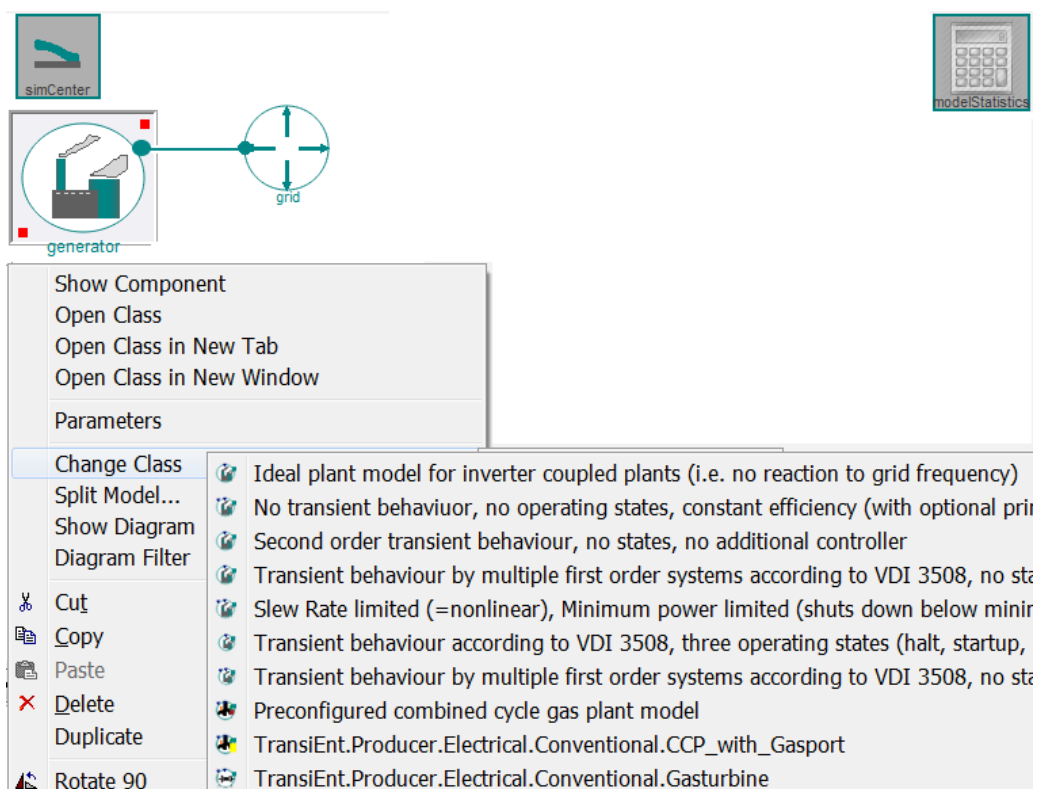


Abbildung 4: Beispiel für ein Simulationsmodell mit austauschbarem Kraftwerksmodell und Auswahl unterschiedlicher Detailtiefen über einen Dialog in Dymola.

Vor- und Nachverarbeitung von Daten durch Nutzung von Tabellen

Eine weitere Möglichkeit zur Komplexitätsreduktion der Systemsimulation bietet die Vor- oder Nachverarbeitung von Eingangsdaten und Ergebnissen, die keine Kopplung zu dem simulierten System aufweisen. Ein Beispiel dafür ist die numerische Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung, die u.a. aufgrund der diskreten Betriebszustände von Kraftwerken ein kombinatorisches Problem ist und meist mit Hilfe der gemischt-ganzzahlig linearen Programmierung (GGLP) gelöst wird. Da keine direkte Rückwirkung des dynamischen Verhaltens des Gesamtsystems auf diesen Planungsschritt besteht, kann dieser der Systemsimulation vorgelagert

berechnet werden. Die Ergebnisse dieses Schrittes (z. B. die diskreten Zustände der Kraftwerkseinheiten) können dann im Rahmen der Systemsimulation in Form von Tabellendaten eingelesen werden. Weitere Informationen zu diesem Vorgehen finden sich in [43].

2.2. Parametrierung und Auswertungen von Systemsimulationen

Um die Parametrierung und Auswertung von Modellen von Energiesystemen zu vereinfachen, werden die Blöcke SimCenter und ModelStatistics verwendet (Abbildung 4, oben links und oben rechts). Das SimCenter enthält Parameter, die für alle Komponenten des Systemmodells einheitlich gesetzt werden. Zum Beispiel betrifft dies die Nennfrequenz im elektrischen Netz oder das Medienmodell des Fluides im Fernwärmenetz oder Gasnetz.

Die Komponente ModelStatistics berechnet typische Kenngrößen von Energiesystemen, die sich erst aus dem Zusammenspiel mehrerer Komponenten ergeben, so z. B. die insgesamt durch FEE gedeckte Last. Insbesondere erlauben die Ergebnisse dieser Komponente Rückschlüsse auf die Zielgrößen CO₂-Emissionen, Kosten und Stabilität der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung im elektrischen Netz.

2.2.1. Berechnung von CO₂-Emissionen

Es werden nur die durch die Verbrennung des jeweiligen Brennstoffs verursachten CO₂-Emissionen berücksichtigt, also keine Lebenszyklusanalysen der Anlagen vorgenommen und keine Vorketten berücksichtigt. Damit werden durch alle Erneuerbaren Anlagen (Windturbinen, Solaranlagen, Wasserkraftwerke, Biomasseanlagen) als auch durch Kernkraftwerke keine Emissionen verursacht.

Die Berechnung der CO₂-Emissionen erfolgt vorwiegend anhand von spezifischen CO₂-Emissionen $e_{BS}^{CO_2}$ des Brennstoffes bei vollständiger Verbrennung (Tabelle 2).

Tabelle 2: CO₂-Emissionen bei vollständiger Verbrennung verschiedener Brennstoffe ohne Berücksichtigung der Vorkette nach [44].

Brennstoff	CO ₂ -Emissionen bei vollständiger Verbrennung	
	in t/TJ	in g/kWh
Steinkohle	94	337
Braunkohle	112	403
Erdgas	56	202
Heizöl leicht	74	266
Heizöl schwer	78	281
Müll	45	162
Diesel	74	266

Die absoluten Werte ergeben sich als Summe aller Emissionen der N_{el} elektrischen und N_{th} thermischen Erzeugungsanlagen:

$$m_{tot}^{CO_2} = \sum_{i=1}^{N_{el}} e_{BS,i}^{CO_2} \cdot \left[\int \frac{p^{el}(t)}{\eta^{el}(t)} dt \right]_i + \sum_{j=1}^{N_{th}} e_{BS,j}^{CO_2} \cdot \left[\int \frac{\dot{Q}^{th}(t)}{\eta^{th}(t)} dt \right]_j \quad (1)$$

Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist eine Allokation der Emissionen nach den in [45] dargestellten Methoden möglich und vor der Simulation auswählbar. Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Wirkungsgradmethode herangezogen:

$$\begin{aligned} m_{\text{el}}^{\text{CO}_2} &= \frac{\eta^{\text{th}}}{\eta^{\text{el}} + \eta^{\text{th}}} W_{\text{KWK}}^{\text{el}} \quad \text{und} \\ m_{\text{th}}^{\text{CO}_2} &= \frac{\eta^{\text{el}}}{\eta^{\text{el}} + \eta^{\text{th}}} Q_{\text{KWK}}^{\text{th}} \end{aligned} \quad (2)$$

In einigen Modellen mit Gas als Brennstoff können die CO₂-Emissionen auch direkt aus der Verbrennungsrechnung und damit in Abhängigkeit der Zusammensetzung des Gasgemisches berechnet werden.

2.2.2. Berechnung der Systemkosten

Obwohl nicht ursprünglich in dem Projektantrag vorgesehen, wurde die Berücksichtigung der Kosten in der Auswertung der verschiedenen Szenarien vom wissenschaftlichen Beirat des Projekts empfohlen. Anstatt die Kosten erst nach der Simulation (post-processing) zu berechnen, wurde die Kostenberechnung direkt in der Modell-Bibliothek implementiert. Als Ergebnisgröße werden die jährlichen Gesamtsystemkosten gewählt.

Für die Berechnung dieser wurden die Fixkosten und die variablen Kosten der Energiepark-Komponenten berücksichtigt. Als Fixkosten wurden die Investitionskosten und ein Teil der Betriebs- und Wartungskosten (O&M) betrachtet. Diese wurden mit Hilfe der Annuitätenmethode berechnet. Da die Simulation dynamisch ist, die Annuitätenmethode aber einen fixen Wert (zum Ende des Jahres) liefert, ist die Definition einer „dynamischen Annuitätsfunktion“ notwendig:

$$\text{Dynamische Annuität} = \frac{\text{Annuität}}{\text{Sekunden im Jahr}} \quad (3)$$

Damit können die Fix-Kosten, die mit Hilfe dieser Funktion berechnet werden, direkt am Ende der jährlichen Simulation abgelesen werden.

Die variablen Kosten wurden mit Hilfe von spezifischen Faktoren berechnet. Diese sind die spezifischen Brennstoffkosten, spezifischen CO₂-Zertifikatskosten, und die spezifischen O&M-Kosten. Diese konstanten Faktoren werden mit Größen multipliziert, die sich während der Simulation verändern (Brennstoffverbrauch, CO₂-Emissionen, erzeugte Energie).

Die Gesamtsystemkosten können mit der folgenden Gleichung beschrieben werden:

$$\begin{aligned} K_{\text{gesamt}} &= \sum^n K_{\text{Inv (Annuit.)}} + K_{\text{O\&M,fix}} + \sum^n K_{\text{Brennst.}} + K_{\text{CO}_2\text{-Zert.}} + K_{\text{var,O\&M}} \\ &= \sum^n (k_{\text{Inv}} \cdot P_{\text{nenn}}) \cdot A + (k_{\text{O\&M}} \cdot P_{\text{nenn}}) \\ &\quad + \sum^n k_{\text{Brennst.}} \cdot Q_{\text{Brennst.}} + c_{\text{CO}_2\text{-Zert.}} \cdot m_{\text{CO}_2,\text{gesamt}} + k_{\text{var,O\&M}} \cdot E_{\text{aus}} \end{aligned} \quad (4)$$

K_{gesamt} sind die Gesamtsystem-Kosten. $K_{\text{Inv (Annuit.)}}$ sind die Annuitäten der Investitionskosten aller Komponenten. $K_{\text{O\&M,fix (Annuit.)}}$ sind die Annuitäten der fixen Wartungs- und Betriebskosten. $K_{\text{Brennst.}}$ sind die variablen Brennstoffkosten. $K_{\text{CO}_2\text{-Zert.}}$ sind die variablen CO₂-Zertifikat Kosten. $K_{\text{var, andere}}$ sind variable Wartungs- und Betriebskosten. n ist der Anzahl der Systemkomponenten. k_{Inv} sind die spezifischen Investitionskosten. $k_{\text{O\&M}}$ sind die spezifischen Wartungs- und Betriebskosten. P_{nenn} sind die Nennleistungen (z.B. Stromerzeuger, Wärmeerzeuger). A ist der Annuitätsfaktor. $k_{\text{Brennst.}}$ sind die spezifischen Brennstoffkosten. $Q_{\text{Brennst.}}$ sind die Brennstoffverbräuche jeder Komponente. $k_{\text{CO}_2\text{-Zert.}}$ sind die spezifischen CO₂-Zertifikat Kosten. $m_{\text{CO}_2, \text{gesamt}}$ sind die CO₂-Emissionen, $k_{\text{var, O\&M}}$ sind die spezifischen variablen Wartungs- und Betriebskosten, und E_{aus} sind die erzeugten Strom- bzw. Wärmemengen.

Tabelle 3: Faktoren für die Berechnung der Systemkosten.

	Spez. Inv. EUR/ W	Spez. Inv. EUR/ MWh	Spez. Inv. EUR/ m ³	Spez. Inv. EUR/ m	Fix O&M EUR/ W	Brenn stoff EUR/ MWh	CO ₂ - Zert. EUR/ t-CO ₂	Var. O&M EUR/ MWh	Annuitäts- periode Jahre
Photovoltaik	1,30	-	-	-	0,035	0,0	-	0,0	20
Wind onshore	1,17	-	-	-	0,050	0,0	-	18,0	20
Wind offshore	3,00	-	-	-	0,120	0,0	-	35,0	20
Biomasse	2,50	-	-	-	0,005	3,8	-	19,9	20
Laufwasserkraftwerk	1,60	-	-	-	0,032	0,0	-	0,0	50
Kohlebefeuertes Kraftwerk	1,50	-	-	-	0,023	10,2	6	1,3	30
Kohlebefeuertes Heiz- kraftwerk (HKW)	1,50	-	-	-	0,023	10,2	6	1,3	30
GuD-HKW	0,65	-	-	-	0,005	25,0	6	3,5	20
Gasturbine Kraftwerk	0,50	-	-	-	0,003	25,0	6	5,0	20
Pumpspeicherwerk	0,73	0,0	-	-	0,003	25,0	-	5,0	20
Gasbefeuertes Heiz- werk	0,24	-	-	-	0,005	25,0	6	-	20
Müllverbrennungsan- lage	0,24	-	-	-	0,005	0,0	-	-	30
Elektrodenheizkessel	0,07	-	-	-	0,005	0,0	-	-	20
Elektrolyseure	0,90	-	-	-	*	0,0	-	-	20
Wasserstoff-Kaverne	-	-	60	-	*	-	-	-	30
Wasserstoff-Leitung	-	-	-	1220	*	-	-	-	20
Fernwärmenetz	-	-	-	3000	*	-	-	-	20
Gasbefeuerte Heizun- gen (*)	0,122	-	-	-	*	25	-	-	20
Ölbefeuerte Heizungen (*)	0,122	-	-	-	*	28,3	-	-	20
Elektrische Heizungen (*)	0,474	-	-	-	*	29	-	-	20
Nahwärme (*)	0,995	-	-	-	*	25	-	-	20
Andere Wärmequellen (*)	0,995	-	-	-	*	25	-	-	20
Zinssatz (alle)	0,07								
Notizen	* 5% der Investitionskosten								
Quellen	Basierend auf [46], [47] [48], [49], [50], [51], [52], [53] sowie auf eigenen An- nahmen								

2.2.3. Stabilität der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung

Im Gegensatz zu Emissionen und Kosten kann für die Stabilität der elektrischen Energieversorgung keine einzelne Kenngröße berechnet werden. Die Simulation der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung erlaubt es jedoch die Fähigkeit des Systems zu analysieren kurzfristige Leistungsungleichgewichte zu kompensieren. Der Zubau von Erzeugern mit fluktuierender Einspeisung und über Umrichter an das Netz gekoppelten Generatoren gefährdet genau diese Fähigkeit. Daher kann durch Analyse der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung eine Aussage über die veränderte Versorgungssicherheit des betrachteten Systems bei hohen Anteilen FEE getroffen werden.

Durch die Kopplung zum europäischen Verbundnetz sind im betrachteten Energiesystem von Hamburg Leistungssprünge in der Größenordnung von mehreren Hundert Megawatt möglich, ohne dass sich die Netzfrequenz signifikant verändert. Ein Großteil der Leistung, die zum Ausgleich eines solchen Ungleichgewichts benötigt wird, wird dabei als Austauschleistung vom umliegenden Verbundnetz bereitgestellt (Abbildung 5).

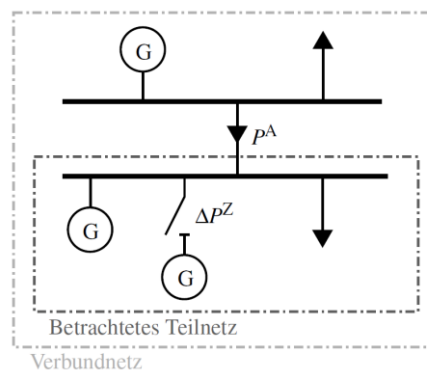


Abbildung 5: Austauschleistung (P^A) zwischen dem betrachteten Teilnetz und dem umliegenden Verbundnetz bei einer Leistungsstörung (ΔP^Z).

Im Rahmen der Simulationen wird die Standardabweichung dieser Austauschleistung über einen Simulationszeitraum von einem Jahr als Maß für die Stabilität des betrachteten Teilnetzes verwendet.

2.3. Systembeispiel

Durch das unter 2.1.3 vorgestellte Konzept der Austauschbarkeit von Komponentenmodellen mit unterschiedlicher Detailtiefe ergeben sich viele verschiedene Möglichkeiten das jeweilig untersuchte Energiesystem abzubilden. Im Folgenden wird daher beispielhaft das Modell (Abbildung 6) des betrachteten Referenzsystems (Beschreibung unter 3.2.) dargestellt, welches die Basis für alle im Rahmen des Projekts ermittelten Simulationsergebnisse darstellt.

2.3.1. Modell des elektrischen Netzes

Das verwendete Dynamikmodell des elektrischen Netzes basiert auf [54] und berücksichtigt die Speicherwirkung der mit dem Netz gekoppelten rotierenden Massen, den Netzselbstregelleffekt und die Dynamik der Kraftwerke inkl. Primär- und Sekundärregelung. Die Netzanlaufzeitkonstante wird dabei über die Rotationsträgheit der jeweils zum aktuellen Zeitpunkt synchronisierten Kraftwerkseinheiten berechnet. Auswirkungen auf die

Stabilität der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung durch eine verstärkte Nutzung von Anlagen, die über Umrichter angeschlossen sind, können damit abgebildet werden.

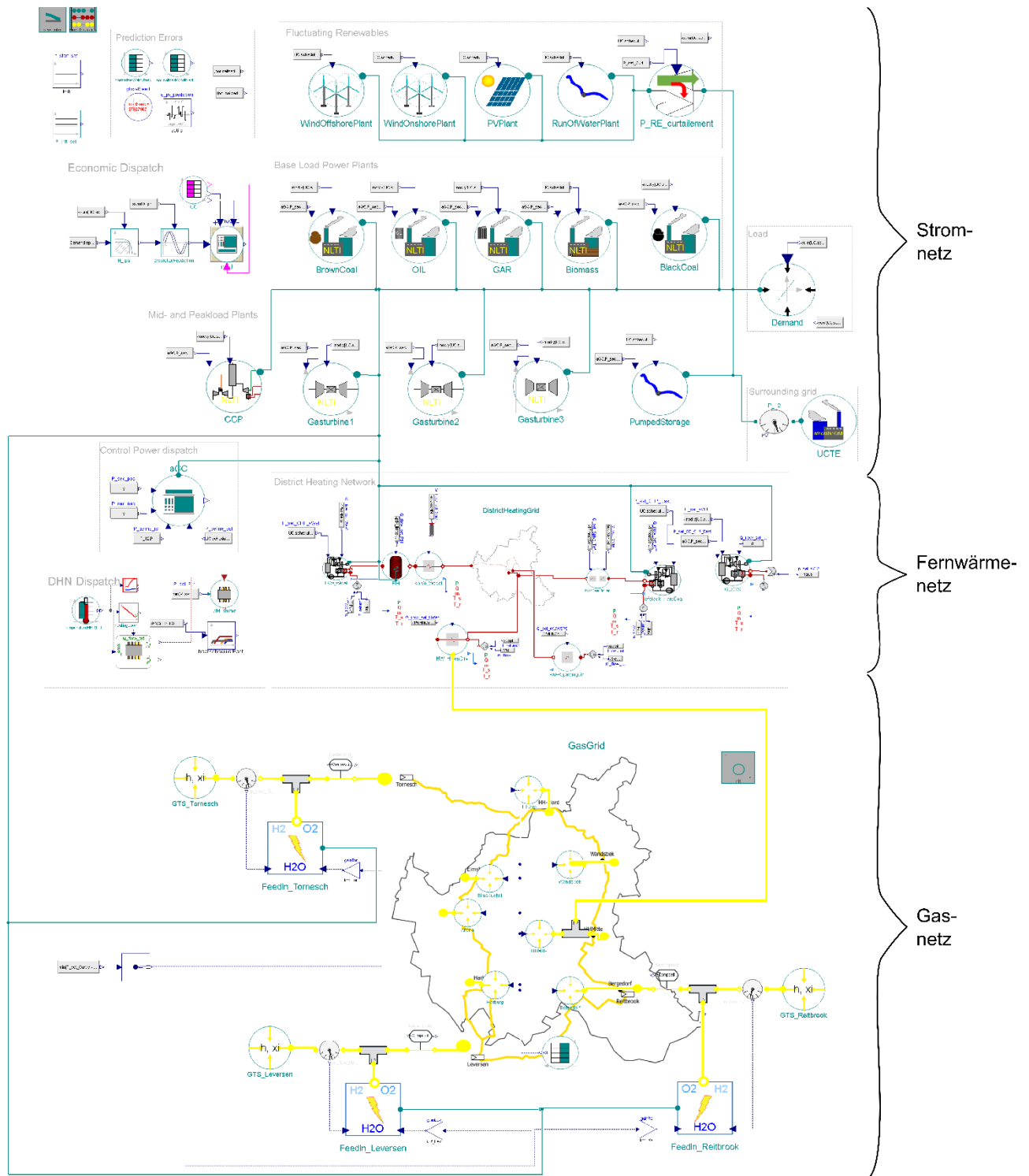


Abbildung 6: Ansicht des Simulationsmodells des betrachteten Referenzsystems in der Entwicklungsumgebung Dy-mola mit Kopplung zwischen elektrischem (oben), Fernwärme- (Mitte) und Gasnetz (unten).

Weiterhin wird zur Reduktion der Komplexität eine rein wirkleistungsbasierte Betrachtung ohne Berücksichtigung von Netzengpässen gewählt.

Der kostenoptimale Speicher- und Kraftwerkseinsatz wird mit Hilfe eines GGLP Modells vorgelagert zur Systemsimulation ermittelt. Innerhalb der Systemsimulation werden die sich daraus ergebenden Betriebszustände in Form von Tabellen verwendet und mit Hilfe eines Modells zur optimalen Lastverteilung [43] und auf Grundlage kurzfristiger Last- und Erzeugungsprognose der laufende Sollwert der Einheiten berechnet.

Die Prognosefehler der erneuerbaren Stromerzeugung sind dabei auf Grundlage von normalverteilten Zufallszahlen modelliert und hängen von der installierten Anlagenleistung ab [7]. Bei den verwendeten Prognosefehlern der Winderzeugung werden diese Zufallszahlen anschließend so sortiert, dass die Anzahl Vorzeichenwechsel gleichverteilt auf dem Intervall 3 bis 12 Stunden liegt, was zu einem realistischen Leistungsdichtespektrum führt [41]. Die Zeitreihe der normalverteilten Prognosefehler der PV-Erzeugung wird nicht gefiltert (weißes Rauschen), aber nachts auf null gesetzt. Die Lastprognose wird durch Invertierung des Netzdynamikmodells ermittelt indem ein gemessener Netzfrequenzverlauf verwendet wird. Die Netzfrequenz in der Simulation besitzt durch dieses Vorgehen eine typische stochastische Verteilung und ein typisches Leistungsdichtespektrum.

2.3.2. Modell des Fernwärmenetzes

Der Modellierungsansatz für das Modell des Fernwärmenetzes ist in [55] dokumentiert. Der Wärmebedarf in Fernwärmenetzen ist näherungsweise linear von der Außentemperatur abhängig. Die Wärmelastvorhersage des Modells basiert auf einer Regressionskennlinie von historischen Daten der Wärmeeinspeisung im Hamburger Fernwärmenetz (Abbildung 7) [56]. Die Begriffe Fernwärmeerzeugung und -verbrauch werden hier gleichbedeutend verwendet, da die Grenze, die im Modell den Fernwärmeverbrauch definiert, an der Grenze zwischen den Erzeugern und dem Netz festgelegt wird, so dass Wärmeverluste im Netz als Teil des gesamten Fernwärmeverbrauchs gelten. Durch die Verwendung eines Heizwasser-Standardlastprofils [57] kann der Heizwasserbedarf an Sommertagen mit geringem Raumheizbedarf berücksichtigt werden.

Der Sollwert der Vorlauftemperatur hängt von der Außentemperatur ab. Für Zeiträume, in denen die Außentemperatur niedrig ist, wird die Vorlauftemperatur erhöht, sodass eine ausreichende Beheizung der Gebäude gewährleistet ist. Die eingestellte Vorlauftemperatur steigt proportional zur Außentemperatur an, so dass der erforderliche Heizwassermassenstrom und damit der Pumpbedarf reduziert werden. Andererseits wird der eingestellte Wert der Rücklauftemperatur durch das sogenannte Rückspeisegesetz, das auf historischen Betriebswerten beruht, modelliert. Beide Vorlauf- und Rücklauftemperatur-Kennlinien wurden aus [56] entnommen und sind in Abbildung 8 dargestellt.

Die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern in Fernwärmenetzen erfolgt im Systemmodell mittels Sollwertkurven. Diese Kurven berücksichtigen sowohl hydraulische Netzrestriktionen als auch den Vorrang der kostengünstigsten Anlage [56]. Abbildung 9 zeigt die Massenstrom-Sollwertkurven. Aus diesen Kurven und den Kurven der Vorlauf- und Rücklauftemperatur ergeben sich die Sollwertkurven der Wärmeerzeugung jedes Einspeisestandortes. Das Fernwärmenetz besteht aus vier Einspeisestandorten (Ost, West, Hafenstadt und Spaldingstraße). Die Blocklastvertrimmung der einzuspeisenden Heizleistung zwischen Blöcken, die sich am gleichen Einspeisestandort befinden, wurde auch im Modell implementiert.

Obwohl im Rahmen des Projektes nachgewiesen wurde, dass die TransiEnt-Bibliothek zur detaillierten Darstellung von Wärmenetzen genutzt werden kann, wurde für die Berechnung der komplexeren Szenarien eine vereinfachte Modellierung des Netzes (Massenstromsenke) verwendet. Verteilungspumpen, Transportrohrleitungen oder Druckregelungen wurden im Gesamtsystemmodell also nicht implementiert. Diese Vereinfachung des Fernwärmenetzmodells hat keine Auswirkung auf die Hauptindikatoren der verschiedenen Szenarien, wie

CO₂-Emissionen, oder Gesamtsystemkosten, da keine Änderungen im Wärmeverbrauch oder im Netzbetrieb vorgenommen wurden. Die Effekte der Änderung in der Zusammensetzung und Betrieb der Wärmeerzeuger auf diesen Hauptindikatoren wird von der Vereinfachung nicht beeinträchtigt.

Was die Stromerzeugung in Heizkraftwerken angeht, wurden PQ-Diagramme erstellt, um den zulässigen Betriebsbereich der Heizkraftwerke (HKW) zu modellieren. Abbildung 10 zeigt ein solches Diagramm, normiert auf Nennleistungswerte. Die Hamburg-spezifischen Diagramme wurden aus [58] entnommen. Für die Erstellung der PQ-Diagramme für HKW, die noch in der Planung oder im Bau sind, kommt das Simulationsprogramm EBSILON-Professional zum Einsatz. Dieses Programm wurde auch zur Bestimmung der von jedem HKW benötigten Feuerungswärmeleistung für die Bereitstellung für zulässige Kombinationen von elektrischer Leistung und Heizleistung angewendet. Was die Stromerzeugung angeht, wurde die Einsatzplanung dieser Anlagen je nach Szenario anders definiert. Grundsätzlich gilt aber die gleiche Logik: die Erstellung von kostengünstigen Einsatzplänen (Abschnitt 3.2.2).

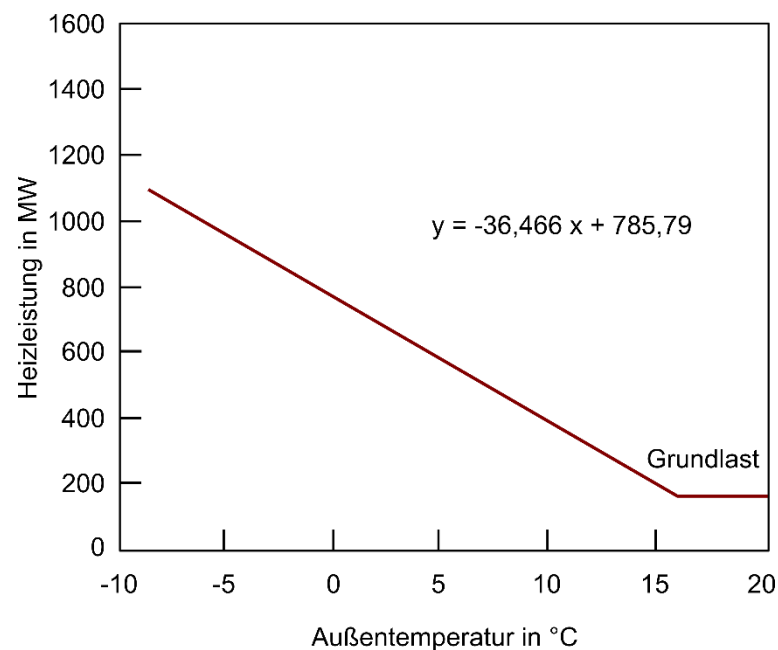


Abbildung 7: Verwendete Regressionskennlinie für die Wärmeeinspeisung des Hamburger Fernwärmenetzes in Abhängigkeit von der Außentemperatur (2005 und 2006) nach [56].

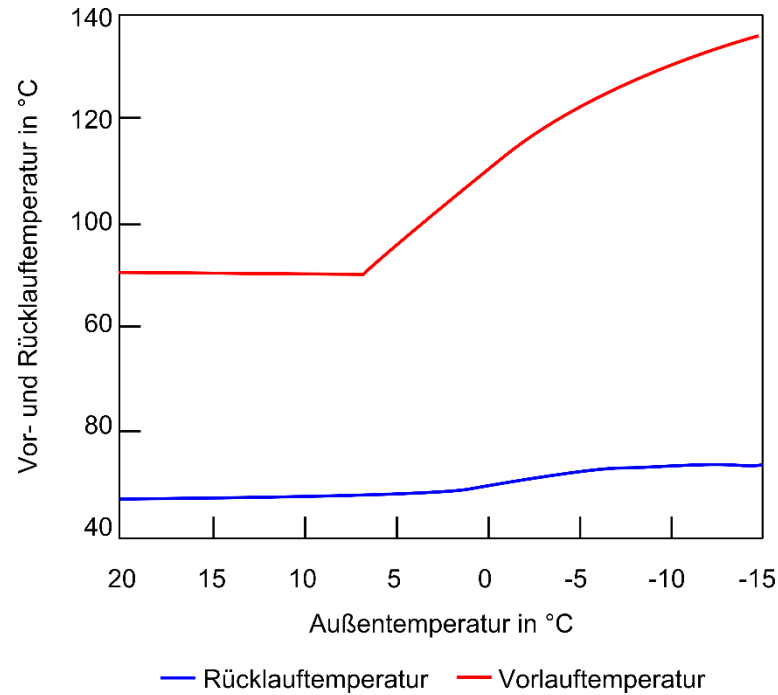


Abbildung 8: Vor- und Rücklaufemperatur des Hamburger Fernwärmenetzes in Abhängigkeit von der Außentemperatur nach [56].

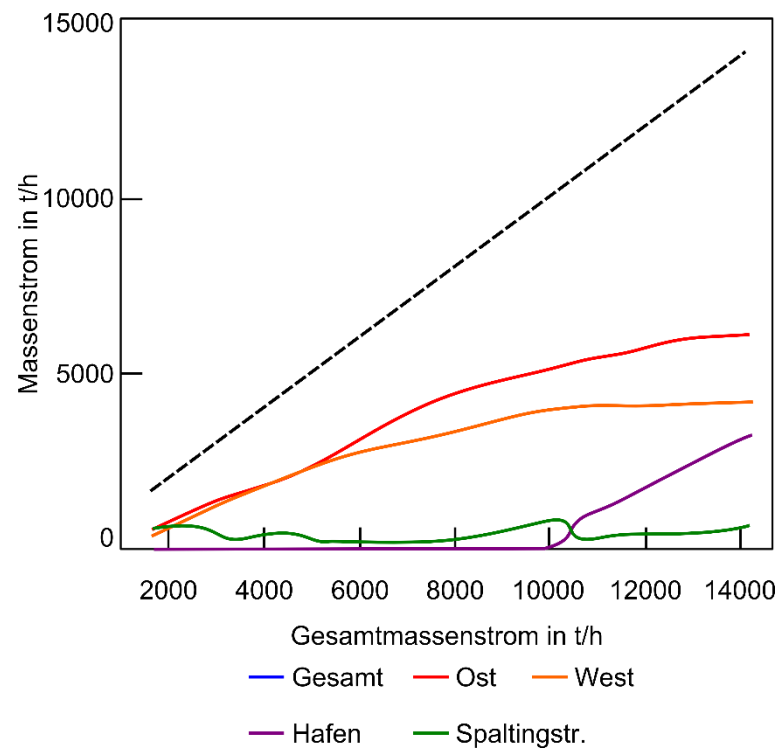


Abbildung 9: Wassermengen-Sollwertkurve je Transportstrang nach [59], [56] und [60].

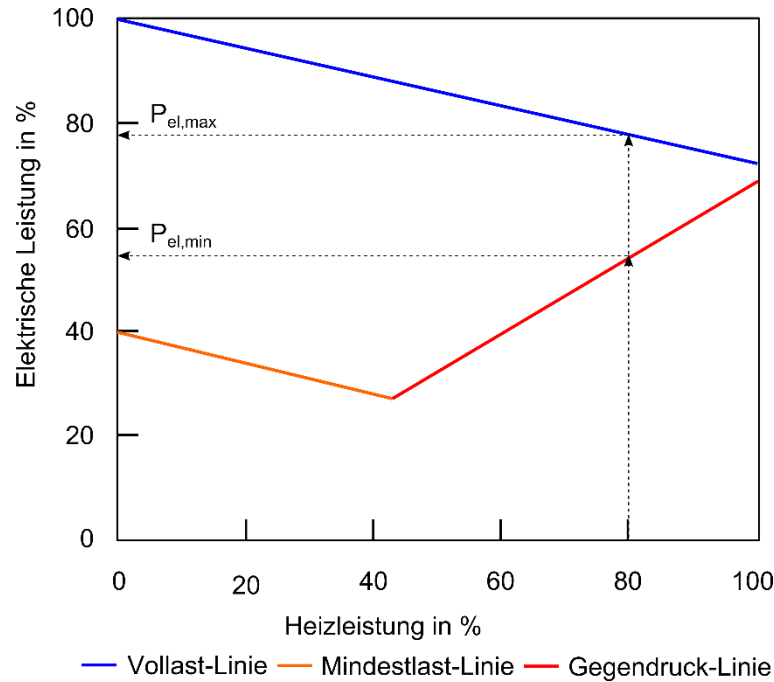


Abbildung 10: PQ-Diagramm eines Heizkraftwerks nach [58] und [24] normiert auf Nennleistungswerte.

2.3.3. Modell des Gasnetzes

Das Modell des Gasnetzes von Hamburg besteht aus mehreren Rohrleitungen, die instationäre Energie- und Massenbilanzen sowie Druckverluste berücksichtigen. Das Rohrmodell basiert auf dem Modell ClaRa.Basics.ControlVolumes.FluidVolumes.VolumeVLE_L4 aus der ClaRa-Bibliothek. Dabei handelt es sich um ein Modell, das für Wasser-Dampf Kreisläufe geschrieben wurde. Um auch Strömungen von realen Gasgemischen mit veränderlicher Zusammensetzung beschreiben zu können, wurde das Modell erweitert um die instationären Massenbilanzen der Komponenten des Gemisches:

$$\begin{aligned} \frac{d(\xi[i, :])}{dt} \cdot m[i] &= \dot{\xi}[i, :] - \dot{\xi}[i + 1, :] - \xi[i, :] \cdot V[i] \cdot \frac{d\rho[i]}{dt}, \\ \dot{\xi}[i, :] &= \dot{m}[i] \cdot \begin{cases} \xi[i - 1, :] & \text{für } \dot{m}[i] > 0 \\ \xi[i, :] & \text{für } \dot{m}[i] < 0 \end{cases} \\ \frac{d\rho[i]}{dt} \cdot V[i] &= \dot{m}[i] - \dot{m}[i + 1], \\ \frac{d\rho[i]}{dt} &= \left[\frac{\partial \rho[i]}{\partial p} \right]_{h, \xi} \frac{dp[i]}{dt} + \left[\frac{\partial \rho[i]}{\partial h} \right]_{p, \xi} \frac{dh[i]}{dt} + \sum_{j=1}^{n-1} \left(\left[\frac{\partial \rho[i]}{\partial \xi[j]} \right]_{h, p, \xi_k \neq \xi_j} \frac{d\xi[i, j]}{dt} \right). \end{aligned} \quad (5)$$

Darin ist $\xi[i, j]$ der Massenanteil der Komponente j des Gasgemisches mit n Komponenten im Volumenelement i . Die partiellen Ableitungen der Dichte nach dem Druck, der spezifischen Enthalpie und den Massenanteilen werden über die TILMedia-Schnittstelle bereitgestellt, so dass die zeitliche Ableitung der Dichte durch das totale Differential beschrieben werden kann und somit die Dichte kein Zustand des Differentialgleichungssystems beschreibt. Das Rohrmodell kann eindimensional in beliebig viele Volumina diskretisiert werden. Um die zeitliche Propagation der Massenanteile vom Eintritt zum Austritt des Rohres darzustellen, ist aufgrund mathematischer Zusammenhänge eine gewisse Anzahl an Volumenelementen erforderlich.

Druckverluste werden durch die Angabe eines nominalen Punktes berechnet. Dabei sind in der ClaRa-Bibliothek unterschiedliche Ansätze implementiert. Für Hochdruckgasleitungen mit veränderlicher Zusammensetzung ist die Festlegung eines nominalen Druckverlusts und einer nominalen Dichte bei einem nominalen Massenstrom erforderlich. Es gilt:

$$\Delta p = \frac{\Delta p_{\text{nom}}}{\dot{m}_{\text{nom}}^2} \cdot \rho_{\text{nom}} \cdot \frac{\dot{m}^2}{\rho}. \quad (6)$$

Generell kann ein Gasnetz so beliebig räumlich aufgelöst werden. Hier wird nur das Hochdruckgasnetz, in das die Einspeisung von Wasserstoff erfolgt, abgebildet (Abschnitt 8.3.1 und Abbildung 48). In dem Modell wird das Ringnetz, das um Hamburg herum verläuft, vereinfacht wie in Abbildung 11 mit sieben Ausspeisepunkten an die Bezirke der Stadt abgebildet. Das Zentralnetz ist in den Bezirkssenken durch ein Rohr mit einer mittleren Weglänge zusammengefasst. Zur Berechnung der mittleren Weglänge wurden die Längen von den gewählten Ausspeisepunkten in die Bezirke (Abbildung 11) zu den jeweiligen Endpunkten des Zentralnetzes (Übergabepunkten an das Verteilnetz) (Abbildung 48) gemessen und durch die Anzahl der Endpunkte geteilt.

Die Einspeisung erfolgt in einem vorgegebenen Volumen eines T-Stücks. Die Mischung der Gase wird als adiabatisch und bei konstantem Druck angenommen. Vor dem T-Stück erfolgt die Messung des aktuellen Gasmassenstroms und dessen Zusammensetzung zur Regelung des maximal zumischbaren Wasserstoffmassenstroms.

Die Gasübernahmestationen (GÜSt) sind ideale Quellen, in denen der Druck, sowie die Zusammensetzung und die Temperatur des Gases - ggfs. auch zeitlich veränderlich - vorgegeben werden. Die Gassenken sind hier die Bezirke von Hamburg. Diese bestehen aus einem Rohr mit der mittleren Weglänge des Bezirks und einer Senke, die den Gasmassenstrom als Input bekommt. Dieser wird aus dem geforderten Gasbedarfs-Enthalpiestrom und der aktuellen Zusammensetzung (und damit des Brennwertes des Gasgemisches) berechnet und geregelt wird. Ein nichtlineares Gleichungssystem muss gelöst werden.

Für die Initialisierung des Gasnetzes wurden stationäre Modelle entwickelt, die auf Parametergleichungen beruhen und somit vor dem Start der Simulation gelöst werden. Die Idee der sogenannten `StaticCycles` entstammt der ClaRa-Bibliothek, in der ein `StaticCycles`-Paket für Wasser-Dampf-Kreisläufe erstellt wurde. Für Gasnetze wurde in der `TransiEnt`-Bibliothek ein eigenes Paket mit den benötigten Komponenten erstellt, in denen auch die Zusammensetzung des Gasgemisches berücksichtigt wird.

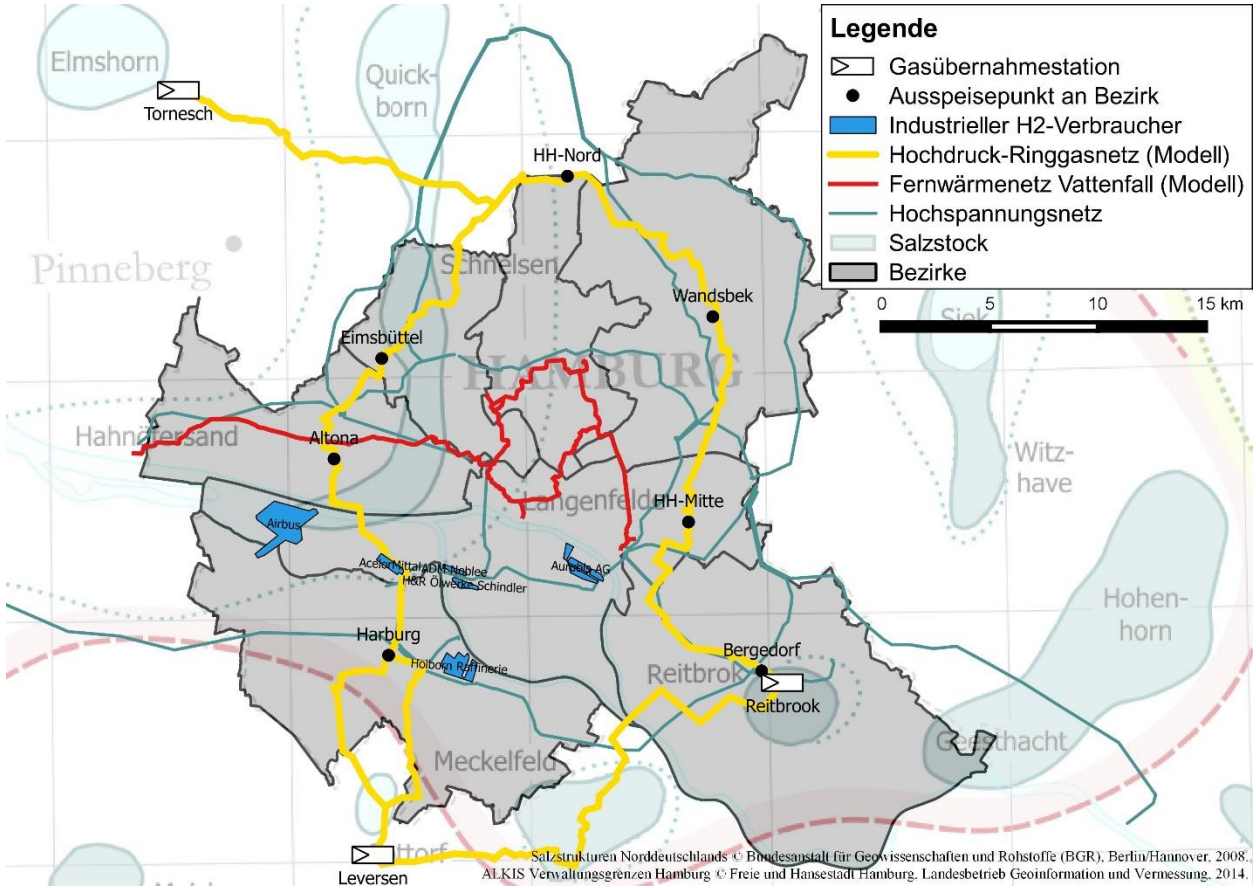


Abbildung 11: GIS-Karte des vereinfachten Ringgasnetzes, des Fernwärmenetzes und des Hochspannungsnetzes. Erstellt mit [61]. Inhalt: Eigene Darstellung mit Daten aus [62–65].

3. Untersuchungsszenarien und Annahmen

Betrachtet wird ein Energiesystem welches auf den Verhältnissen in der Hansestadt Hamburg im Jahr 2012 basiert. Gemeinsam ist allen untersuchten Szenarien der Endenergiebedarf an Strom und Wärme sowie die installierte Leistung der erneuerbaren Erzeuger, wobei verschiedene Ausbaustände betrachtet werden.

3.1. Kurzbeschreibung des betrachteten Energiesystems

Das betrachtete Energiesystem der Hansestadt Hamburg hatte im Jahr 2012 einen Bedarf an knapp 13 TWh elektrischer Energie und 23 TWh Energie in Form von Wärme (Abbildung 12).

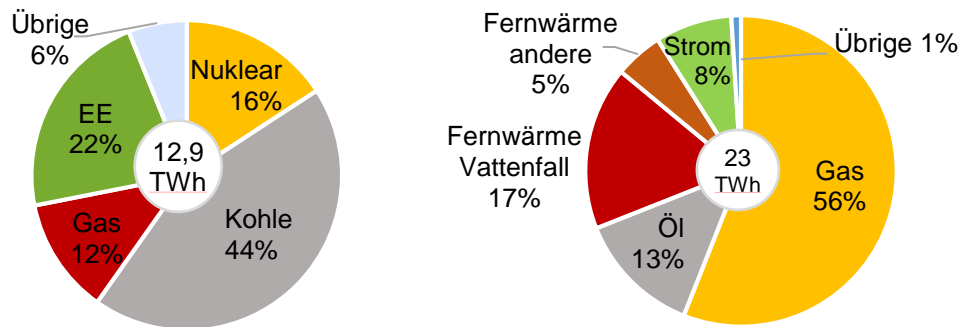


Abbildung 12: Endenergiebedarf Strom (links) und Wärme (rechts) [66] und Deckung nach Primärenergieträgern im betrachteten Energiesystem von Hamburg im Jahr 2012 [58, 67]. Die Zusammensetzung der Stromerzeugung entspricht dem deutschen Strommix nach [68].

Am Strombedarf von 12,9 TWh haben die Sektoren Haushalte und GHD jeweils einen Anteil von rund 30 %, der Industrieanteil beträgt 40 % [69]. Der Industriebedarf wird dabei zu rund 75% von den Unternehmen TRI-MET Aluminium SE (2 TWh), Aurubis AG (Kupferherstellung, 1,1 TWh) und ArcelorMittal GmbH (Stahlherstellung, 0,8 TWh) verursacht [70–72].

Das im Zentrum liegende Fernwärmenetz der Vattenfall Wärme GmbH deckt 17 % des Wärmebedarfs der Stadt und wird von drei Hauptstandorten versorgt. Am Weststrang befindet sich das Heizkraftwerk Wedel, am Oststrang das Heizkraftwerk Tiefstack und in der Nähe des Stadtzentrums befindet sich das zur Deckung der Spitzenlast eingesetzte Heizwerk Hafencity. Die Erzeugungsanlagen, die einen signifikanten Anteil zur Deckung von elektrischer Last und Fernwärmebedarf beitragen sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Tabelle 4: Wesentliche Erzeugungsanlagen in Hamburg mit Anschluss an das Fernwärmenetz nach [73].

Bezeichnung	Brennstoff	Installierte Leistung in MW	
		Elektrisch	Thermisch
HKW Tiefstack	Steinkohle, Öl, Gas	321	814
GuD Tiefstack	Gas	128	170
Heizwerk Hafencity	Gas	2	348
HKW Wedel	Steinkohle	250	432
MVB Borsigstraße	Abfall	20	80
AVG Borsigstraße	Sonderabfall	-	20

3.2. Referenzszenario

3.2.1. Annahmen des Referenzszenarios

Als Folge der reinen Wirkleistungsbetrachtung ist keine Lastflussrechnung der elektrischen Energieversorgung möglich. Die elektrische Energieversorgung des betrachteten Teilnetzes wird stattdessen durch einen fiktiven Kraftwerkspark modelliert, der in seiner Zusammensetzung dem Kraftwerkspark im Gebiet der Bundesnetzagentur entspricht und über die Jahresarbeit³ auf die Verhältnisse in Hamburg skaliert wird (Tabelle 5). Dies erleichtert mithin die Übertragung der Ergebnisse auf andere Städte in Deutschland und den Vergleich mit anderen Studien. Um die Auswirkungen des Zubaus von FEE zu analysieren, werden zwei Varianten des Referenzsystems betrachtet, die die mögliche Situation in den Jahren 2035 und 2050 darstellen sollen und auf dem deutschen Netzentwicklungsplan [74] und dem Ausbaupfad des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes [75] basieren.

Tabelle 5: Installierte Leistung der Erzeuger in den als Referenz betrachteten Systemen. Der Ausbau in den Zukunftsszenarien basiert auf [76–78] und wurde auf die Verhältnisse in Hamburg skaliert.

Energieträger	Art	Installierte Leistung in MW		
		REF12	REF35	REF50
Braunkohle	Dampfkraftwerk	445	191	191
Steinkohle	Dampfkraftwerk	39	24	24
Steinkohle	Heizkraftwerk (Ost)	206	206	206
Erdgas	GuD-Heizkraftwerk (Ost)	125	125	125
Steinkohle	Heizkraftwerk (West)	289	0	0
Steinkohle	GuD-Heizkraftwerk (West)	0	470	470
Erdgas	GuD-Kraftwerk	322	77	77
Erdgas	Gasturbine	2x60	3x60	3x60
Erdöl	Dampfkraftwerk	58	17	17
Erdöl	Gasturbine	26	0	0
Abfall	Dampfkraftwerk	33	33	33
Uran	Nuklear Kraftwerk	254	0	0
Variabel	Pumpspeicher-Kraftwerk	131	260	260
Biomasse	Dampfkraftwerke & Motoren	133	196	227
Laufwasser	Wasserkraftwerk	90	86	86
Sonnenstrahlung	Photovoltaik	677	1225	1378
Wind	Onshore-Windpark	634	1816	2582
Wind	Offshore-Windpark	6	378	639
Summe		3590	5283	6495

3.2.2. Einsatzoptimierung von Kraftwerken und Speichern

Um die Auswirkungen der Erzeugung aus FEE auf den Kraftwerksbetrieb zu bestimmen, muss ein geeignetes Modell dafür gefunden werden, wie groß die Erzeugung der einzelnen Einheiten eines gegebenen Kraftwerksparks zu einem gegebenen Zeitpunkt ist. Da jedes Kraftwerk eine bestimmte Mindestleistung hat, muss dabei unterschieden werden, ob das Kraftwerk gerade in Betrieb ist (nur dann ist die Leistung des Kraftwerks durch

³ Deutschland, 2012: 629,8 TWh brutto [163]

die kraftwerkstypische Mindestleistung beschränkt) oder nicht. Diese Eigenschaft macht das Problem zu einem gemischtganzzahligen Optimierungsproblem der Form:

$$\min \{Kx \mid Ax \leq b, A_{eq}x = b_{eq}, x_{UG} \leq x \leq x_{OG}, x \in \mathbb{R}^n, x(I_Z) \in \mathbb{Z}^l\} \quad (7)$$

Dabei bezeichnet I_Z die Komponenten des Lösungsvektors x , die ganzzahlig sind. Der Lösungsvektor ist definiert als

$$x^T = [P_{i,t}^T \ z_{i,t}^T \ s_{i,t}^T]. \quad (8)$$

Mit der Leistung des Stromerzeugers $P_{i,t}$, dem Betriebszustand $z_{i,t}$ und dem Startzustand $s_{i,t}$. Optimierungsziel ist es die variablen Gesamtkosten der Stromerzeugung zu minimieren ohne dabei die durch die Matrizen A , A_{eq} , b und b_{eq} definierten Nebenbedingungen, wie z.B. die Mindestleistung eines Kraftwerktyps, zu verletzen. Diese werden angenähert aus der Summe aus Erzeugungskosten $K_{i,t}^E$ und Kosten $K_{i,t}^S$, die bei jedem Start des Kraftwerks anfallen.

$$\min \left(\sum_t \sum_i K_{i,t}^E + K_{i,t}^S \right) \quad (9)$$

Die berücksichtigten Nebenbedingungen sind in [79] beschrieben. Die Optimierung wird mit einer zeitlichen Auflösung Δt von einer Stunde durchgeführt, wobei jeweils ein Tag geschlossen optimiert wird.

3.3. Definition von Schwerpunktszenarien

Es werden vier Schwerpunktszenarien betrachtet, die bei gleichem Ausbaustand der EE und bei gleicher Bedarfssituation, aufzeigen sollen, welche der möglichen Maßnahmen zur besseren Integration der fluktuierenden Erzeugung in das bestehende Netz besonders effizient sind.

3.3.1. Zentral-orientiertes Kraftwerkszenario

Die Zunahme der Installierten Leistung von EE-Anlagen weltweit ist verbunden mit positiven Effekten. Allerdings führt den zeitlichen Versatz zwischen Stromerzeugung aus EE-Anlagen und Strombedarf, sowie die regionale Clusterbildung von EE-Anlagen zu technischen Herausforderungen. Ein Beispiel davon sind die Eingriffe im Strommarkt von Übertragungsnetzbetreiber in stürmischen Tagen (Redispatch). Tage mit geringer Windgeschwindigkeit und solarer Einstrahlung (Dunkelflaute) sind auch ein Beispiel für die technischen Herausforderungen des zukünftigen Energiesystems.

Beim zentral-orientierten Szenario wird versucht die Regionale EE-Überschüsse in urbanen Energiesystemen mit zentralisierten Energieparks, d.h. große Anlagen zur Stromerzeugung, -umwandlung, und Speicherung, zu integrieren. In diesem Szenario werden vor allem die folgenden Fragen untersucht: welche Optionen gibt es um EE in urbanen Energiesystemen mit zentralen Energieparks zu integrieren? Welche Auswirkung hat die Nutzung von EE-Integrationstechnologien auf relevanten Parameter wie CO₂-Emissionen, Kosten oder Anteil von KWK-Strom oder EE im Strom- und Wärmeverbrauch? Und welche Quereffekte gibt es zwischen diesen relevanten Parameter?

3.3.2. Dezentral-orientiertes Szenario

Beim dezentral-orientierten KWK-Szenario wird untersucht, inwieweit der gegebene Strom- und Wärmebedarf von kleineren dezentral angeordneter Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gedeckt werden kann. Blockheizkraftwerke können sehr schnell und flexibel entsprechend dem Angebot an Erneuerbaren Energien und schwankendem Energiebedarf eingesetzt werden. Ein Wärmenetz kann hierbei ggfs. als Pufferspeicher und Verteilschiene genutzt werden. Allerdings sind Blockheizkraftwerke für hamburgische Randbedingungen nur auf Basis von Gas denkbar, was bei der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden muss. Für die Sicherstellung der Wärmeversorgung sowie die Reduzierung der CO₂-Emissionen werden alternative Technologien wie z. B. solare Warmwasserbereiter auf der Erzeugerseite untersucht.

3.3.3. Regelungs-orientiertes Nachfrageszenario

Ziel des regelungs-orientierten Nachfrageszenarios ist es die Möglichkeiten zur besseren Integration FEE durch eine möglichst übergreifende Regelung des Energiesystems zu untersuchen. Eine wichtige Rolle spielt dabei die Steuerung von Verbrauchern, die häufig thermische Speicherkapazitäten aufweisen und so eine zeitliche Verschiebung der Last ermöglichen, ohne dass die Verbraucher davon negativ beeinflusst werden. Dies bietet die Möglichkeit die Last besser an die, nur begrenzt steuerbare, Erzeugung aus FEE anzupassen und so den nutzbaren Anteil des Energieangebots zu erhöhen.

Ein weiterer Aspekt, der in diesem Schwerpunktszenario untersucht wird ist die Flexibilisierung der Kraftwerkserzeugung. Während in konventionellen Energiesystemen die benötigte elektrische Regelleistung meist von thermischen Kraftwerken erbracht wird, ist dies in Systemen mit hohem Anteil FEE ungünstig, weil die Mindesterzeugung dieser Regelkraftwerke FEE verdrängen kann. Darüber hinaus in die Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung mit einer unvermeidbaren Stromerzeugung verbunden was ebenfalls zu der Verdrängung von FEE führen kann.

Die Absenkung dieser sogenannten must-run-Erzeugung kann durch die alternative Erbringung von Regelleistung sowie durch den Einsatz von Wärmespeichern und konventionellen Wärmeerzeugern erreicht werden. Im regelungs-orientierten Nachfrageszenario werden sowohl Verbraucher als auch dezentrale Erzeuger wie Windkraftanlagen als Alternativen für die Erbringung von Regelleistung betrachtet. Weiterhin wird die Substitution von konventionellen Wärmeerzeugern durch Wärmepumpen und Elektrodenheizkessel untersucht, die einerseits eine Bereitstellung von Regelleistung, andererseits in Zeiten hoher Stromerzeugung aus EE eine Reduzierung von Emissionen ermöglichen können.

3.3.4. Sekundärenergieträger-orientiertes Großspeicherszenario

Schließlich soll ein Sekundärenergieträger-orientiertes Großspeicherszenario untersucht werden, bei dem überschüssige Erneuerbare Energie in Großanlagen in besser speicherfähige Energieformen wie z. B. Wasserstoff oder synthetisches Methan umgewandelt wird. Das synthetische Gas kann vielseitig transportiert und genutzt werden. Neben der Rückverstromung in Gasturbinen oder Brennstoffzellen, kann es in das bestehende Gasnetz eingespeist und so als Biogas vermarktet werden. Der Wasserstoff kann ggfs. auch als chemisches Produkt genutzt werden.

4. Ergebnisse der Schwerpunktszenarien

4.1. Ergebnisse des Referenzszenarios

Durch numerische Lösung des Optimierungsmodells (7) kann der nutzbare Anteil FEE an der Deckung der elektrischen Last im Referenzsystem für verschiedene installierte Kraftwerksleistungen berechnet werden (Abbildung 13).

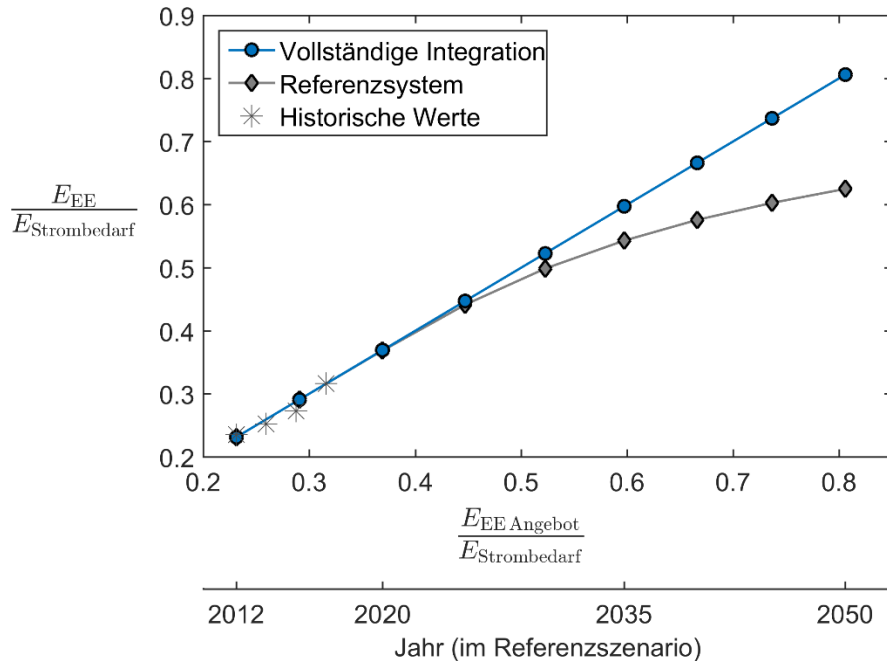


Abbildung 13: Theoretisches Potenzial und tatsächlich nutzbarer Anteil EE zur elektrischen Lastdeckung im betrachteten Referenzsystem bei unterschiedlichen Ausbauständen. Die Jahreszahlen beziehen sich auf den geplanten Ausbaustand des deutschen Kraftwerksparks nach [74, 75].

Es wird deutlich, dass mit steigender Anlagenleistung der FEE auch das erneuerbare Energieangebot steigt. Im betrachteten System kann jedoch ab einem Anteil von 45 % EE an der Lastdeckung nicht mehr das volle Energieangebot integriert werden. Im Jahr 2050 ergibt sich im betrachteten System ein EE Angebot von gut 80 % des Strombedarfs, wobei nur gut 60% der Last tatsächlich von EE gedeckt werden können. Dieses Ergebnis macht deutlich, dass entweder eine Flexibilisierung des Kraftwerkseinsatzes oder der Einsatz von Speichern sinnvoll ist, da dies zu einer besseren Anpassung der Residuallast an das Angebot von FEE und damit zu einer besseren Integration des erneuerbaren Energieangebots führt.

Neben der Reduzierung von CO₂-Emissionen, die mit einer verbesserten Integration von FEE einhergeht müssen gerade in Bezug auf den Einsatz von Energiespeichern auch die Kosten des Systems mit bewertet werden. Ein Vergleich verschiedener Varianten des betrachteten Energiesystems über Kosten und Emissionen ermöglicht eine Bewertung im Sinne einer Pareto-Front (Abbildung 14) und wir daher auch für die Gegenüberstellung der untersuchten Schwerpunktszenarien gewählt.

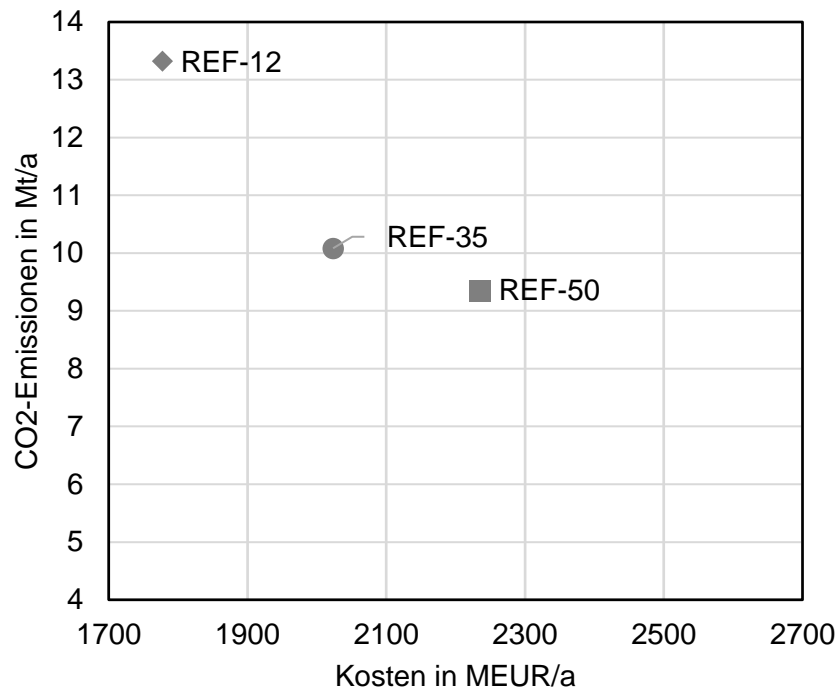


Abbildung 14: Vergleich der Kosten und Emissionen für die Wärme- und Stromversorgung der Stadt Hamburg in den drei betrachteten Referenzsystemen (entsprechend den Ausbauständen der Jahre 2012, 2035 und 2050 nach [74, 75]).

Die Auswirkungen eines Zubaus von Erzeugern auf Grundlage von EE werden in dem Diagramm deutlich. So zeigen die Systeme REF35 und REF50 reduzierte CO₂-Emissionen aber höher Systemkosten, die durch die Investitionen der Erzeugerkapazitäten entstehen. Ziel der untersuchten Maßnahmen zur besseren Integration EE ist es nun bei gleichen CO₂-Emissionen die Kosten zu reduzieren, oder bei gleichen Kosten die CO₂-Emissionen zu reduzieren.

4.2. Zentral-orientiertes Kraftwerkszenario

4.2.1. Einleitung

In diesem Bericht entspricht die installierte EE Leistung beim zentral-orientierten Kraftwerkszenario (ZoS) für die Jahre 2012, 2035 und 2050 die Leistung der anderen Szenarien. Der Kraftwerkspark des betrachteten Energiesystems entspricht allerdings nicht dem auf Hamburg skalierten Kraftwerkspark Deutschlands. Anstatt dessen wurde das betrachtete Energiesystem maßgeblich auf dem tatsächlichen Erzeugungspark Hamburgs basiert.

Zunächst wurde ein ZoS-Referenzszenario definiert mit welchem im Wesentlichen der Energiepark Hamburgs abgebildet wurde (EE-Kapazität von 2012). Danach wurden elf verschiedene System-Variationen definiert und jeweils für das Jahr 2035 und 2050 simuliert. Die System-Variationen können in drei Zweige gruppiert werden. Abbildung 15 zeigt eine vereinfachte Darstellung der definierten Variationen und Zweige. Eine detailliertere Darstellung befindet sich im Anhang 8.4. dieses Berichtes. Bei dem Zweig A wurde davon ausgegangen, dass ein großes kohlebefeuertes Kraftwerk im Süd-Standort maßgeblich für die Abdeckung der Residuallast zuständig war. Beim Variationsstrang B wurde davon ausgegangen, dass das große kohlebefeuerte Kraftwerk mit Wärmeauskopplung im Süd-Standort ausgerüstet wurde. Beim Variationsstrang C wurde davon ausgegangen, dass kohle befeuerte Anlagen nicht mehr in der Zusammensetzung des Energieparks vorhanden waren.

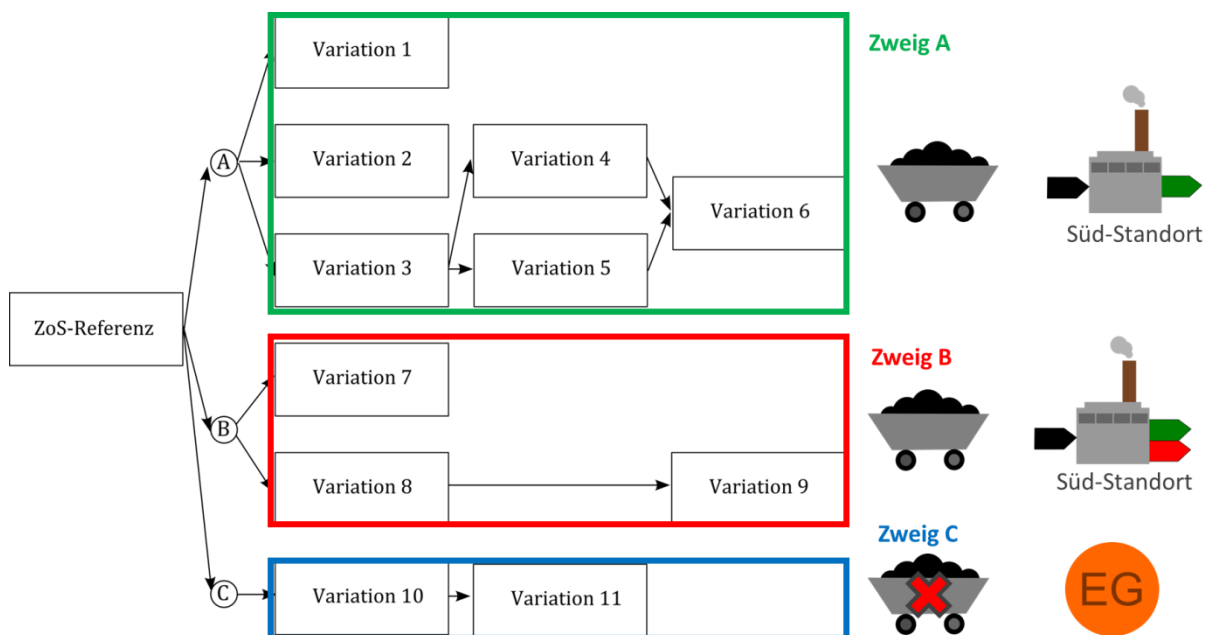


Abbildung 15: Baumdiagramm der im ZoS analysierten Systemkonfigurationen, gruppiert in drei Zweige: Zweig A (Kohlebefeuertes Kraftwerk am Standort-Süd), Zweig B (Kohlebefeuertes Heizkraftwerk am Standort-Süd) und Zweig C (keine kohlebefeuerten Anlagen, sondern nur gasbefeuerte Anlagen).

Dazu wurden in diesen Variationssträngen hauptsächlich die Effekte des Einsatzes von zwei Technologien zur Integration von EE untersucht: Power-to-Heat (PtH) Anlagen in der Form von Elektroden-Heizkesseln, und Power-to-Gas to Combined Heat and Power (PtGtCHP) Anlagen in der Form von Elektrolyseur-Anlagen, unterirdische Wasserstoffspeicher (Salzkavernen) und GuD-HKW, die die Rückverstromung von Wasserstoff (60% der Feuerungswärmeleistung) ermöglichen. Abbildung 16 zeigt beide Technologien in vereinfachter

Darstellung. PtH-Einheiten wandeln überschüssige EE in Wärme um. PtGtCHP-Einheiten wandeln überschüssige EE in Strom und Wärme um. Dazu erlaubt der Wasserstoffspeicher eine zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung von EE und Verbrauch. PtH Anlagen wurden in Variationen 4, 6 und 9 berücksichtigt. PtGtCHP Anlagen wurden in Variation 5, 6, 9 und 11 verwendet.

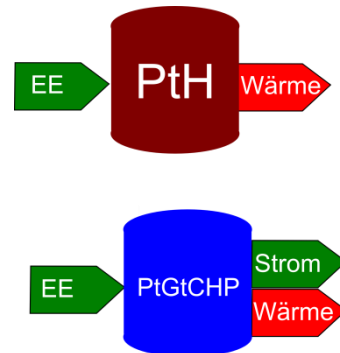


Abbildung 16: Vereinfachte Darstellung der im ZoS betrachteten Technologien zur Integration von EE im Energiesystem: Power-to-Heat und Power-to-Gas to Combined Heat and Power.

In diesem Projektbericht wird lediglich eine Auswahl der Variationen dargestellt, nämlich das Referenz-System, die Variation 1, sowie Variationen 6 und 11. Diese Auswahl ermöglicht einen kurzen Überblick der Schlussfolgerungen des ZoS. Eine detaillierte und vollständige Beschreibung der Variationen, der betrachteten Technologien und der Ergebnissen ist im [59] zu finden.

4.2.2. Ausgewählte Ergebnisse

ZoS-Referenzsystem

Das Referenzsystem besteht hauptsächlich aus EE-Anlagen, einem gasbefeuerten Heizwerk im Zentrum, kohlebefeuerten HKW im Osten und Westen und einem kohlebefeuerten Kraftwerk im Süden. Die installierte EE-Kapazität des Referenzsystems stellt die Kapazität des Jahres 2012 dar (Tabelle 5, Kürzel REF12). Die Betriebsstrategie des ZoS-Referenzsystems lässt sich mit Hilfe der Abbildung 17 erklären. In Bezug auf die Stromerzeugung werden kohlebefeuerte HKW-Anlagen an den Ost- und West-Standorte als „must-run“ Anlagen betrachtet. Sie produzieren nur so viel Strom wie nötig zur Abdeckung der Wärme Nachfrage. Die HKW sind also über das ganze Jahr im Betrieb, und erzeugen im Winter mehr Strom als im Sommer aufgrund deren vorbiegenden Gegendruckbetriebes. Die EE-Produktion zeigt ein fluktuierendes Erzeugungsprofil des ZoS-Referenzsystems, welches das Nachfrageprofil nicht übersteigt, so dass keine EE-Abregelung stattfindet. Das Erzeugungsprofil des Pumpspeicherwerks kann in dieser Abbildung aufgrund seiner geringen Produktionskapazität nicht eindeutig identifiziert werden. Das kohlebefeuerte Kraftwerk auf dem Süd-Standort deckt die Residuallast ab, wenn die EE und die HKW die Nachfrage nicht erfüllen können. Das Kraftwerk bleibt während des ganzen Jahres aktiv. Folgendes lässt sich in Bezug auf die Fernwärmeproduktion aus den Jahresprofilen auslesen: die Müllverbrennungsanlage (MVA) im Osten und der Wärme-Umform-Werk (WUW) im Zentrum zeigen gemeinsam eine ziemlich konstante Wärmeerzeugung von etwa 100 MWth. Die kohlebefeuerten HKW an den Ost- und West-Standorten produzieren in den kalten Wintertagen zu Beginn und am Ende des Jahres viel Wärme. Das gasbefeuerte Heizwerk, das sich am Zentrum befindet, sowie die gasbefeuerte Spitzenlast-Kesseln an der Ostseite kommen auch in diesen kalten Jahreszeiten in Betrieb. Im Sommer ist die Wärmeproduktion offensichtlich geringer als im Winter.

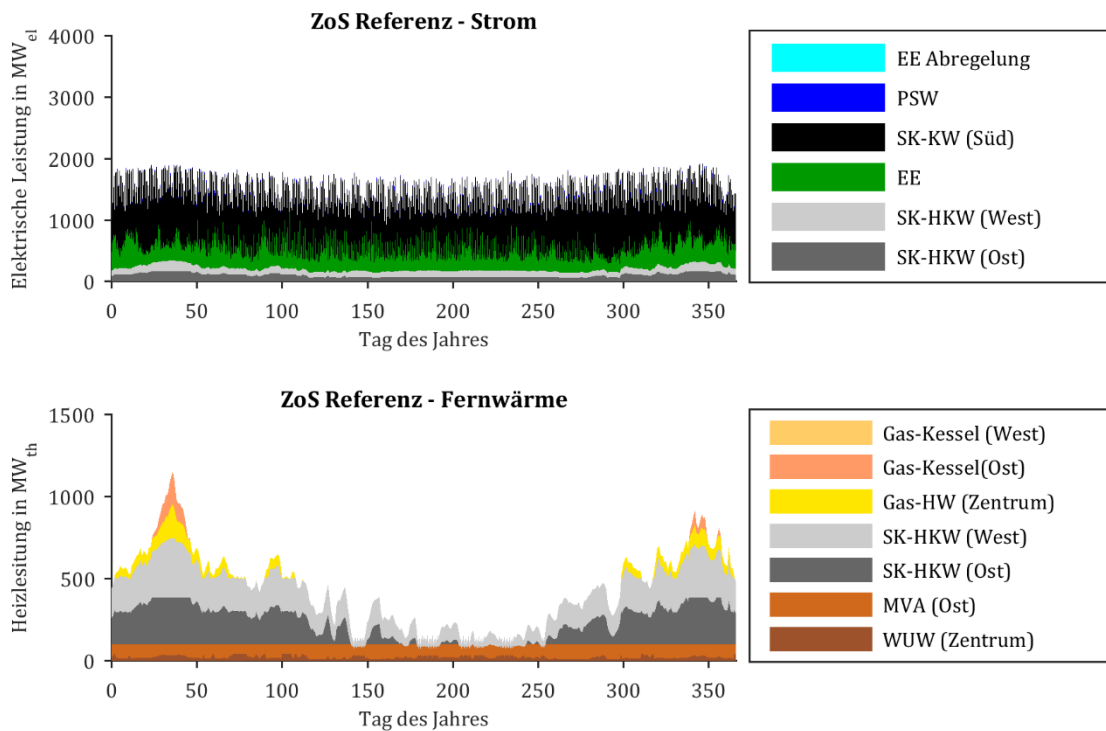


Abbildung 17: Erzeugungprofile des ZoS Referenzsystems.

Variation 1

In der Variation 1 ist der Energiepark in allen Aspekten, mit Ausnahme der installierten EE-Kapazität, gleich dem Energiepark des Referenzsystems. Die EE-Produktionskapazität dieser Variation entspricht die Kapazität des Jahres 2035 bzw. 2050 (Tabelle 5, Kürzel REF35 und REF50). In diesem Bericht werden lediglich die Erzeugungprofile des 2050 Szenarios dargestellt. Bei dieser ersten Variante ist auch die Operationsstrategie gleich der Strategie des Referenzsystems. Das daraus resultierende Erzeugungsprofil ist in Abbildung 18 dargestellt. Bei der Stromerzeugung bleiben die Produktionsprofile der kohlebefeuerten HKW in dieser Variante gegenüber dem Referenzsystem unverändert (Abbildung 17). Die kohlebefeuerte HKW präsentieren ein stark saisonales Verhalten mit Spitzenproduktion im Winter und reduzierte Produktion im Sommer aufgrund des Gegendruckbetriebs. Die EE-Produktion ist deutlich gestiegen, was zu mehreren Perioden mit EE-Abregelung führt. Es wird auch deutlich, dass die EE-Abregelung kein besonders saisonales Ereignis ist. Stattdessen tritt sie während des ganzen Jahres ohne erkennbares Muster auf. Obwohl die Stromerzeugung des kohlebefeuerten Kraftwerks gegenüber dem Referenzszenario deutlich reduziert ist (Abbildung 17), diese Anlage ist immer noch notwendig, in Zeiträumen mit geringer EE-Produktion. Die Stromerzeugung des Pumpspeicherkraftwerks ist im Vergleich zur Gesamtproduktion wieder so klein, dass sie in der Abbildung nicht identifiziert werden kann. Dies gilt auch für den Rest der Variationen, weshalb diese Beobachtung in den folgenden Abschnitten nicht wiederholt wird. Bei der Fernwärmeproduktion bleiben die Produktionsprofile gegenüber dem Referenzsystem unverändert. Dies bedeutet, dass die MVA im Osten, und das WUW im Zentrum ständig Wärme produzieren, die kohlebefeuerten HKW eine saisonale Schwankung ihrer Wärmeproduktion darstellen und die gasbefeuerte Heizwerk im Zentrum sowie die gasbefeuerte Spitzenlast-Kesseln im Ost und West die Spitzenlast in kalte Wintertage abdecken.

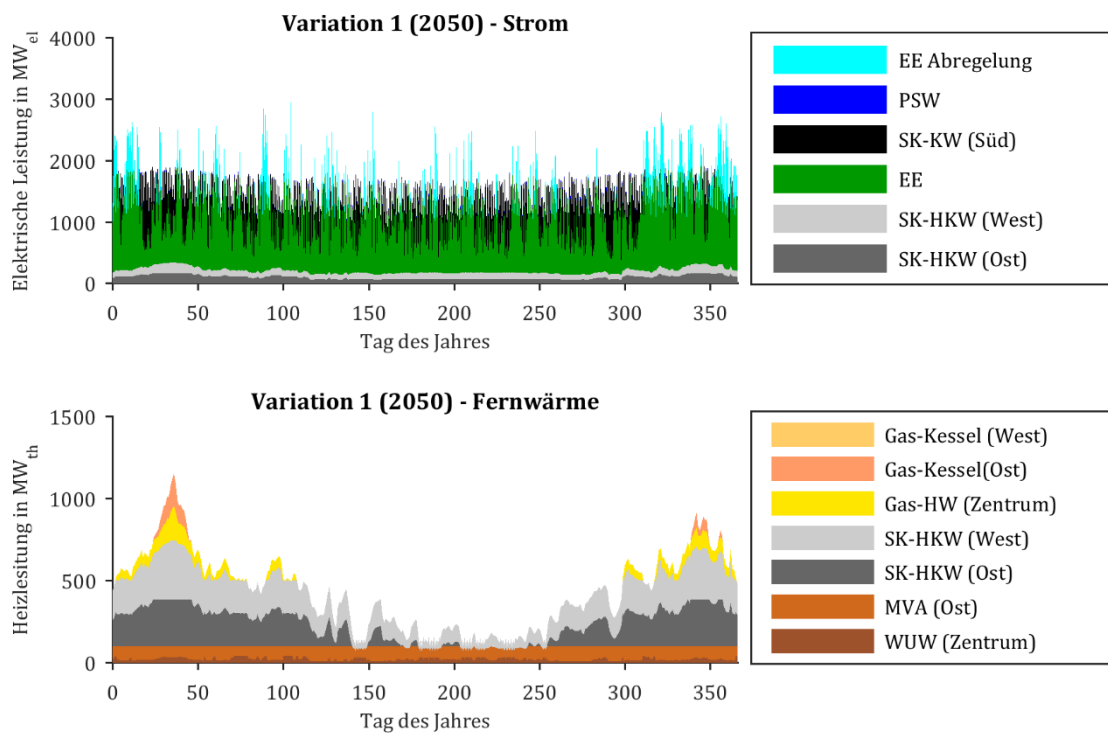


Abbildung 18: Erzeugungsprofile der ZoS-Variation 1 (2050).

Variation 6

In dieser Variation wurden die kohlebefeuerte HKW im Osten und Westen entfernt. Dazu wurden eine PtH-Anlage am Ost-Standort, und eine PtGtCHP-Anlage am West-Standort installiert (Elektrolyseur-Anlage zum Wasserstofferzeugung mit einer Nennleistung von 1200 MW, eine unterirdische Kaverne zum Wasserstoffspeicher mit einer Kapazität von 500 000 m³ (geometrisch), sowie eine GuD-HKW mit Rückverstromung von Wasserstoff). Sowohl die PtH als auch die PtGtCHP-Einheit werden mit überschüssige EE betrieben, die sonst abgeregelt würde. Daher ist für diese beiden Komponenten die Definition einer zusätzlichen Einsatzreihenfolge erforderlich. In dieser Arbeit hat die PtH-Einheit Vorrang vor der PtG-Einheit. Dies ist durch die Tatsache gerechtfertigt, dass durch den Einsatz der PtH-Einheit der Verbrauch von Kohle, der Kraftstoff mit dem größten spezifischen CO₂-Emissionswert, reduziert wird. Sobald die PtH ihre maximale Kapazität erreicht hat, wird die PtG-Einheit betrieben, wodurch der Erdgasverbrauch der GuD-HKW reduziert wird. Auf diese Weise wird der Kraftstoff mit den höheren spezifischen CO₂-Emissionen zuerst gezwungen.

Die mit dem beschriebenen Energiepark und Betriebsstrategie erzielten Ergebnisse sind in Abbildung 19 dargestellt. Die Abbildung zeigt die Strom- und Fernwärmeerzeugungsprofilen sowie der Füllstand des Wasserstoffspeichers.

Aus den Jahresergebnissen wird deutlich, dass die kombinierte Wirkung von PtH- und PtG-Einheiten zu einer erheblichen Reduzierung der RE-Kürzung führt. Die PtH-Einheit im Osten arbeitet mit überschüssiger EE-Strom bis zur eigenen Nennleistung und die PtG-Anlage am Westen arbeitet mit dem verbleibenden EE-Überschuss. Die Rückverstromung von Wasserstoff in den GuD-HKW Anlage ist auch auf der Abbildung zu sehen. Dieser trägt zur Erhöhung der EE-Anteil am Stromverbrauch bei.

Auf dem Fernwärme-Diagramm sind sowohl der Beitrag der PtH-Einheit als auch die Verschiebung des kohlebefeierten HKW-Beitrags deutlich zu sehen. Die Rückverstromung von Wasserstoff in den GuD-HKW Anlage ist auch deutlich. Dieser trägt zur Erhöhung der EE-Anteil am Fernwärmeverbrauch bei.

Der Füllstand des Wasserstoffspeichers hängt maßgeblich von zwei Größen ab: vom verfügbaren EE-Überschuss (höhere Wasserstoffproduktion) und dem Wärmebedarf (höherer Wasserstoffverbrauch im GuD-HKW). Saisonale Effekte, wie die Abnahme des Wasserstoffspeicherpegels im Winter und seine Zunahme im Sommer, sind in der Darstellung zu erkennen. Diese Effekte werden noch stärker, wenn die installierte EE-Kapazität weiter erhöht ist [59].

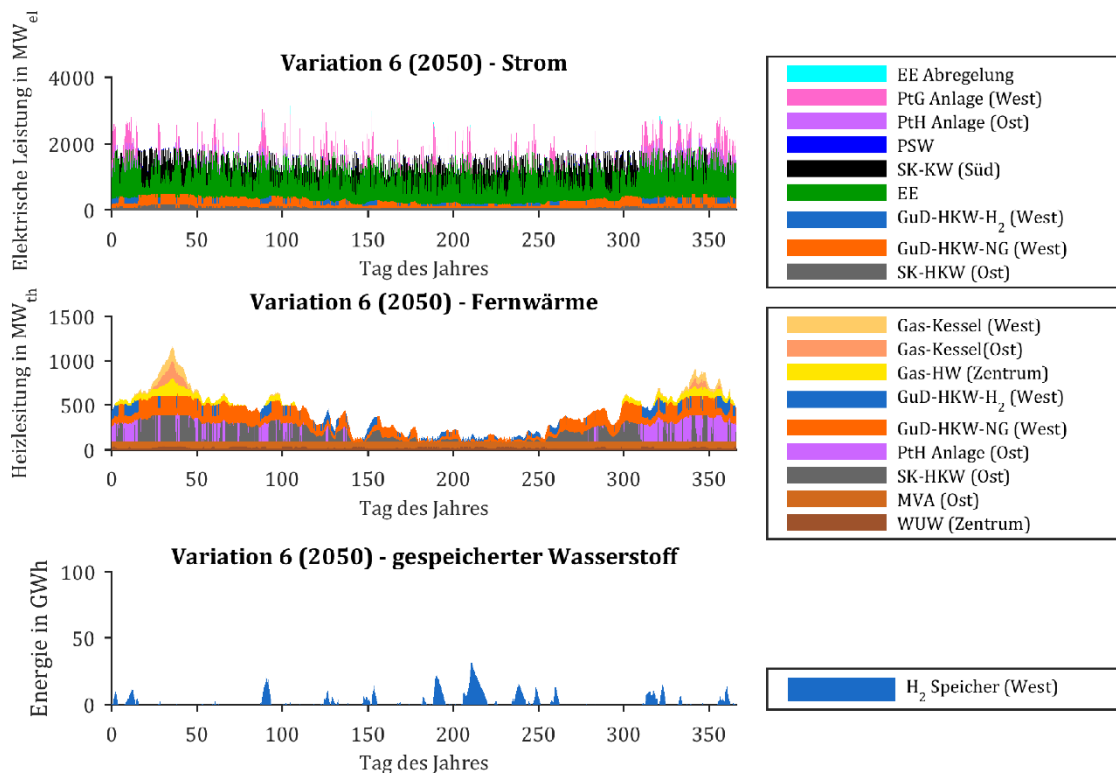


Abbildung 19: Erzeugungprofile der ZoS-Variation 6 (2050).

Variation 11

Diese Variation beinhaltet eine GT-Anlage im Süden, sowie eine GuD-HKW am Ost-Standort und eins am Weststandort. Wasserstoff wird hier auch in zwei PtG-Anlagen produziert und in unterirdischen Salzkavernen gespeichert. Die Wasserstoffproduktion und -speicherung erfolgt an Orten nahe dem Ost- und West-Standort. Wasserstoff wird dann über Pipeline zu den GuD-HKW transportiert (Abbildung 6). Dort wird der Wasserstoff in der GuD-HKW rückverstromt. Die Gesamtleistungskapazität der Elektrolyseur-Anlage und Speicherkapazität der Salzkavitäten bleibt gegenüber den bisherigen Variationen unverändert. Allerdings werden diese Gesamtkapazitäten gleichmäßig zwischen beiden Standorten aufgeteilt (Nennleistung von 600 MW_{el} und Speicherkapazität von 250 000 m³).

Die Ergebnisse, die mit dem ausgewählten Energiepark und der Betriebsstrategie erzielt wurden, sind in Abbildung 20 dargestellt. Der Betriebsmodus der GuD-HKW ist derselbe wie bei Variation 6 (Wasserstoff Rückverstromung: 60% der Feuerungswärmeleistung). Der EE-Überschuss wird für die Wasserstoffproduktion im Osten und Westen verwendete gleichmäßig zwischen beiden PtG-Anlagen aufgeteilt. Der erneuerbare Wasserstoff wird in beiden GuD-HKW in Strom und Wärme umgewandelt, wie in den Abbildungen zu sehen ist.

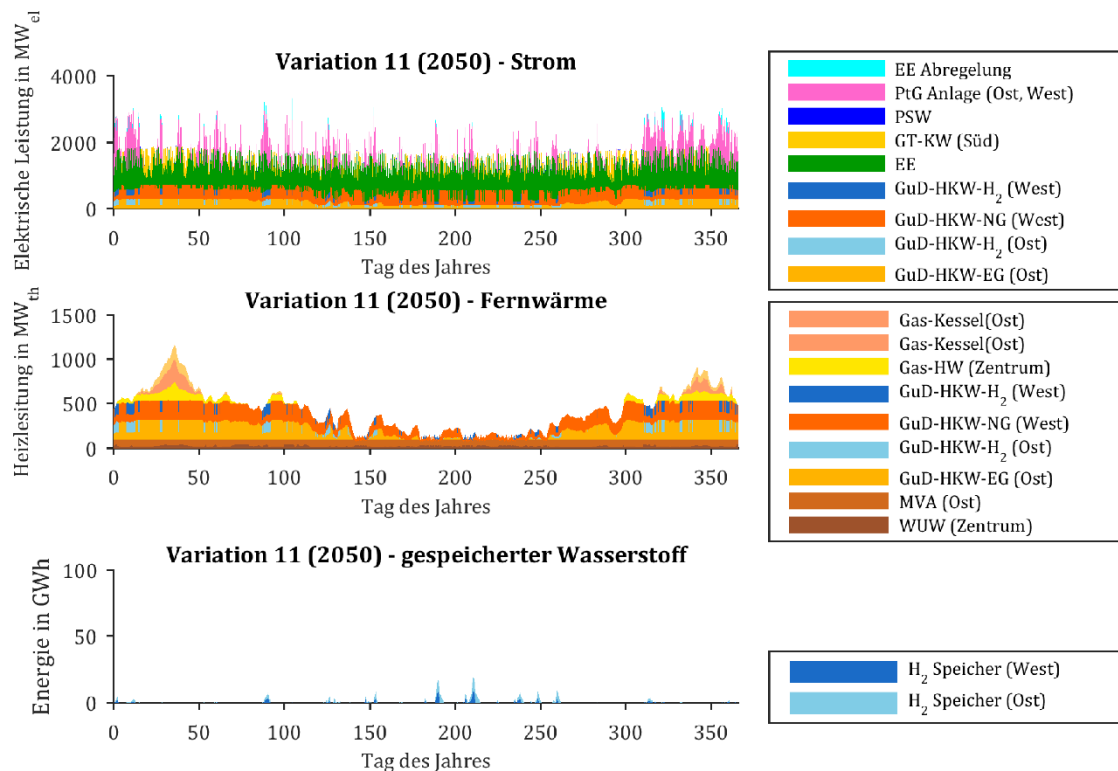


Abbildung 20: Erzeugungsprofile der ZoS-Variation 11 (2050).

Die Tatsache, dass der Wasserstoffverbrauch erhöht wird (zwei GuD-HKW) und die Wasserstoffherzeugung konstant gehalten wird (1200 MW), führt zu einer geringeren Ausnutzung der Kavernenspeicherkapazitäten. Dies spiegelt sich auf relativ niedrigem Speicherfüllstand in den jährlichen Verlauf wider. Eine weitere beobachtbare Konsequenz der oben erwähnten Dimensionierungseinzelheiten ist, dass die Wasserstoffproduktion und Wasserstoffverbrauch vorwiegend zeitgleich stattfinden. Der Speicher kann also den Verbrauch und die Produktion von Wasserstoff nicht zeitweilig entkoppeln. Es lässt sich daher daraus schließen, dass die Erhöhung der Menge an GuD-HKW ohne Erhöhung des Betrags der ansonsten abgeregelten EE (und entsprechend der gesamten installierten Leistung der Elektrolyseur-Anlage) nicht zu einer effektiven Integration von EE in Zeiten niedriger EE-Produktion führt. Stattdessen ist eine Integration von EE in die Strom- und Wärmerversorgung fast ausschließlich in Zeiten hoher EE-Produktion möglich.

4.2.3. Zusammenfassung

Vergleich der ZoS-Variationen

Abbildung 21 zeigt eine Zusammenfassung der ZoS-Ergebnisse bezüglich CO₂-Emissionen und Gesamtsystemkosten. Die höhere installierte EE Leistung führt zu höheren Kosten und niedrigeren CO₂-Emissionen (Vergleich 2035 und 2050).

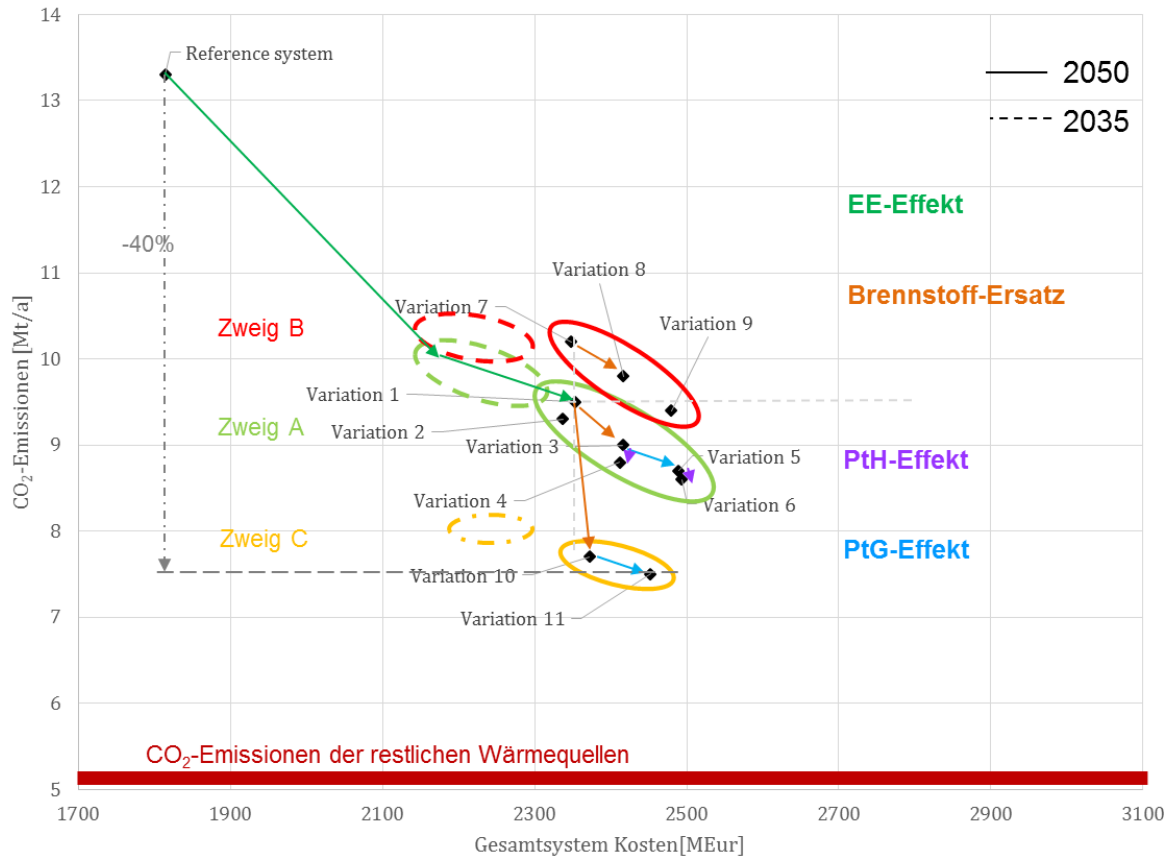


Abbildung 21: Kosten- und Emissionen-Vergleich der ZoS Variationen.

Die definierten Variationen innerhalb jedes Zweigs führen zu niedrigeren CO₂-Emissionen, meistens verbunden mit höheren Kosten. Variationen im Zweig C haben die niedrigsten CO₂-Emissionen. Allerdings führen beide zu höheren Kosten als Variation 1. Brennstoff-Ersatz (Erdgas anstatt Kohle) führt zu einer deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen (z.B. Variation 3 mit Variation 1, Variation 8 mit Variation 7, sowie Zweig C mit den anderen Zweigen vergleichen). PtH führt zu einer leichten Reduktion der CO₂-Emissionen (z.B. Variation 4 mit 3, sowie Variation 6 mit 5 vergleichen) ohne eine signifikante Auswirkung auf den Kosten. PtGtCHP führen auch zu einer leichten Reduktion der CO₂-Emissionen (z.B. Variation 5 mit Variation 3, sowie Variation 10 mit Variation 11 vergleichen), aber haben eine größere Auswirkung auf die Kosten des Gesamtsystems.

Zusammenfassend kann man aus den Ergebnissen des ZoS-Szenario folgende Schlussfolgerungen ziehen: Höhere installierte EE-Leistung führt zu geringeren CO₂-Emissionen und höheren Gesamtkosten. Der Ersatz von Kohle durch Erdgas führt zu geringeren CO₂-Emissionen und in der Regel zu höheren Kosten. Die Anwendung von PtH-Anlagen führt zu geringeren CO₂-Emissionen, höherem EE-Anteil am Fernwärmebedarf, minimaler Erhöhung des EE-Anteils am Strombedarf (KWK-Verdrängung-Effekt), geringerem Anteil von KWK-Strom am Stromverbrauch (KWK-Verdrängung-Effekt), und haben eine geringere Auswirkung auf die Gesamtkosten. Die Anwendung von PtGtCHP-Anlagen führt zu geringeren CO₂-Emissionen, höheren Gesamtkosten, hö-

herem EE-Anteil am Fernwärmebedarf (Wärmebeitrag aus erneuerbarem Wasserstoff), und höherem EE-Anteil an Strombedarf (Strombeitrag aus erneuerbarem Wasserstoff), der Anteil von KWK-Strom am Stromverbrauch wird dadurch nicht reduziert.

Weitere detaillierte Analysen bezüglich der Anwendung von EE-Integrationstechnologien in urbane Energiesysteme mit zentralen Energieparks sind unter [59] zu finden. Dort werden unter anderem die betrachtete EE-Kapazitäten über das Jahr 2050 hinaus in Richtung 100 % EE-Potential (ca. 12 TWh Energieerzeugung aus EE) analysiert. Dort werden auch der KWK-Verdrängung-Effekt und der Strom- und Wärmebeitrag aus erneuerbarem Wasserstoff im Detail beschrieben.

4.3. Dezentral-orientiertes Szenario

4.3.1. Einleitung

Die Energiewende findet im hohem Maße dezentral statt. So werden Photovoltaik-Anlagen auf Hausdächern und Windkraftanlagen in ländlichen Regionen installiert. In den meisten Fällen kann die lokal bereitgestellte elektrische Leistung nicht vor Ort genutzt werden. Stromnetze werden teuer ausgebaut und EE-Anlagen bei drohender Überlastung abgeregelt, wobei die Betreiber dennoch entlohnt werden und die Kosten auf den Verbraucher umgelegt werden. Ein Ausgleich vor Ort ist durch den Einsatz von Blockheizkraftwerken (BHKW) in Kombination mit Warmwasserspeichern (WWS) und Gasheizgeräten zur Deckung der Spitzenlast möglich. Die Dimensionierung der BHKW erfolgt dabei zur Erreichung bestimmter Volllaststunden (VLS), um die Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten, wobei der WWS für die nötige Flexibilisierung sorgt. Wird ein BHKW wärmegeführt betrieben können die VLS erreicht werden. Bei einem stromgeführten Betrieb mit einem steigenden Anteil EE, sinken die VLS je nach Auslegung und Regelung der weiteren Wärmeerzeuger. Die Vorteile eines dezentralen Anlagenverbundes im Vergleich zu einem zentralen Kraftwerk sind die größere Flexibilität, die geringeren Energietransportverluste durch kürzere Wege und die höhere Versorgungssicherheit. Die größere Flexibilität ist durch die geringeren Anfahr- und Laständerungszeiten sowie durch das gezielte Zu- bzw. Abschalten von einzelnen Anlagen im Verbund gegeben, so dass geforderte Lasten genauer nachgefahren werden können. Allerdings sind die Laständerungsraten eines einzelnen Verbrauchers und damit die Anforderungen an die Dynamik der dezentralen Anlage auch größer als bei einem Verbund von Verbrauchern, bei dem sich die Lastkurven überlagern. Fällt eine Anlage aus, fällt nur eine vergleichsweise geringe Leistung weg, die leichter ausgeglichen werden kann, was der Versorgungssicherheit zuträglich ist. Nachteilig ist der geringere Wirkungsgrad von kleinen BHKW im Vergleich zu großen Heizkraftwerken und der höhere Steuerungs- und Regelungsaufwand, der nicht zu unterschätzen ist.

Nachfolgend wird der Einsatz eines elektrischen Energiespeichers (EES) und einer Power-to-Heat-Anlage (P2H) in einem Verbund aus Solarthermie, einem BHKW, einem Warmwasserspeicher und einem Gasbrennwertgerät untersucht, die ca. 1100 Haushalte versorgen. Das Maß der Integration des mit den untersuchten Jahren steigenden Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird dabei untersucht. Außerdem werden die Kosten und CO₂-Emissionen der Szenarien verglichen. Anschließend wird ein Beispiel des Einsatzes der TransiEnt-Bibliothek bei einem mittleren Stadtwerkeunternehmen gegeben.

4.3.2. Grundlagen und Annahmen

Der Einsatz verschiedener Technologien wird in Anlehnung an das Nahwärmeversorgungssystem in Hamburg-Wilhelmsburg untersucht (Energiebunker [80, 81]). Das Schema mit Regelung ist in Abbildung 22 und die Anlagenkenndaten in Tabelle 6 dargestellt. Die installierten Leistungen des elektrischen Kraftwerksparks können Tabelle 11 unter 8.1.1 entnommen werden. Das Wärmelastprofil ist nach dem Standardlastprofilverfahren Gas für Mehrfamilienhäuser (HMF) [82] mit den Tagesmittelwerten der Temperatur in Hamburg-Fuhlsbüttel im Jahr 2012 [83] und dem dargestellten Jahreswärmebedarf ermittelt worden. Das Stromlastprofil ist ebenso ein Standardlastprofil (H0). Der Warmwasserspeicher dient der Flexibilisierung und als Sammelschiene für Solarthermie, BHKW und PtH-Anlage. Er ist indirekt über einen Wärmeübertrager mit dem Verbraucherkreislauf verbunden. Die thermische Residuallast zwischen Bedarfs- (plus Verlust-) und Ausspeicherleistung wird durch den Kessel getragen.

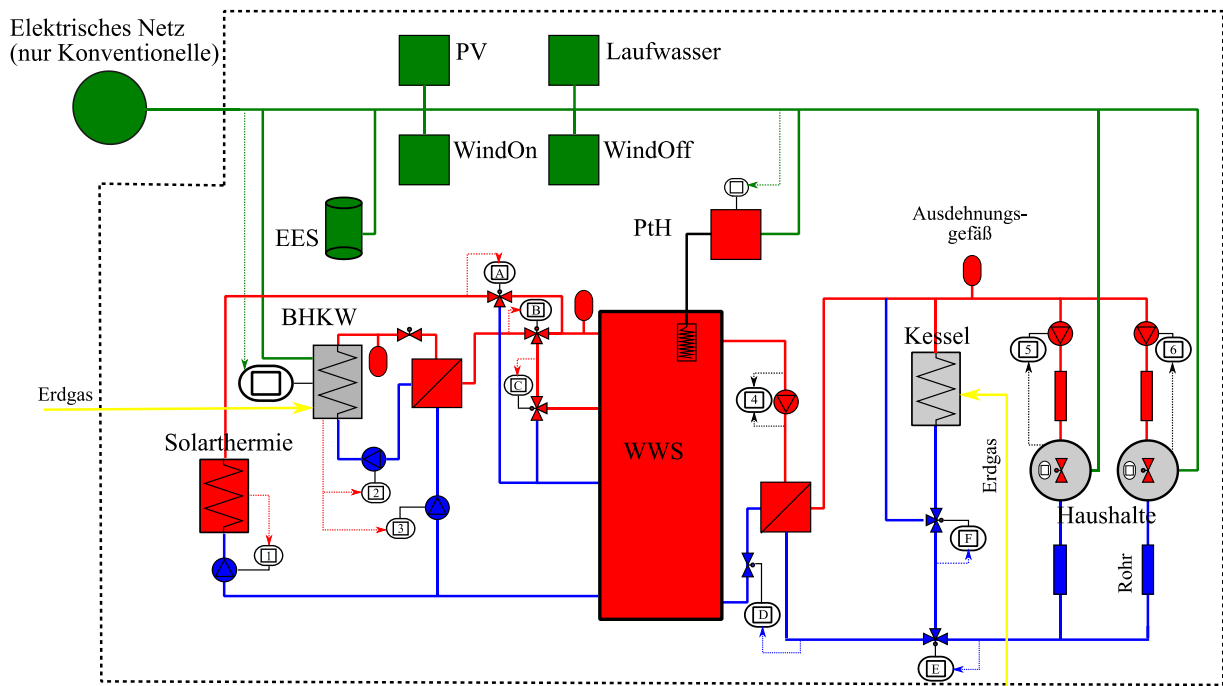


Abbildung 22: Schematischer Aufbau des betrachteten dezentralen Energieversorgungssystems.

Tabelle 6: Größen und Wirkungsgrade der Komponenten des betrachteten Systems.

Komponente	Größe	Wirkungsgrad	Teillast	Temperaturen
Haushalte	820 kW _{el} , 3115 MWh _{el} 3 MW _{th} , 8187 MWh _{th}	Tabellendaten nach Standardlastprofil Gas (HMF) bzw. Strom (HO)	-	45/90 (Heizkurve)
BHKW (Erdgas) [84]	532 kW _{el} 686 kW _{th}	Max. el: 39,7 % Max. ges.: 90,9 %	50...100 %	45/90
Brennwertkessel (Erdgas) [85]	2,5 MW _{th}	102 % (T _{RL} =45 °C, Nennlast) ⁴	0...100 %	45/90 (Heizkurve)
Solarthermie	750 kW _{th}	Tabellendaten	-	45/85
Warmwasserspeicher (WWS)	2000 m ³	-	-	45/90
Warmwasserleitungen	HK1: 2150 m, 100 mm HK4: 2825 m, 75 mm	-	-	-
Power-to-Heat (PtH)	500 kW _{th}	95 %	0...100 %	-
Redox-Flow-Batterie (EES)	500 kW _{el} , 4 MWh _{el}	85 % [86] (gesamt)	0...100 % Entladung bis auf 10 %	-

Die Steuerung des BHKW kann strom- oder wärmegeführt erfolgen. In den hier dargestellten Ergebnissen ist das BHKW im stromgeführten Betrieb und folgt nach Möglichkeit der positiven Residuallast:

$$P_{\text{Residual}}^{\text{el}+} = (P_{\text{Bedarf}}^{\text{el}} - P_{\text{EE}}^{\text{el}})^+ \quad (10)$$

⁴ Wirkungsgradkennlinien nach [164, p. 21, 165, p. 35] für die Abhängigkeit von der Rücklauf-temperatur bzw. der Last

Folgende Randbedingungen bzw. Restriktionen, lassen dies nicht immer zu:

- der Lastbereich des BHKW,
- wird eine Rücklauftemperatur von 70 °C überschritten, wird das BHKW ausgeschaltet und
- wenn der Speicherfüllstand sehr niedrig ist, läuft das BHKW auf Vollast, solange ein elektrischer Bedarf vorhanden ist.

Der Kessel dient der Sicherstellung der nach der Heizkurve (Abbildung 46 unter 8.1.2) geforderten Vorlauf-temperatur. Da es sich um einen Brennwertkessel handelt, ist dieser nicht in Reihe, sondern parallel zum Speicher geschaltet. Somit wird eine niedrige Rücklauftemperatur sichergestellt.

Die Residuallast, nach der der EES und die PtH-Anlage gesteuert werden beinhaltet auch die elektrische Erzeugung des BHKW:

$$P_{\text{Residual,BHKW}}^{\text{el}} = P_{\text{Bedarf}}^{\text{el}} - P_{\text{EE}}^{\text{el}} - P_{\text{BHKW}}^{\text{el}}. \quad (11)$$

Folglich hat das BHKW Vorrang vor dem EES und der PtH-Anlage. Der EES folgt mit den in Tabelle 6 dargestellten technischen Restriktionen dieser Residuallast. Die PtH-Anlage folgt der negativen Residuallast, wenn der relative Füllstand des WWS (s. nachfolgende Gl.) geringer als 95 % ist:

$$r = \frac{T_m - T_{\text{ref}}}{T_{\text{max}} - T_{\text{ref}}} \quad \text{mit} \quad T_m = \frac{\sum_{i=1}^{N_V} T_i \cdot m_i}{m_{\text{ges}}}, \quad T_{\text{ref}} = 45 \text{ °C}, \quad T_{\text{max}} = 90 \text{ °C}. \quad (12)$$

N_V ist die Anzahl der Volumenelemente, in die der WWS diskretisiert ist.

4.3.3. Ergebnisse

Im folgendem werden die Ergebnisse für die Jahre 2012, 2035 und 2050 für drei Szenarien vorgestellt:

- **REF:** Referenzszenario ohne elektrischen Energiespeicher und ohne Power-to-Heat-Anlage. Hier werden die Auswirkungen eines steigenden Anteils EE an der Stromerzeugung ohne weitere Maßnahmen deutlich.
- **EES:** mit elektrischem Energiespeicher, der bei negativer Residuallast geladen und bei positiver entladen wird. So werden Exporte an das umliegende Netz und Importe vom konventionellen Kraftwerkspark vermieden. Der Anteil EE am Stromverbrauch erhöht sich.
- **P2H:** mit Power-to-Heat-Anlage, die dann betrieben wird, wenn die Residuallast negativ und gleichzeitig der WWS zu maximal 95 % gefüllt ist. So werden Exporte vermieden und der Anteil EE in der Wärmebereitstellung erhöht.

Beispielhaft für das Jahr 2050 und eine Winter- und eine Sommerwoche sind die relativen Füllstände des EES bzw. WWS und die elektrischen bzw. thermischen Leistungen in Abbildung 23 bzw. Abbildung 24 für die drei Szenarien untereinander dargestellt. Auf der thermischen Seite handelt es sich bei der Ein- bzw. Ausspeicherung um Nettobeträge (es kann gleichzeitig ein- und ausgespeichert werden).

Zunächst fällt auf, dass im Winter nachts zu viel erzeugt wird aufgrund der Mindestleistung des BHKW. In EES wird diese eingespeichert, wobei er in der dargestellten Woche kaum freie Kapazitäten hat. Zu Spitzenlastzeiten wird der EES entladen und verdrängt somit den konventionellen Import. Die PtH-Anlage kann

im Vergleich zum EES mehr residuale Energie aufnehmen und auf die thermische Seite übertragen. In der Sommerwoche wird ersichtlich, dass der EES schnell entladen ist und aufgrund geringer Überschüsse nicht mehr beladen wird. Außerdem kann dieser, da er am Anfang voll ist, die EE-Überschüsse nicht aufnehmen. Im Gegensatz dazu, wird die PtH-Anlage mit den EE-Überschüssen betrieben. Aufgrund des Vorrangs des BHKW, deckt dieses vor dem EES die residuale Last. Das BHKW schaltet sich aus, wenn eine Rücklauftemperatur von 70 °C überschritten wird. An Tag 205 wird dann der EES entladen und kann so einen Teil der Importe verhindern. In P2H läuft das BHKW im Sommer noch weniger, da durch die elektrische Erwärmung des WWS die maximal zulässige Rücklauftemperatur häufiger überschritten wird.

Die Flächen, die in Abbildung 24 oberhalb des Bedarfs liegen, sind die Verlustleistungen. Aufsummiert über das Jahr betragen diese ca. 10 % der durch die Erzeuger bereitgestellten Energiemengen. Dies geht auch aus Abbildung 25 (rechts) hervor, wobei ein geringfügiger Anteil von maximal 2,8 % der zu viel bereitgestellten Energiemenge in der Jahresbilanz im WWS eingespeichert wird. Die Wärmeverluste sind in allen Szenarien in etwa gleich groß, da diese nur von der treibenden Temperaturdifferenz abhängen (s. a. 8.1.2) und die Vorlaufemperatur des Fluides nach der Heizkurve geregelt wird.

In der Abbildung links sind die jährlich elektrisch bereitgestellten Energiemengen dargestellt. In allen Szenarien wird in der Gesamtbilanz Strom exportiert. Durch den EES kann mehr EE- und BHKW-Strom genutzt werden, konventionelle Importe und auch Exporte an das Netz werden reduziert. Mit einem elektrischen Heizer gleicher Leistung lassen sich die Exporte fast komplett vermeiden. Allerdings wird auch deutlich, dass mehr fossiler Strom importiert werden muss als in den anderen Szenarien. Dies liegt an der Verdrängung des BHKW durch die PtH-Anlage.

Die Anteile der Erneuerbaren an der Strom- bzw. Wärmeversorgung sind in Tabelle 7 dargestellt. Je nachdem ob die Erneuerbaren oder das BHKW Vorrang bei der elektrischen Versorgung der dezentralen Verbraucher haben, ergeben sich unterschiedliche EE-Anteile. Im ersteren Fall wird EE- vor BHKW-Leistung genutzt und somit weniger exportiert bzw. gespeichert oder in der PtH-Anlage verwendet. In 2012 sind die Anteile in allen Szenarien gleich, da es keine EE-Überschüsse gibt. In 2035 und 2050 können in EES bzw. P2H Überschüsse verwendet werden, so dass sich durch elektrischen Speicher der Anteil an der Stromversorgung und durch die PtH-Anlage der Anteil an der Wärmeversorgung leicht erhöht.

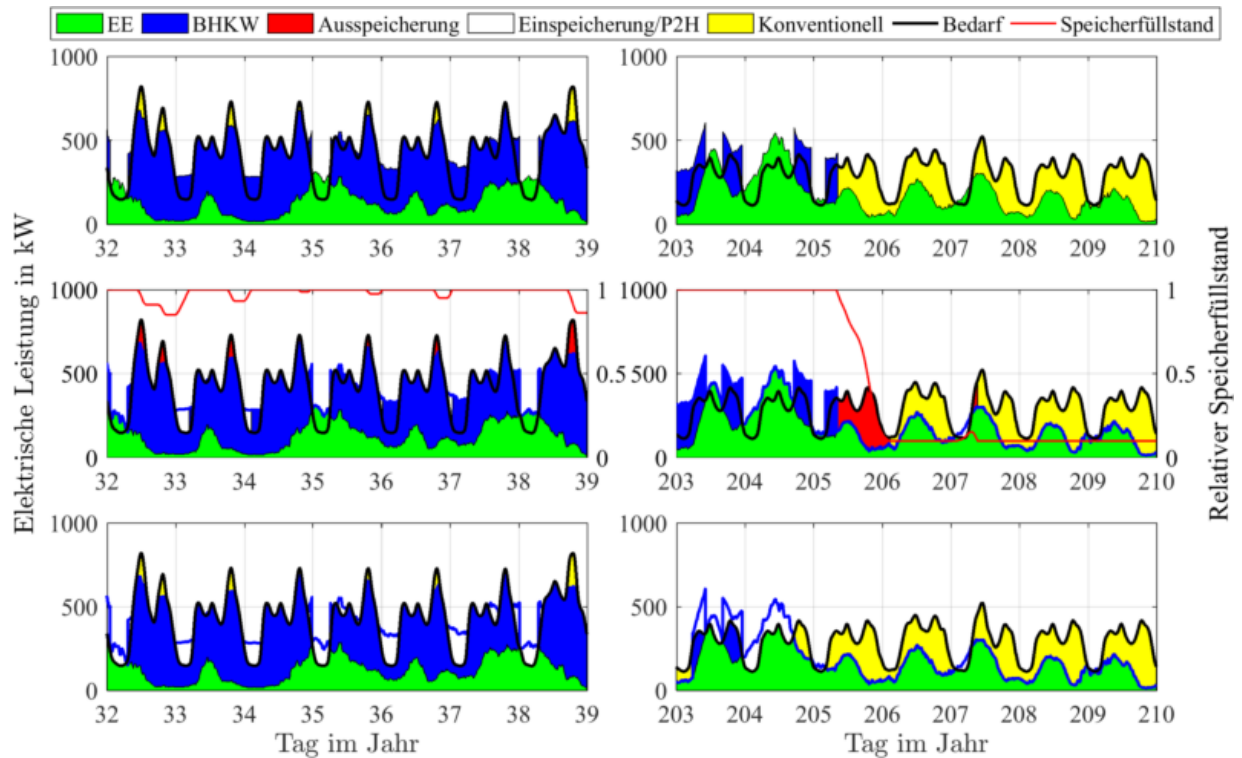


Abbildung 23: Elektrische Leistungen einer Winter- (links) und einer Sommerwoche (rechts) und EES-Speicherfüllstand für REF (oben), EES (Mitte) und P2H (unten) im Jahr 2050.

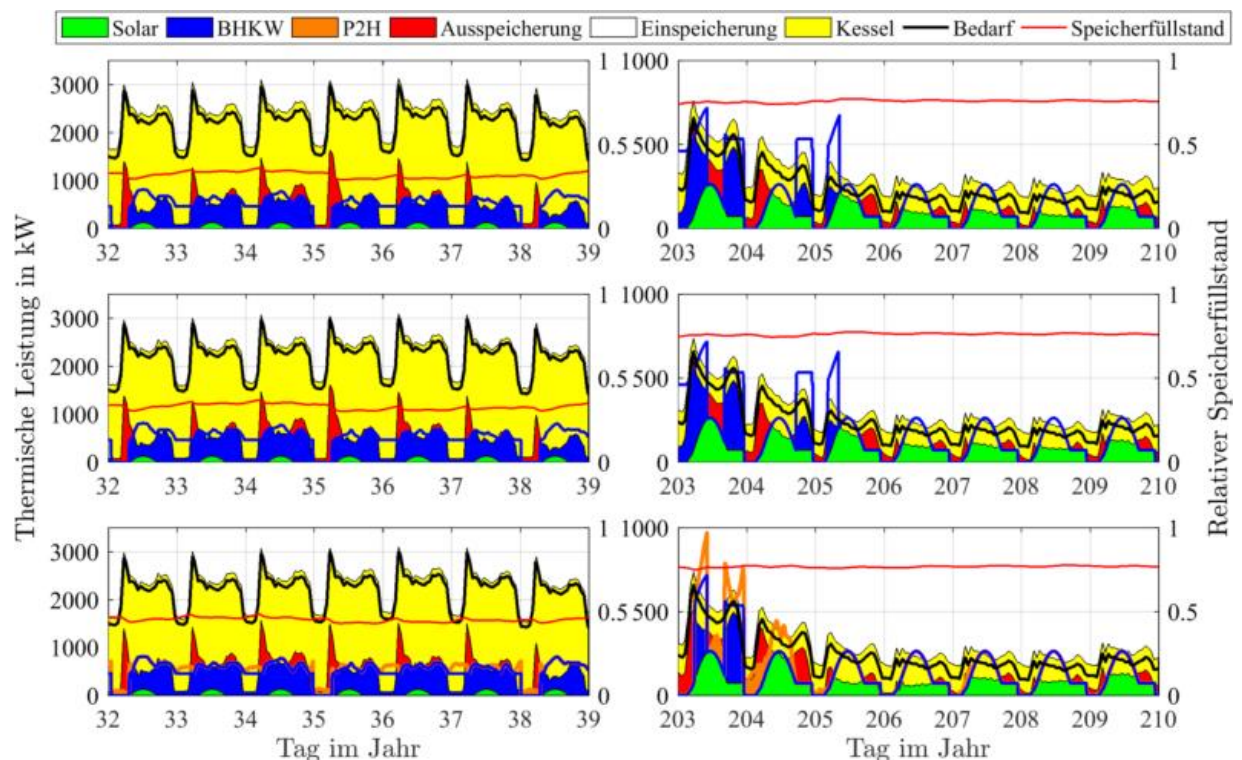


Abbildung 24: Thermische Leistungen einer Winter- (links) und einer Sommerwoche (rechts) und WWS-Speicherfüllstand für REF (oben), EES (Mitte) und P2H (unten) im Jahr 2050.

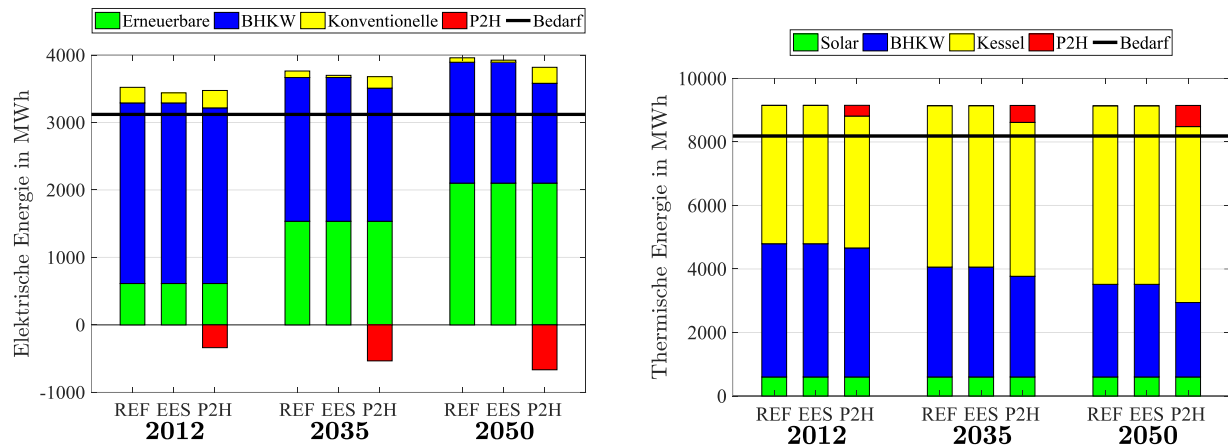


Abbildung 25: Bereitgestellte elektrische (links) und thermische (rechts) Energien der verschiedenen Szenarien und Jahre.

Wird zunächst die dezentral erzeugte BHKW-Leistung genutzt, kann wesentlich weniger Erneuerbare Energie integriert werden. Die EE-Überschüsse sind größer und bereits in 2012 vorhanden. In EES kann nur wenig und in P2H wesentlich mehr EE verschoben werden. Allerdings sind die Anteile an der Stromversorgung deutlich geringer als bei EE-Vorrang. In P2H sind die Anteile etwas höher als bei den anderen Szenarien, da das BHKW weniger läuft. Im Gegensatz zum elektrischen Speicher, kann die PtH-Anlage die überschüssige Leistung fast komplett aufnehmen, sodass bei EE-Vorrang beinahe die gesamte bereitgestellte Erneuerbare Energie entweder in der Strom- und Wärmeversorgung genutzt werden kann und auch bei BHKW-Vorrang die höchsten EE-Anteile an der Energieversorgung erreicht werden können (Tabelle 7). Dass der EES die EE-Integration nur marginal verbessert, liegt daran, dass dieser oft voll ist und das BHKW Vorrang vor dem EES besitzt, so dass er sich nicht so häufig entladen kann.

Die Gesamtkosten der Energiebereitstellung (keine Erlöse für exportierten Strom) erhöhen sich durch beide Maßnahmen, jedoch wie zu erwarten bei der Installation eines EES stärker. Die Emissionsreduktion ist durch den EES größer als durch die PtH-Anlage. Vergleicht man allerdings die CO₂-Vermeidungskosten (im Vgl. zu REF), so schneidet P2H besser ab. Insgesamt steigen die Vermeidungskosten mit steigendem Anteil EE an der Strombereitstellung. Dass die Kosten im Jahr 2035 bei P2H vergleichsweise niedrig sind, könnte an geringeren variablen Kosten des BHKW liegen. Abbildung 26 zeigt, dass die CO₂-Reduktion in P2H auf die thermische Seite zurückzuführen ist und durch einen Mehrimport an fossilen Strom die Emissionen der Strombereitstellung ansteigen.

Eine Halbierung der spezifischen Emissionen der elektrischen Importe (bspw. nur Gaskraftwerke), würde dazu führen, dass die CO₂-Emissionen bei P2H am geringsten wären. Auch eine gleichzeitige Verdopplung der Kosten für die Stromimporte würde maximal in 386 Euro pro Tonne CO₂ für P2H im Jahr 2050 resultieren. Im Gegensatz dazu würden die CO₂-Vermeidungskosten bei EES mit geringeren spezifischen Emissionen der Importe ansteigen, da in diesem Szenario am wenigsten importiert wird und so weniger im Vergleich zu REF eingespart werden könnte.

Tabelle 7: Kosten, Emissionen, Volllaststunden des BHKW und Anteile EE an der Strom- und Wärmeversorgung für alle dezentralen Szenarien und Jahre im Vergleich.

	Jahr	REF	EES	P2H
Gesamtkosten der Energiebereitstellung in Mio. Euro	2012	0,6910	0,7745	0,6977
	2035	0,7079	0,7958	0,7135
	2050	0,7229	0,8130	0,7339
Gesamte CO₂-Emissionen der Energiebereitstellung in Tonnen	2012	2472,5	2379,5	2415,1
	2035	2244,1	2175,5	2184,7
	2050	2149,7	2092,5	2125,3
CO₂-Vermeidungskosten in Euro/Tonne	2012	-	897,8	116,7
	2035	-	1282,3	94,3
	2050	-	1575,2	450,8
Volllaststunden des BHKW in Stunden	2012	5033	5033	4894
	2035	4006	4006	3710
	2050	3367	3367	2782
Anteil EE an der Stromversorgung in % EE-Vorrang / BHKW-Vorrang	2012 (19,67)	19,67 / 6,78	19,67 / 8,32	19,67 / 8,29
	2035 (49,29)	46,11 / 28,86	46,37 / 30,42	46,11 / 31,54
	2050 (67,44)	58,22 / 40,81	58,56 / 41,98	58,22 / 45,25
Anteil EE an der Wärmeversorgung in % EE-Vorrang / BHKW-Vorrang	2012	7,32 / 7,32	7,32 / 7,32	7,32 / 9,09
	2035	7,32 / 7,32	7,32 / 7,32	8,47 / 12,63
	2050	7,32 / 7,32	7,32 / 7,32	10,66 / 14,62
Anteil EE an der Energieversorgung in % EE-Vorrang / BHKW-Vorrang	2012 (10,72)	10,72 / 7,17	10,72 / 7,60	10,72 / 8,87
	2035 (18,89)	18,01 / 13,26	18,08 / 13,69	18,84 / 17,84
	2050 (23,89)	21,35 / 16,55	21,44 / 16,87	23,77 / 23,06

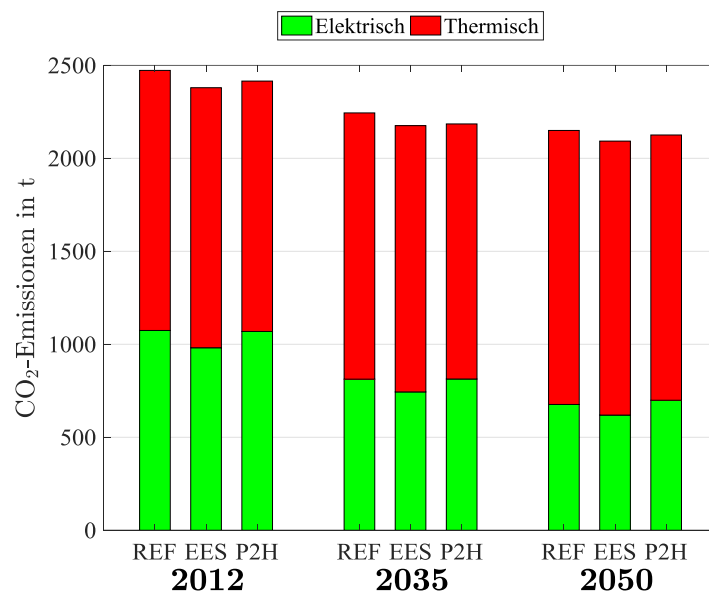


Abbildung 26: Absolute CO₂-Emissionen der verschiedenen Szenarien und Jahre. Die Emissionen des BHKW wurden nach der Wirkungsgradmethode aufgeteilt.

4.3.4. Einsatz in der Praxis

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde der Einsatz der TransiEnt-Bibliothek bei den Stadtwerken Lübeck getestet. Durch die Modellierung eines Wärmenetzes mit Anlagenstandorten konnte zum einen der praktische Einsatz der physikalischen Modelle, der Einfluss der Dynamik auf die Ergebnisse und verschiedene Steuerungs- und Regelungskonzepte untersucht werden.

Es stellte sich heraus, dass eine physikalische Modellierung der Wärmenetze, die stark durch die Druck- und Temperaturregelung beeinflusst werden, unabdingbar ist. Die Abbildung der Netzdynamik ist wichtig, da die Rücklaufemperatur entscheidend für die tatsächlich notwendige Wärmebereitstellung ist. Die modelltechnische Umsetzung in Modelica ist bei hydraulisch geschlossenen Kreisläufen allerdings sehr komplex. Zum einen gestaltet sich die Initialisierung als schwierig und zum anderen die robuste Simulation, da die Druck- und Temperaturregelung zu instabilen Zuständen führen kann. Im Vergleich zur Trägheit im Wärmenetz schlagen die transienten Vorgänge in den Anlagenstandorten bestehend aus BHKW, Kessel, PtH-Anlage und Warmwasserspeicher nicht so stark ins Gewicht. Bei der Einsatzplanung der Anlagen und dem wirtschaftlichen Betrieb sind allerdings technische Randbedingungen wie minimale Leistungen und Laufzeiten beim BHKW sowie maximale Rücklaufemperaturen und die Regelungskonzepte zu berücksichtigen, wie nachfolgendes Beispiel zeigt (Abbildung 27 und [87]).

In dem vereinfachten Modell eines Anlagenstandorts werden alle Anlagen durch einen Wärmeübertrager, der das gesamte Wasservolumen enthält, zusammengefasst. Dadurch erhöht sich die Trägheit, wie an der Kesselleistung sichtbar ist. Beim Absinken der Netzlast nach 1,5 Stunden, sinkt im vereinfachten Modell sofort auch die Kesselleistung. In dem komplexen Modell ist dies nicht der Fall. Die Regelung der Brennerleistung des Kessels folgt der Rücklaufemperatur. Da keine hydraulische Weiche installiert ist, sondern ein Warmwasserspeicher mit deutlich höherem Volumen, dauert es bis sich die Temperatur am unteren Ende des Speichers erhöht, sodass zunächst keine Reduzierung erfolgt und der Speicher beladen wird. Nach einer weiteren halben Stunde schaltet sich das BHKW ab, da die maximale Rücklaufemperatur überschritten wird. Die Kessel belädt weiter den Speicher, die Leistung reduziert sich mit zunehmender Rücklaufemperatur bis schließlich die geforderte Netzlast erreicht wird. An diesem Beispiel wird deutlich, dass die komplexere Modellierung und Berücksichtigung der transienten Vorgänge zu deutlich unterschiedlichen Ergebnissen führt. Des Weiteren kann anhand dessen eine Überprüfung und Anpassung des Regelungskonzeptes vorgenommen werden. Eine Regelung der Brennerleistung anhand der Vorlaufemperatur anstatt der Rücklaufemperatur, würde dazu führen, dass zunächst der Kessel ausschaltet und nicht das BHKW.

Bei der Untersuchung von Anlagensteuerungskonzepten stellte sich heraus, dass wirtschaftliche Vorteile durch eine Flexibilisierung der Vorrangregelung erzielt werden können. Dabei wurde aus der Wärmebedarfsprognose, dem Strompreis und dem Gaspreis in jedem Zeitpunkt die Wärmeerzeugungskosten von BHKW, Kessel und PtH in der Simulation ermittelt und somit die Einsatzreihenfolge festgelegt. An Tagen mit extrem niedrigen Strompreisen konnte gezeigt werden, dass durch die Flexibilisierung der Regelung einige Tausend Euro gespart werden können. Allerdings zeigte die Untersuchung eines Zeitraumes von 1,5 Jahren, dass in 99 % der Zeit die Wärme aus BHKW günstiger war als jene aus Gaskesseln, so dass ein fest eingestellter BHKW-Vorrang meist richtig ist. Dies könnte sich aber aufgrund des Wandels im Strommarkt und der Gesetzgebung ändern, so dass eine wirtschaftlich optimierte Einsatzplanung als sinnvoll erachtet wird.

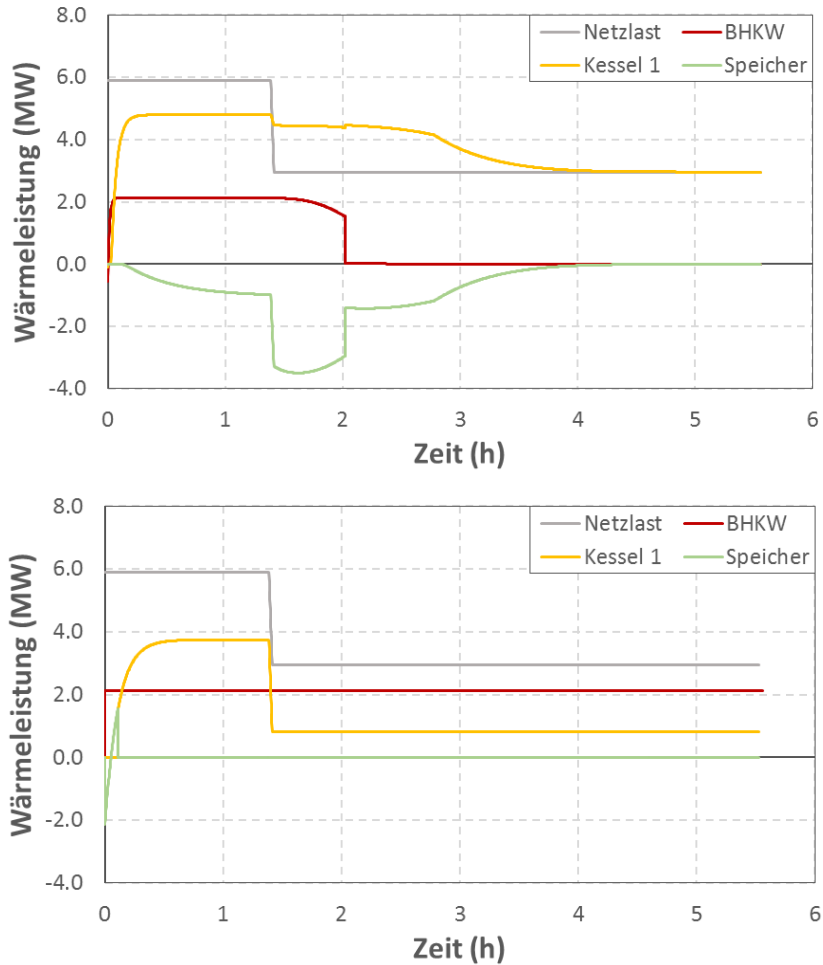


Abbildung 27: Wärmebereitstellung bei komplexer Modellierung des Anlagenstandorts mit einzelnen Anlagen (oben) und vereinfachter Modellierung mit nur einem Wärmeüberträger (unten).

4.3.5. Zusammenfassung

Die theoretische Untersuchung von Maßnahmen zur Integration Erneuerbarer Energien in dezentrale Versorgungssysteme gekoppelt mit kleineren Wärmenetzen hat gezeigt, dass es eine Herausforderung ist, ein technisch und ökonomisch funktionierendes Steuerungs- und Regelungskonzept für Verbundnetze zu entwickeln. Die hydraulische Verschaltung der Anlagen unter Berücksichtigung ihrer technischen Restriktionen und die gleichzeitige Verfolgung der Maximierung der Einbindung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien bzw. der wirtschaftlichen Erlöse ist eine komplexe Aufgabe.

Zusammenfassend lässt sich aus den hier angestellten Untersuchungen festhalten:

- Das Steuerungskonzept des dezentralen Anlagenverbundes beeinflusst nicht nur im hohem Maße die Integration der Erneuerbaren Energien. Durch die Flexibilisierung der Vorrangsteuerung hin zu einem an den aktuellen Strom- und Gaspreis angepassten Anlageneinsatz können Kosten eingespart werden.
- Die physikalische Modellierung hat gezeigt, dass hydraulische Regelungskonzepte und transiente Vorgänge einen großen Einfluss auf Fahrweise der Anlagen haben. So können durch die detaillierte Abbildung ungünstige Schaltungen gefunden und Lösungsansätze im Modell untersucht werden.

-
- Ein elektrischer Energiespeicher kann zur besseren Integration von Erneuerbaren Energien beitragen. Das Maß und die Kosten hängen allerdings stark von der Auslegung und der Steuerung ab.
 - Durch eine Power-to-Heat-Anlage kann die Nutzung der bereitgestellten elektrischen Energie aus Erneuerbaren Ressourcen maximiert werden. Allerdings ist bei der Steuerung darauf zu achten, dass es auf der thermischen Seite zur Verdrängung des BHKW kommen kann, da beide Anlagen den Warmwasserspeicher beladen. Dadurch würde der elektrischen Seite mehr Energie importiert, was je nach Strompreis zu einer Erhöhung der Kosten führt.
 - Eine hohe Sensitivität liegt in den Kosten und spezifischen Emissionen für Importe aus dem umliegenden Netz. Sinken die spezifischen Emissionen, dann wird die Investition in einen elektrischen Speicher teurer.

Der Vergleich mit den anderen Szenarien anhand von Gesamtkosten und CO₂-Emissionen wird an dieser Stelle als nicht sinnvoll erachtet, da eine reine Skalierung der Ergebnisse voraussetzen würde, dass Hamburg nur aus lokalen Verbundsystemen mit Haushalten als Verbraucher bestünde. Die Deckung von hohen Lasten in der Industrie oder im GHD-Sektor durch dezentrale Anlagen wurde hier nicht untersucht und würde die Ergebnisse voraussichtlich stark beeinflussen.

Die Modellierung eines einzelnen Verbundsystems hat sich bereits als komplex herausgestellt. Um ein Modell der Stadt Hamburg bestehend aus mehreren dezentralen Verbundsystemen zu erstellen, sind Untersuchungen zur Modellreduktion erforderlich. So kann das Gesamtsystem auf die Fragestellung angepasst, aus vereinfachten dezentralen Verbundsystemen aufgebaut und verschiedene Steuerungskonzepte erprobt werden. Soll die hydraulische Robustheit und die Störanfälligkeit untersucht werden ist eine detailliertere Modellierung von Teilsystemen notwendig, die gegebenenfalls isoliert betrachtet werden müssen.

4.4. Regelungs-orientiertes Nachfrageszenario

4.4.1. Potentialanalyse zur Verbrauchersteuerung in Hamburg

Ziel durchgeführten Potenzialanalyse zur Verbrauchersteuerung ist es aufzuzeigen, in welchem Bereich besonders wirksame Maßnahmen zur Flexibilisierung der Energieversorgung zu erwarten sind. Um die Auswahl der betrachteten Potenziale auch anhand der Machbarkeit zu treffen, werden die Potenziale in drei Kategorien eingeteilt:

- Kategorie A: Die Anlagen sind bereits entweder für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt präqualifiziert oder technisch in der Lage einem z. B. in der Tageseinsatzplanung ermittelten Fahrplan zu folgen.
- Kategorie B: Die Potenziale können durch geringe Investitionen im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) erschlossen werden.
- Kategorie C: Zur Erschließung der Potenziale sind über IKT hinausgehende Investitionen nötig, oder es entstehen durch die Erschließung signifikante betriebliche Kosten (z.B. durch Produktionseinbußen).

Darüber hinaus soll bewertet werden, welche Art der Ansteuerung sinnvoll ist. Bei Nachtspeicherheizungen werden die Freigabezeiten für den Strombezug der einzelnen Einheiten so verteilt, dass ein vom Netzbetreiber vorgegebenes Lastprofil des Kollektivs angenähert wird. Diese im Voraus planbare Steuerung wird als Fahrplanbetrieb bezeichnet. Alternativ ist die Bereitstellung von Regelleistung (RL) möglich.

Ein Vorteil bei der Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) ist der geringe Kommunikationsaufwand, da die PRL dezentral organisiert ist und eine Messung der Netzfrequenz für die Erzeugung des Sollwerts ausreicht. Durch die hohe Frequenzstabilität werden nur geringe Energiemengen und entsprechend geringe Speicherkapazitäten benötigt. Die für thermische Erzeuger recht schwierig zu erreichende Reaktionszeit von 30 Sekunden bis zu einer messbaren Leistungsantwort ist für Verbraucher typischerweise unproblematisch.

Zur Teilnahme an der Sekundärregelung (SRL) ist eine direkte Festnetzverbindung mit dem der Regelzone zugeordneten Leistungs-Frequenzregler oder bei Poolung einem zwischengeschalteten Regler nötig. Im Gegensatz zur PRL werden positive und negative Reserve getrennt gehandelt. Einzelerbringer von SRL müssen die angebotene Leistung mindestens vier Stunden lang bereitstellen können [88]. Im Fall einer Poolung muss die Zusammensetzung des Pools über eine Dauer von jeweils 15 Minuten unverändert bleiben [88]. Bei der Bereitstellung von SRL mit Energiespeichern und Verbrauchersteuerung ist daher typischerweise das Arbeitsvermögen die begrenzende Anforderung.

Mathematische Beschreibung und Begriffsklärung

Es werden nur Potenziale betrachtet die eine netzdienliche Steuerung ermöglichen, ohne dass das Verbraucherverhalten dadurch negativ beeinflusst wird. Insbesondere wird gefordert, dass die durch eine Lastabsenkung vermiedene Arbeit innerhalb von 24 Stunden nachgeholt werden kann (Abbildung 28).

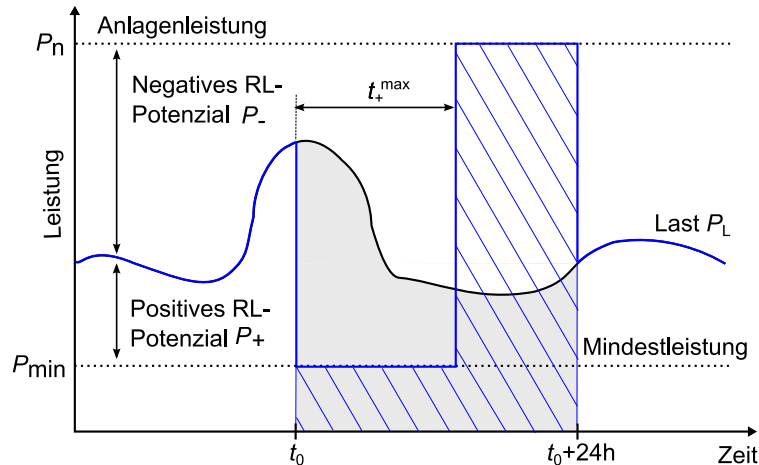


Abbildung 28: Schematische Darstellung der Bereitstellung von elektrischer Regelleistung (RL) durch Verbrauchersteuerung ohne Einschränkung der Lastdeckung (schwarz, unbeeinflusste Last; blau, gesteuerte Last).

Dadurch wird vermieden, dass Kosten durch Nutzung des jeweiligen Potenzials entstehen, die über die Erschließungskosten hinausgehen. Ist die installierte Anlagenleistung (P_n), die Minimalleistung (P_{\min}) und das Lastprofil (P_L) bekannt, kann zu jedem Zeitpunkt die mögliche Lastabsenkung (positive RL) oder –Erhöhung (negative RL) berechnet werden:

$$P_+(t) = P_L(t) - P_{\min}(t) \quad \text{und} \quad P_-(t) = P_n(t) - P_L(t). \quad (13)$$

Die Forderung, dass keine Produktionseinbußen auftreten, kann geschrieben werden als (Abbildung 28):

$$\int_{t_0}^{t_0+24h} P_L(t) dt = \int_{t_0}^{t_0+t_+^{\max}} P_{\min}(t) dt + \int_{t_+^{\max}}^{t_0+24h} P_n(t) dt \quad (14)$$

Die Größe t_+^{\max} beschreibt hierin die maximale Dauer, die das positive Regelleistungspotenzial von dem Verbraucher bereitgestellt werden kann, falls ein ausreichender Pufferspeicher vorhanden ist. Für zeitliche Mittelwerte (mit Überstrich gekennzeichnet) vereinfacht sich (14) zu

$$\overline{t_+^{\max}} = 24h \cdot \frac{\overline{P_L} - P_n}{P_{\min} - P_n} \quad \text{und} \quad \overline{t_-^{\max}} = 24h - \overline{t_+^{\max}}. \quad (15)$$

Für eine begrenzte Kapazität E_{\max} des Pufferspeichers reduzieren sich die Verschiebezeiten zu

$$t_+ = \min \left\{ t_+^{\max}, \frac{E(t)}{P_L(t)} \right\} \quad \text{und} \quad t_- = \min \left\{ t_-^{\max}, \frac{E_{\max}(t) - E(t)}{P_L(t)} \right\} \quad (16)$$

Da für die meisten Verbraucher keine Lastprofile bekannt sind, werden im Vergleich der Potenziale die zeitlichen Mittelwerte verwendet. Dies ist insbesondere bei den wärmebedarfsabhängigen Potentialen zu berücksichtigen.

Ergebnisse

Die durchgeführte Analyse (Anhang 8.2.) ergibt die in Tabelle 8 zusammengefassten Potenziale zur Leistungsverschiebung.

Tabelle 8: Technische Potenziale für Verbrauchersteuerung und Speicherung in Form von Wärme. Leistungen in MW, Verschiebedauern in Stunden angegeben. Werte gerundet.

Art	\bar{P}_+	\bar{P}_-	\bar{t}_+	\bar{t}_-	Art	Kategorie
Aluminium-Elektrolyse	50	50	48	48	PRL	A
Nachtspeicherheizungen	25	225	22	2,4	PRL,FP	A
Elektrolightbogenofen	19	25	9,1	6,8	MRL	A
Wärmepumpen	7	6	2	3	PRL / SRL / FP	A
Kupfer-Elektrolyse	5	5	4	4	SRL	A
Fernwärmenetzspeicherung	57	57	6	6	alle	A
Kühl- und Gefriergeräte	180	460	6	2,4	PRL	B
BHKW mit Wärmespeicher	43	28	8	9	SRL / FP	B
Lüftungs- und Klimaanlage	42	640	0,25	0,25	PRL / SRL / FP	B
Warmwassererzeugung	64	128	12	6	PRL	B
Chlor-Alkali-Elektrolyse	305	93	(3,3)	(20,7)	PRL / SRL	C
Luftzerlegung	11	0	(4)	(0)	SRL	C

Der nur geringe Bedarf an PRL im betrachteten System von rund 11 MW könnte ohne weiteres durch Verbraucher gedeckt werden, so z.B. durch die Aluminiumelektrolyse, ohne dass eine rotierende Reserve durch fossile Kraftwerke bereitgestellt werden muss. Mittels Simulationen mit der Transient Bibliothek konnte gezeigt werden, dass Primärregelleistung auch mit Verbraucher-pools aus PV-Anlagen mit Batterien [89] oder Kühlschränken [90] bereitgestellt und der lokale Bedarf gedeckt werden kann.

Die RL-Potenziale, die für eine Bereitstellung von Sekundärregelleistung sinnvoll eingesetzt werden können, beschränken sich auf BHKW und größere Heizkraftwerke. Eine Bereitstellung von positiver Sekundärreserve mit Hilfe von Verbrauchern ist durch den langen Aktivierungszeitraum von bis zu 15 Minuten nicht ohne negative Beeinflussung der Verbraucher möglich sofern keine Besicherung durch andere Erbringer innerhalb eines Pools vorgesehen ist. Eine Ausnahme ist die Aluminium-Elektrolyse, die nach [91] 50 MW Flexibilität über einen Zeitraum von 48 Stunden bereitstellen könnte. Die Analysen des optimalen Kraftwerkseinsatzes legen weiterhin nahe, dass die Bereitstellung von positiver Sekundärregelleistung durch Pumpspeicher und thermische Kraftwerke günstig ist, sofern diese für die Lastdeckung benötigt werden und daher ohnehin in Betrieb sind. In Zeiten in denen FEE abgeregelt werden müssen, kann durch die Reduzierung der Abregelung positive Sekundärreserve bereitgestellt werden was der Bereitstellung mit konventionellen Kraftwerken vorzuziehen ist. Die negative Sekundärreserve kann durch eine gezielte Abregelung von FEE bereitgestellt werden [43].

Das positive Regelleistungspotenzial der Anlagen in KWK ist besonders im Sommer hoch, wenn die thermischen Lasten gering sind. Allerdings ist bei niedriger Wärmelast eine Füllung der Speicher mit damit einhergehenden Energieverlusten aus Systemsicht nur sinnvoll, wenn die Regelleistung nicht anders bereitgestellt werden kann.

Großes Potenzial bietet die Energiespeicherung in den Wassermassen des Fernwärmenetzes. So könnte z. B. vor der mittags auftretenden Spitzeneinspeisung aus Photovoltaikanlagen die Wärmeerzeugung erhöht werden, um dann während der hohen Stromproduktion aus PV die Erzeugung der Heizkraftwerke reduzieren zu können. Allerdings ist nach Angaben von Vattenfall Wärme Hamburg GmbH eine Netzspeicherung durch die damit einhergehenden Temperaturschwankungen an den Betriebsmitteln mit einem hohen finanziellen Risiko verbunden (Kategorie C).

Eine Lastverschiebung im Fahrplanbetrieb in Zeiten mit hoher Einspeisung aus EE ist bei verschiedenen Verbrauchertypen wie Nachtspeichern, Wärmepumpen und Klimaanwendungen möglich. Da ein starker Zuwachs von Wärmepumpensystemen prognostiziert wird [92], wird dieses Potenzial unter 4.4.3 näher untersucht.

4.4.2. Alternative Bereitstellung von Momentanreserve

Die bereitgestellte Bremsleistung eines Kraftwerks mit Synchronmaschine bei einer Störung der Leistungsbilanz im Netz ist proportional zur Netzfrequenz, wobei die Proportionalität durch die Drehzahl der Maschine und damit letztlich die Polpaarzahl und eventuell vorhandene Getriebe festgelegt ist. Prinzipiell kann dagegen die fehlende starre Kopplung zwischen der Drehzahl von Windkraftanlagen (WKA) und der Netzfrequenz genutzt werden, um die vollständige Leistung bereits bei einer geringen Frequenzabweichung bereitzustellen.

Die positive Wirkung der Bremsleistung auf die Netzfrequenz beschränkt sich auf die ersten Sekunden nach einer Leistungsstörung (Abbildung 29).

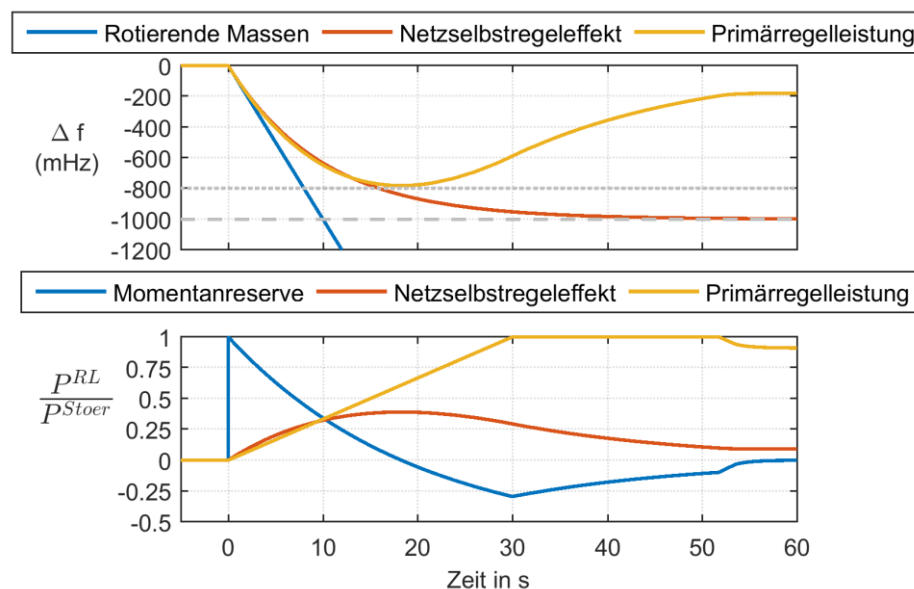


Abbildung 29: Simulationsergebnis der Netzfrequenz (oben, gelb) nach einem Leistungsausfall in Größe des Referenzstörfalles (2% der Netzlast) nach [93] und Aktivierung von Leistungsreserven (unten). Zusätzlich ist zur Veranschaulichung der Verlauf der Netzfrequenz bei reiner Ausspeicherung von kinetischer Energie (oben, blau) und bei zusätzlicher Wirkung des Netzselbststregereffekts mit 1 %/Hz (oben, rot) dargestellt.

Schon zehn Sekunden nach der Störung übersteigt die Wirkung des Netzselbststregereffekts und der aktivierten Primärregelleistung die Wirkung der rotierenden Masse. Eine sinnvolle Kennzahl für die Dämpfungswirkung der rotierenden Masse am Netz ist daher die Änderungsrate der Netzfrequenz direkt nach der Störung. Unter Berücksichtigung eines idealen Beitrags P^{WKA*} aus WKA kann diese Änderungsrate geschrieben werden als

$$\frac{df^*}{dt} = \frac{1}{T^N} \cdot (P^{Z^*} + P^{WKA^*}), \quad (17)$$

wobei die Größen auf die Netzlast P^L bzw. die Nennfrequenz f_N bezogen sind. Die Forderung, die heutige Versorgungssicherheit beizubehalten, legt nahe, dass die maximale Änderungsrate im Referenzsystem in den Systemen mit hohem Anteil EE nicht überschritten werden soll. Für den Referenzstörfall nach [93] gilt bezogen auf den Schwachlastfall ($P^L = 150$ GW) und ohne Momentanreserve aus WKA:

$$\left. \frac{df^*}{dt} \right|_{\max} = \frac{2\%}{10 \text{ s}} = 0,2 \frac{\%}{\text{s}}. \quad (18)$$

Begrenzt wird die Bereitstellung von Bremsleistung aus WKA durch die zusätzliche Verlustwärme wegen der kurzzeitigen Überlast von Leistungselektronik und Generator, sowie durch mechanische Belastungen der rotierenden Teile. Abschätzungen zeigen, dass eine typische 1,5 MW Windkraftanlage etwa 200 kW zusätzliche Leistung über eine Dauer von 15 Sekunden bereitstellen kann, wenn die Drehzahl auf 75 % ihres ursprünglichen Wertes abgebremst wird [94]. Wegen der Unsicherheit der mechanischen Belastung wird die Änderungsrate der Leistungsbereitstellung in der Simulation so begrenzt, dass die volle Leistung erst nach 200 ms zur Verfügung steht. Im Vergleich zu der Reaktionszeit von 115 ms, die typische Schwungradenergiespeicher für die Netzfrequenzregelung nach [95] besitzen, ist diese Annahme ebenfalls als konservativ zu bewerten. Da weiterhin diese Reaktionszeit im Vergleich zu der Reaktionszeit der Primärregelung vernachlässigbar ist, kann die kritische Einspeisesituation in Bezug auf die rotierende Masse anhand von (17) beschrieben werden.

Ohne eine Betrachtung der Windkraftanlagen eines Energiesystems auf Einzelanlagenebene kann vereinfachend angenommen werden, dass alle Windturbinen vom gleichen Typ sind und die oben angegebene Nennleistung von 1,5 MW besitzen. Die Ergebnisse einer Jahressimulation des Referenzsystems mit und ohne Nutzung von Momentanreserve zeigen die stabilisierende Wirkung der Maßnahme auf die Netzfrequenz (Abbildung 30: Änderungsrate der Netzfrequenz direkt nach Referenzstörfall von 2% der Netzlast für die Referenzsysteme (REF12 und REF35) und das System mit Momentanreserve aus Windkraftanlagen (RoNS35).

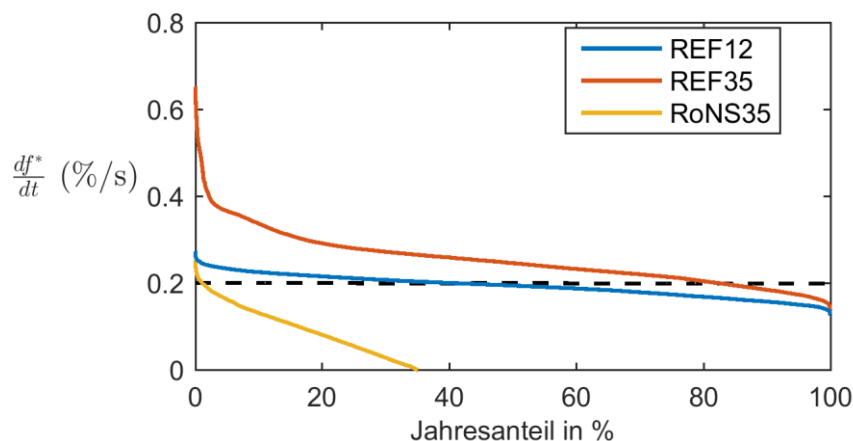


Abbildung 30: Änderungsrate der Netzfrequenz direkt nach Referenzstörfall von 2% der Netzlast für die Referenzsysteme (REF12 und REF35) und das System mit Momentanreserve aus Windkraftanlagen (RoNS35).

Vergleicht man die Simulationsergebnisse der beiden Systeme mit hohem Anteil FEE mit dem Ergebnis des konventionellen Systems (REF12) zeigt sich, dass die destabilisierende Wirkung der über Umrichter gekoppelten Anlagen bis auf knapp 5 % der Stunden im Jahr kompensiert werden kann. Tatsächlich ist die Netzfrequenz nach einer Störung in dem System RoNS35 stabiler als im konventionellen System REF12.

Um die Netzstabilität in den fünf Prozent des Jahres zu gewährleisten, müssen konventionelle Kraftwerke oder Speicher eingesetzt werden, die nicht zur Lastdeckung benötigt werden und daher mit einer Abregelung von FEE einhergehen. Durch Momentanreserve aus Windkraftanlagen kann dieser zur Sicherung der Netzstabilität notwendige Kraftwerkseinsatz und damit die Gefahr einer Abregelung von FEE reduziert werden.

4.4.3. Gekoppelte Einsatzoptimierung

Um die Auswirkungen einer Nutzung der unter 4.4.1 ermittelten Potenziale zu untersuchen, wurde das Modell der Einsatzplanung (7) erweitert, was in [43] detailliert beschrieben ist. Im optimierten System des regelungsorientierten Nachfrageszenario (RoNS) wird

- die Momentanreserve aus Windkraftanlagen genutzt, wobei unterstellt wird, dass alle WKA die entsprechende Steuerung umsetzen,
- die Primärregelleistung vollständig durch Verbraucher abgedeckt,
- die Sekundärregelleistung dahingehend flexibilisiert, dass
 - die kostenoptimalen Erbringer stündlich ermittelt werden
 - die Abregelung von FEE zur Erbringung von negativer Reserve genutzt werden kann
 - die Reduzierung einer bereits bestehenden Abregelung von FEE zur Erbringung von positiver Reserve genutzt werden kann
- eine optimierte Verschiebung der Last von Wärmepumpensystemen ermittelt, wobei angenommen wird, dass alle mit Heizöl betriebenen Wärmesysteme durch Wärmepumpen ersetzt werden.

Im Vergleich zum Referenzsystem kann so die Abregelung deutlich reduziert werden (Abbildung 31).

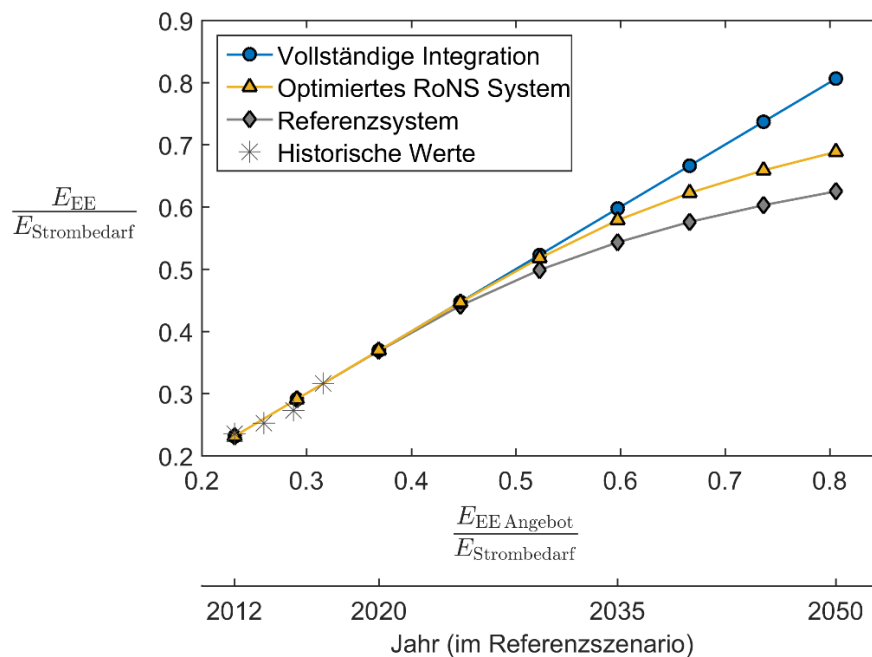


Abbildung 31: Auswirkungen von Laststeuerung, stromgeführter KWK und flexiblem Einsatz von Regelleistung auf die integrierbare Menge des erneuerbaren Energieangebots.

Diese Reduzierung ergibt sich aus der Lockerung der Nebenbedingungen der Einsatzoptimierung (7) und kann daher nicht einer einzelnen dieser Maßnahmen zugeordnet werden. Der besser an das FEE-Angebot angepasste Kraftwerkseinsatz wird jedoch durch einen Vergleich mit dem Referenzsystem deutlich (Abbildung 32).

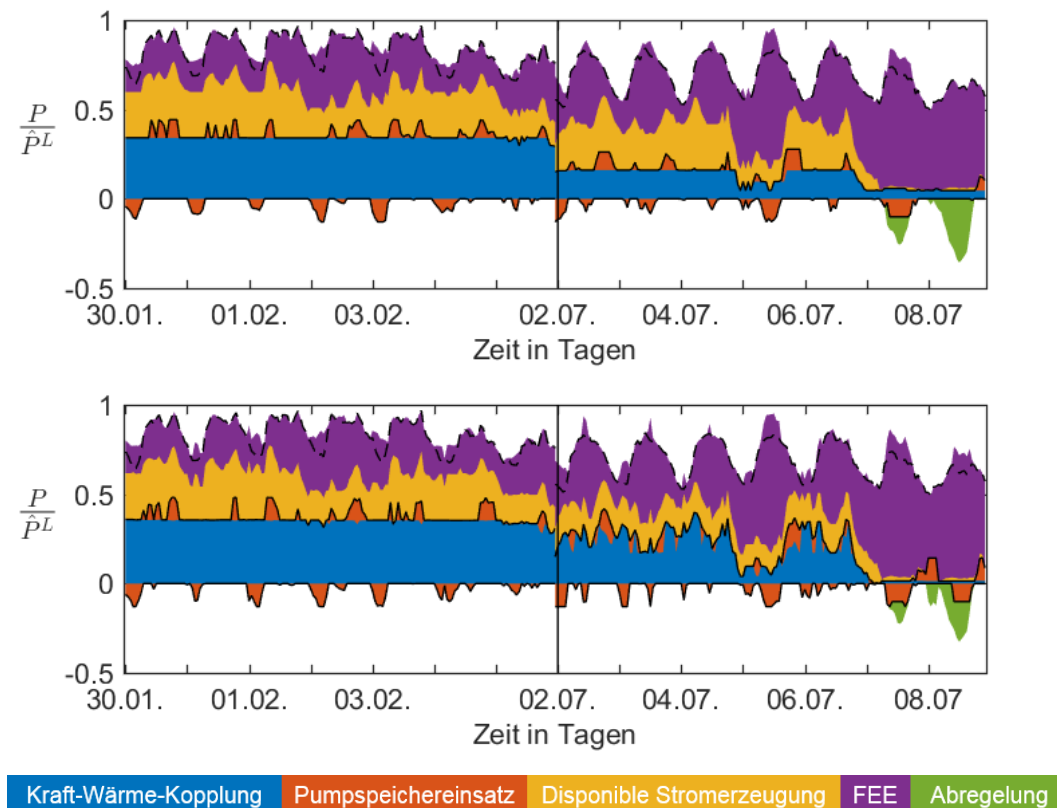


Abbildung 32: Optimierter Speicher- und Kraftwerkseinsatz im regelungs-orientierten System (unten) und im Referenzsystem (oben) in der Woche der höchsten (links) und niedrigsten (rechts) Fernwärmelast.

Insgesamt ergibt sich eine höhere Auslastung der KWK Anlagen durch die stromgeführte Betriebsweise. Der Anteil der Stromerzeugung in KWK am Jahresstrombedarf erhöht sich in der Simulation des Systems RoNS35 gegenüber REF35 von 15,2% auf 17,4% durch die gekoppelte Optimierung. Gleichzeitig kann durch die flexiblere Betriebsweise eine Erhöhung des nutzbaren Anteils erneuerbarer Energie von 50,2% auf 52,2% des Strombedarfs erreicht werden.

In der Woche der niedrigen Fernwärmelast wird im Referenzsystem mit wärmegeführten Betrieb (Abbildung 32, oben rechts) eins der beiden Heizkraftwerke ausgeschaltet. Dadurch muss die Lastdeckung auf Grund der gleichzeitig recht niedrigen Einspeisung aus FEE durch Kondensationskraftwerke gedeckt werden (orange dargestellt). Am Samstag und Sonntag der simulierten Woche steigt das Angebot an FEE und die Last fällt gleichzeitig, sodass eine Überschusssituation auftritt. Das Heizkraftwerk deckt aber weiter die Wärmelast, da es geringere Erzeugungskosten aufweist als die Spitzenlastkessel.

Im stromgeführten Betrieb (Abbildung 32, unten rechts) werden beide Heizkraftwerke angepasst an das Angebot aus FEE betrieben. Zu Beginn der Woche werden beide Einheiten eingesetzt. In der Überschusssituation am Ende der Woche werden beide Einheiten heruntergefahren und die Wärmelast aus Gaskesseln gedeckt. Gleichzeitig ergibt sich ein wirksamerer Speichereinsatz, da in der Nacht zum Sonntag ausgespeichert werden kann und so der Überschuss am Sonntagmittag teilweise kompensiert werden kann.

Bewertung unter Berücksichtigung der Netzstabilität

Neben der integrierbaren Menge FEE können anhand der Simulationsergebnisse auch die Kosten, Emissionen und die Austauschleistung mit dem Verbundnetz im verbesserten System mit Verbrauchersteuerung analysiert werden (Abbildung 33).

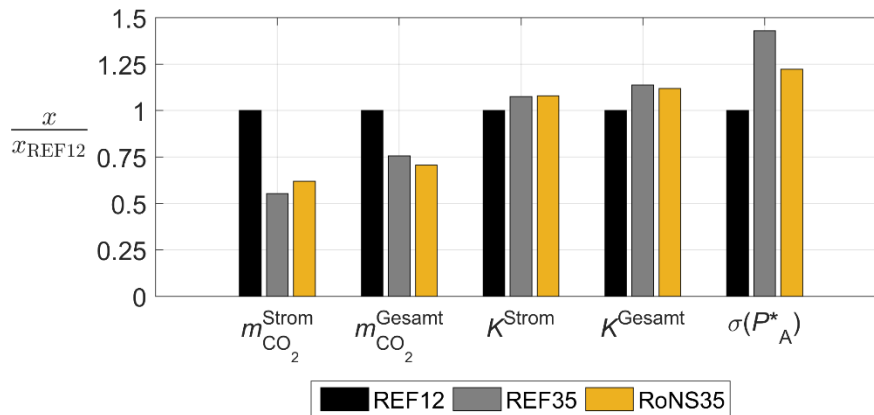


Abbildung 33: Vergleich des regelungs-orientierten Systems (RoNS) mit dem Referenzsystem (REF) in Bezug auf Emissionen, Kosten und benötigter Austauschleistung mit dem umliegenden elektrischen Netz.

Der Vergleich der Simulationsergebnisse der Systeme REF12 und REF35 verdeutlicht die positive Wirkung des Ausbaus FEE auf die CO₂-Emissionen mit einer Reduzierung um 54 % bezogen auf die Emissionen der Stromerzeugung und 24 % bezogen auf die Emissionen von Strom- und Wärmebereitstellung. Die mit dem Ausbau verbundenen Investitionen führen zu einer Erhöhung der Systemkosten um 14 %. Die zusätzlichen Prognosefehler der Stromerzeugung aus FEE im System REF35 führen gegenüber dem konventionellen System (REF12) zu einer Erhöhung der Regelabweichung. So steigt die Standardabweichung der Austauschleistung mit dem umliegenden Verbundnetz um 43% an.

Das System RoNS35 nutzt bei gleichem Ausbaustand das FEE Angebot besser aus als das Referenzsystem (REF35), weist aber durch die zugebauten Wärmepumpen gegenüber den Referenzsystemen eine erhöhte elektrische Last auf. Diese zusätzliche Last kann nicht vollständig durch erneuerbare Energie gedeckt werden und führt dadurch zu CO₂-Emissionen. Insgesamt überwiegen diese zusätzlichen Emissionen gegenüber der besseren Ausnutzung der FEE, sodass sich in der Simulation gegenüber dem System REF35 die Emissionen leicht erhöhen (Reduktion um 38%). Die zusätzliche elektrische Last wird jedoch durch die Wärmepumpensysteme effizient zur Wärmelastdeckung eingesetzt. So reduzieren sich die Gesamtemissionen im System RoNS gegenüber dem konventionellen System (REF12) um 29% und damit stärker als im System REF35.

Neben der besseren Nutzung des FEE Angebots kann durch die flexible Bereitstellung von Regelleistung und die Momentanreserve aus Windkraftanlagen die Regelabweichung der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung gegenüber dem System REF35 verbessert werden. So reduziert sich die Standardabweichung der Austauschleistung zwischen betrachtetem System und umliegenden Verbundnetz um 15 % gegenüber dem Referenzsystem mit gleichem Ausbaustand FEE (REF35). Gegenüber dem konventionellen System (REF12) ist die Regelabweichung gleichwohl um 22% erhöht. Diese verbleibende Erhöhung der Regelabweichung kann durch eine zusätzliche Regelreserve ausgeglichen werden.

4.5. Sekundärenergieträger-orientiertes Großspeicherszenario

4.5.1. Einleitung

Wie bereits in Abschnitt 1.1. beschrieben verursacht die Verbrennung von Gasen 2012 knapp 20 % der energiebedingten CO₂-Emissionen. Maßnahmen in diesem Bereich können somit erheblich zur Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems beitragen. Folgende Leitfragen ergeben sich dabei:

- Wo und wie können Gasapplikationen die Wandlungseffizienz erhöhen, sodass weniger Gas benötigt wird?
- In welchen Bereichen macht es Sinn auf andere Endenergieträgerformen umzusteigen bzw. zu ergänzen (z.B. elektrische Heizgeräte)?
- Wo ist eine Substitution des Erdgases durch regenerative Gase (Wasserstoff, Synthetisches Methan, Biogas) sinnvoll?

In diesem Kapitel wird im Rahmen der letzten Fragestellung der Einfluss der Einspeisung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff in das Gasnetz von Hamburg und die direkte Nutzung des Wasserstoffs in der Industrie untersucht.

Konventionell sind Strom- und Gasnetz durch Technologien gekoppelt, die bedarfsgerecht Gas verbrennen und mittels Wärmekraftprozessen (z. B. Gasturbinen) Strom erzeugen. Neue Kopplungselemente gehen den umgekehrten Weg und erzeugen aus Strom sekundäres Gas. Dieser Prozess wird Power-to-Gas (kurz: PtG, P2G) genannt und beschreibt die Wandlung von elektrischer Arbeit in die chemische innere Energie des gasförmigen Energieträgers Wasserstoff oder – durch einen weiteren Wandlungsschritt unter Zugabe von CO₂ – in synthetisches Methan. Wird die PtG-Anlage (PtGA) nur dann betrieben, wenn überschüssige (EE-)Leistung zur Verfügung steht, dann handelt es sich um einen netzdienlichen Betrieb. Darüber hinaus kann das so erzeugte EE-Gas gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt variabel im Strom-, Wärme-, Verkehrs- oder Industriesektor verwendet werden und somit auch dort zur Dekarbonisierung beitragen. Damit dient die Kopplung dem Gesamtsystem, ist also systemdienlich.

4.5.2. Grundlagen und Annahmen

Die Erzeugung von Wasserstoff mittels einer PEM (Proton-Exchange-Membrane) -Elektrolyse und die Einspeisung in das Hamburger Hochdruckgasnetz wird bzw. wurde in einer Pilotanlage getestet [96]. Dort wird der EE-Wasserstoff direkt nach der GÜSt in Reitbrook eingespeist. In Anlehnung an die Pilotanlage wird eine PtGA in Reitbrook positioniert. Des Weiteren speist auch jeweils eine Anlage nach der GÜSt in Tornesch und jener in Leversen ein. Die Einspeisung erfolgt in das Ringnetz. Die Standorte haben den Vorteil, dass die Fließrichtung festliegt und zudem das Speichervolumen des gesamten nachgelagerten Gasnetzes genutzt werden kann, was die mögliche Wasserstoffeinspeisung maximiert. Es wird an allen GÜSt ein konstanter effektiver Ausgangsdruck von 16 bar(g) vorgegeben.

Da keine Messdaten zu den Volumenströmen im Gasnetz vorlagen, wurde als Grundlage der über die Jahre 2009-2011 gemessene und gemittelte Jahressumme des Normvolumenstroms im Ringeinspeiser in Reitbrook aus [97] entnommen. Dieser Verlauf wurde über die entnommene Gasmenge von Hamburg in 2012 skaliert, über die Dichte in einen Massenstrom umgerechnet und in gleichen Verhältnissen den Bezirken vorgegeben. In dem Bedarf ist bereits der nicht-energetische Anteil des Gases, welcher in der Prozessindustrie benötigt wird, berücksichtigt. In Hamburg sind verschiedene industrielle Wasserstoffverbraucher ansässig, die insgesamt einen Bedarf von 43.512 Tonnen jährlich haben (s. 8.3.6). Davon sind laut [98] 16.317 Tonnen durch regenerativ erzeugten Wasserstoff ersetzbar.

Für die Elektrolyse wird ein PEM-System mit einem Nennwirkungsgrad von 75 % angenommen. Die Wirkungsgradkennlinie und die Überlastfähigkeit ist der Anlage im Energiepark Mainz nachempfunden [99, 100] (s. a. 8.3.4). Als mögliche Wasserstoffspeicher werden die an den Gasübernahmestationen vorhandenen Salzstöcke (s. Abbildung 11) ausgenutzt. Alle Eingangsparameter und Annahmen der PtGA sind in Tabelle 18 unter 8.3.4 zusammengefasst. Da der Erdgasvolumenstrom an den drei Standorten nur ein Vielfaches voneinander ist, sind die Elektrolyseure und Speicher nach der anteiligen Jahresenergiemenge skaliert.

Bei der Einspeisung von Wasserstoff gilt es zu beachten, dass die Endgeräte ohne weitere Überprüfung nur bis zu einem gewissen Wasserstoffanteil im Erdgas betrieben werden dürfen. In den meisten Fällen sind Wasserstoffanteile im einstelligen Prozentbereich unkritisch. Befindet sich allerdings eine Erdgastankstelle im Einzugsgebiet, dann ist derzeit ein Anteil kleiner als zwei Vol.-% sicherzustellen; bei Gasturbinen sind zwischen einem und fünf Vol.-% zulässig und bei Porenspeichern sollte Wasserstoff komplett vermieden werden, wobei eine Prüfung im Einzelfall notwendig ist [31, 32, 101]. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen und unter der Annahme, dass sich langfristig der zulässige Wasserstoffanteil weiter erhöht, wird in den hier beschriebenen Untersuchungen die Einspeisegrenze zwischen zwei und zehn Vol.-% variiert.

Die negativen Residualleistungen (oder auch „Überschüsse“ aus Erneuerbaren Energien) ergeben sich aus den Simulationen der Referenzszenarien und sind in Abbildung 34 dargestellt. Des Weiteren zeigt die Abbildung den rechnerischen auf den Brennwert bezogenen Wasserstoffenthalpiestrom, der unter Einhaltung der 10 Vol.-%-Grenze eingespeist werden könnte. In dieser Darstellung sieht es noch so aus als wäre es mit der zur Verfügung stehenden Residuallast unproblematisch, den Wasserstoffstrom zu erzeugen. Tatsächlich ergibt sich integriert über das Jahr gesehen ein anderes Bild, Abbildung 35. Hier ist statt des Wasserstoffenthalpiestroms, die bei einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 75 % benötigte elektrische Arbeit bei den unterschiedlichen Einspeisegrenzen abgebildet. Es wird deutlich, dass in REF35 nicht einmal genug Residualenergie zur Verfügung steht, um ganzjährig 5 Vol.-% H₂ einzuspeisen. Die negative Residualleistung ist stark fluktuierend und steht in REF35 nur 1432 Stunden und in REF50 3082 Stunden zur Verfügung, was auch die maximal möglichen Betriebsstunden des Elektrolyseurs entspricht.

Zum Vergleich sind auch die negativen residualen Arbeiten bei nicht gekoppelter Betrachtung und alleiniger Berücksichtigung der FEE dargestellt, die wesentlich geringer ausfallen. Würden die KWK-Anlagen stromgeführt betrieben, dann lägen die Werte zwischen FEE und REF.

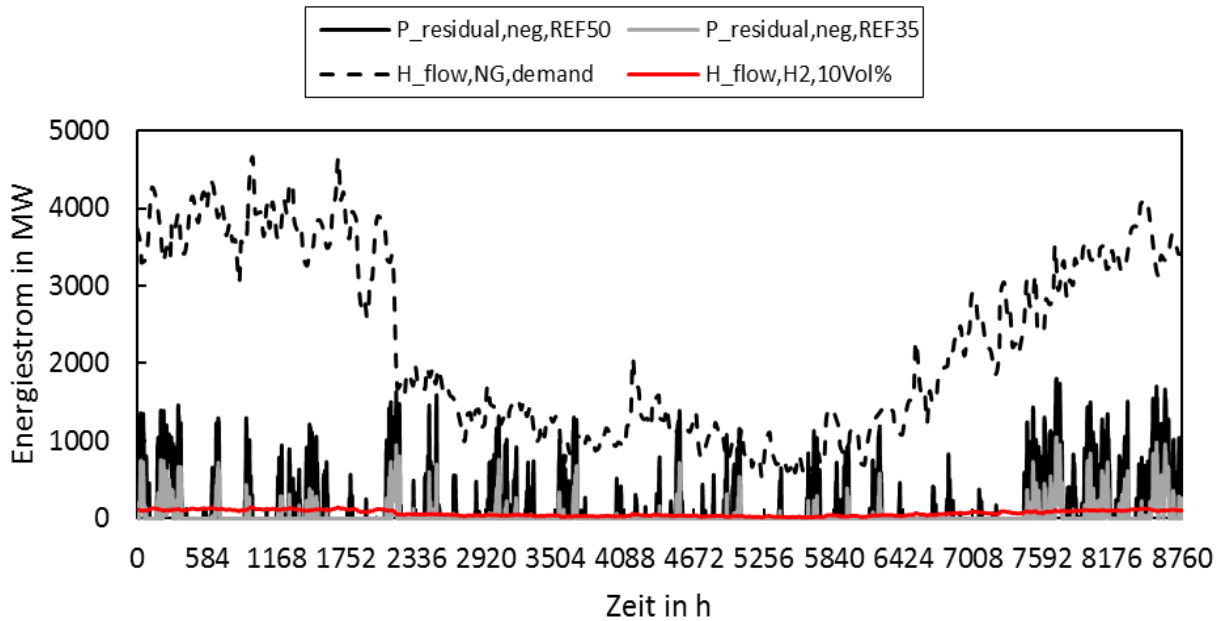


Abbildung 34: Negative Residualleistungen der Referenzszenarien, Gasbedarfsenthalpiestrom von Hamburg und möglicher Wasserstoffenthalpiestrom bei 10 Vol.-%.

Die PtGA werden nur dann betrieben, wenn die Residuallast negativ ist. Der schematische Aufbau, die Regelung sowie die Wirkungsgradkennlinie können 8.3.4 entnommen werden. Der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs ist vom Betriebspunkt abhängig. Dies beeinflusst den momentan erzeugten Wasserstoffmassenstrom, welcher aufgrund der variierenden gaseitigen Beschränkung geregelt wird. Das Überlastverhalten ist durch Aufwärm- und Abkühlvorgänge charakterisiert. Außerdem sind der Speicherprozess und der Gastransport in den Rohrleitungen instationäre Vorgänge.

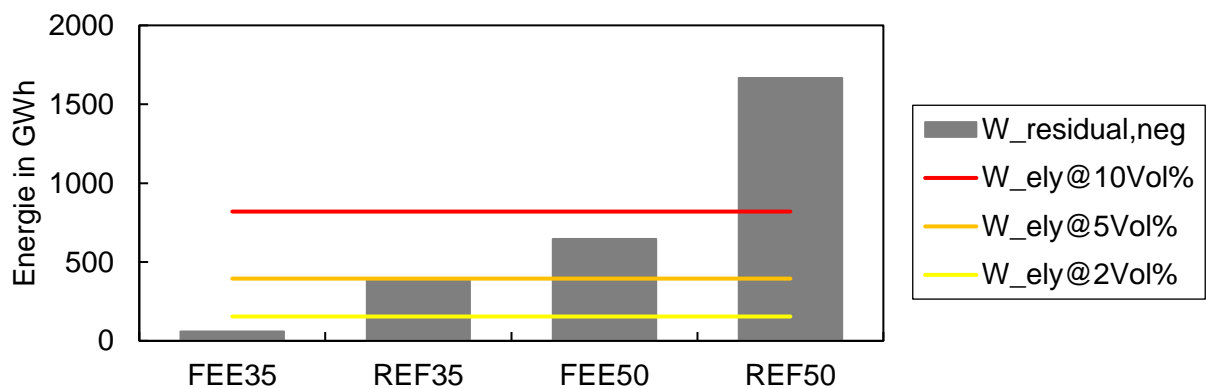


Abbildung 35: Benötigte elektrische Elektrolysearbeit zur Einspeisung von 2, 5 und 10 Vol.-% Wasserstoff (Wirkungsgrad: 75 %) und negative residuale elektrische Arbeiten in 2035 und 2050 in den Referenzszenarien (REF) und bei alleiniger Berücksichtigung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) in der Berechnung der Residuallast.

4.5.3. Ergebnisse

Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz und Nutzung im Gaswärmesektor

Im Folgenden wird die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz und die Bereitstellung im Gaswärmesektor untersucht. Mit PtGA ist die Elektrolyse inklusive Speicher, Peripherie und Regelung gemeint. Neben der direkten Speicherung und des Transports des erzeugten Wasserstoffs, besteht die Möglichkeit diesen in das Gasnetz einzuspeisen und so dem Endkunden bilanziell zur Verfügung zu stellen. Der Vorteil ist, dass die bestehende Infrastruktur mit ihrer Speicherkapazität genutzt und somit kurzfristig umgesetzt werden kann. Demgegenüber steht allerdings die technisch beschränkte Einspeisung von Wasserstoff. Die theoretisch mögliche CO₂-Reduktion lässt sich durch die energetische Verdrängung von Erdgas ermitteln und ist in Abbildung 36 für verschiedene Wasserstoffkonzentrationen dargestellt:

$$\Delta_{\text{mCO}_2} = \Delta_{\text{mImport Erdgas}} = \left(\frac{H_{\text{s},0\% \text{H}_2}^{\text{Gas}}}{H_{\text{s},x\% \text{H}_2}^{\text{Gas}}} \cdot (1 - \xi_{\text{H}_2}^{\text{H}_2}) - 1 \right) \cdot 100 \%, \quad (19)$$

worin $H_{\text{s},0\% \text{H}_2}^{\text{Gas}}$ und $H_{\text{s},x\% \text{H}_2}^{\text{Gas}}$ die Brennwerte des Gasgemisches bei 0 und x Vol.-% Wasserstoff im Erdgas sind und Tabelle 17 unter 8.3.3 entnommen werden können.

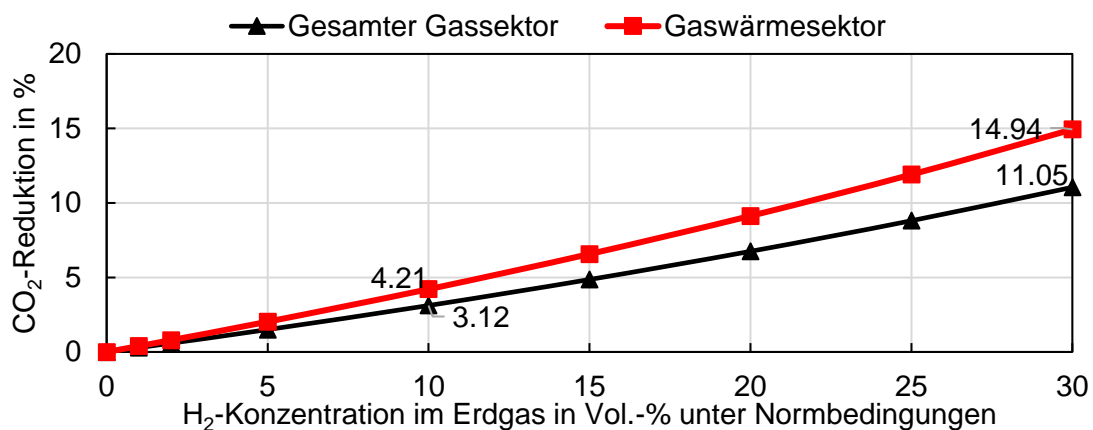


Abbildung 36: Theoretische CO₂-Reduktion im Gassektor und Gaswärmesektor in Abhängigkeit der Wasserstoffkonzentration.

Der Wärmesektor hat im Referenzfall unter den getroffenen Annahmen einen Anteil von 74 % am gesamten Gasbedarf in Hamburg (s. dazu 8.3.2), was den Unterschied zwischen der roten zur blauen Linie begründet.

Die in Abschnitt 3.1. abgebildete Aufteilung der Wärmebereitstellung (Szenario REF) wird wie in 8.3.2 erläutert modifiziert, indem alte Ölheizgeräte durch Gasheizgeräte ersetzt werden. Dadurch können wie in Abbildung 37 dargestellt allein 3,6 % CO₂-Emissionen im Wärmesektor vermieden werden (OIL). Erhöht man die durchschnittliche Effizienz aller Geräte von 98 % auf 105 % (auf den Heizwert bezogen) können insgesamt 7,7 % vermieden werden (OILCB). Durch die zusätzliche Maßnahme der Einspeisung von Wasserstoff können bei 10 Vol.-% insgesamt maximal 10 % CO₂-Emissionen vermieden werden (PtGOILCB). Die Angaben beziehen sich nur auf den Wärmesektor exklusive 17 % Wärmebereitstellung durch das zentrale Fernwärmenetz und sind bisher nur theoretische Grenzbetrachtungen.

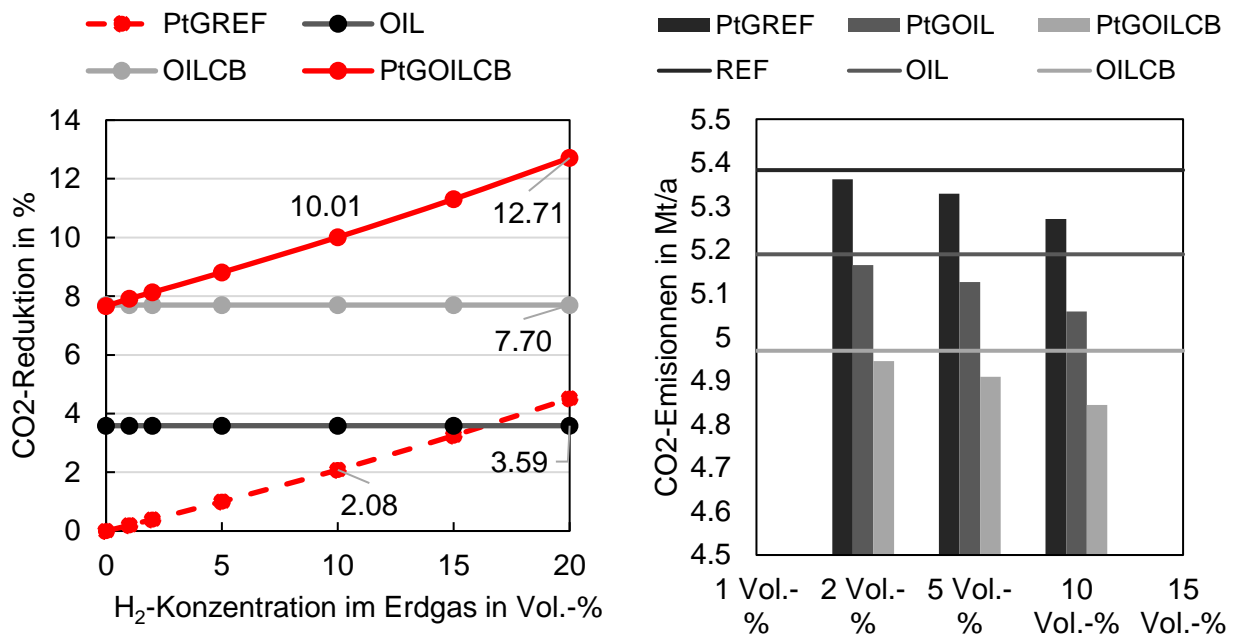


Abbildung 37: CO₂-Reduktion im Wärmesektor in Hamburg (exklusive 17 % Fernwärme) mit Einspeisung von Wasserstoff im Referenzfall (PtGREF), Substitution von Öl durch Gas (OIL), zusätzliche Erhöhung der Effizienz der Gasgeräte von 98 auf 105 % (OILCB) und zusätzlicher Einspeisung von Wasserstoff (PtGOILCB).

In Abbildung 38 sind die Ergebnisse der stationären und der dynamischen Auslegung der PtGA beispielhaft für das Jahr 2050 dargestellt. In der stationären Auslegung ist unter der Annahme, dass weder zeitliche Änderungen auf der elektrischen noch auf der Gasseite auftreten und der Elektrolyseur somit über das ganze Jahr kontinuierlich zur Erzeugung der geforderten Menge Wasserstoff betrieben wird, kein Speicher nötig. Dann ergeben sich für 10 Vol.-% 74,5 MW in *PtGstat-10Vol-50* und 82,5 MW in *PtGstat-OILCB-10Vol-50*. Die Annahmen für die Kostenberechnung können Tabelle 19 unter 8.3.5 entnommen werden. Aus der Abbildung geht hervor, dass im REF-Wärmesystem 0,11 Mt/a CO₂-Emissionen reduziert werden können (1,2 %). Allein durch die Änderung der Wärmebereitstellung in OILCB können 0,414 Mt/a gespart werden (4,4 %). Die zusätzliche Einspeisung von Wasserstoff vermindert die Emissionen um weitere 0,125 Mt/a, so dass insgesamt 5,8 % im Vergleich zu REF-50 vermieden werden können. Bei den Kosten wird ersichtlich, dass die PtGA in der stationären Berechnung zu einer Verminderung der Systemkosten führen würde, da durch die Verdrängung des Erdgases mehr eingespart würde als an Ausgaben für die PtGA anfielen. Die Kostenverminderung durch OILCB begründet sich auf den geringeren Erdgaspreis und die erhöhte Effizienz der Geräte im Vergleich zu Öl. Durch die zeitliche Betrachtung und die Berücksichtigung der hoch volatilen Verfügbarkeit auf der elektrischen Seite, erhöhen sich bei gleicher H₂-Erzeugung die installierten Elektrolyseleistungen, so dass in Realität die Gesamtkosten im Vergleich zum jeweiligen Referenzsystem zunehmen. In *PtGdyn-50* bedeutet dies eine Kostenerhöhung von 18,75 MEUR/a. In *PtGdyn-OILCB-50* kann im Vergleich zu REF-50 aufgrund der effizienteren Gasgeräte insgesamt eine Kostensenkung um 14,90 MEUR/a erreicht werden.

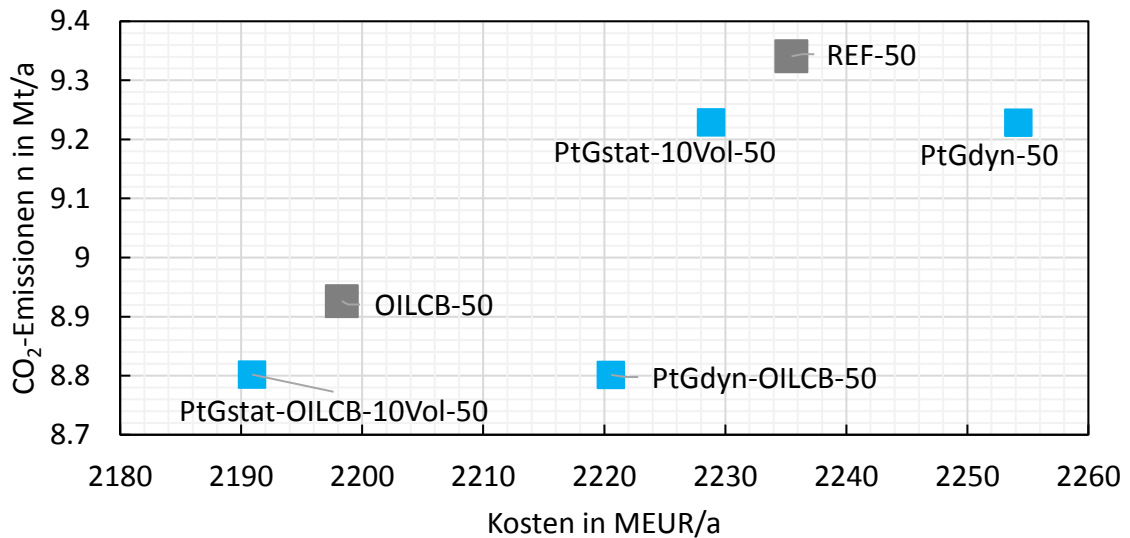


Abbildung 38: Absolute CO₂-Emissionen und Kosten der Strom- und Wärmeversorgung von Hamburg im Jahr 2050 im REF- und OILCB-Wärmesystem mit stationär und dynamisch ausgelegtem PtG-Systemen.

In Tabelle 9 sind die Ergebnisse der ausgewählten Szenarien dargestellt. Die Auslegung der Elektrolyseure ohne Speicher erfolgte über

$$P_{\text{Ely},n,o.Sp.}^{\text{el}} = \frac{\max \left\{ \min \left\{ \dot{m}_{\text{Ely}}^{\text{H}_2} (P_{\text{res,neg}}^{\text{el}}(t), t); \dot{m}_{\text{ein}}^{\text{H}_2}(t) \right\}, \forall t \right\} \cdot H_s^{\text{H}_2}}{\eta(P_{\text{Ely},\text{max}}^{\text{el}}) \cdot \frac{P_{\text{Ely},\text{max}}^{\text{el}}}{P_{\text{Ely},n}^{\text{el}}}}, \quad (20)$$

so dass die maximale elektrische Leistung des Elektrolyseurs mit der maximal möglichen Erzeugung bzw. Einspeisung zusammenfällt. Für den Fall mit Speicher wird der Elektrolyseur 2050 so ausgelegt, dass mit der gegebenen negativen Residuallast am Ende des Jahres die geforderte Wasserstoffmasse (bei gegebenem Einspeiselimit) erzeugt wird:

$$m_{\text{ein},x\%}^{\text{H}_2} = \frac{1}{H_s^{\text{H}_2}} \int_0^t \frac{P_{\text{Ely}}^{\text{el}}(t)}{\eta(P_{\text{Ely}}^{\text{el}}(t))} dt. \quad (21)$$

Die Auslegung erfolgt per Simulation in Dymola iterativ. Auch die Bestimmung des Kavernenvolumens muss iterativ mittels dynamischer Simulation erfolgen, da der Wärmeübergang, welcher von der Größe der Kaverne abhängt, die Temperatur und den Druck im Speicher beeinflusst und damit wiederum das erforderliche Volumen. Folgende Bedingungen müssen dabei erfüllt sein:

$$p_{\text{Kaverne}}^{\text{H}_2}(t_{\text{end}}) \approx p_{\text{Kaverne}}^{\text{H}_2}(t_{\text{start}}), \quad T_{\text{Kaverne}}^{\text{H}_2}(t_{\text{end}}) \approx T_{\text{Kaverne}}^{\text{H}_2}(t_{\text{start}}) \quad \text{und} \quad (22)$$

$$\min \left(p_{\text{Kaverne}}^{\text{H}_2}(t) \right) \approx p_{\text{min}}. \quad (23)$$

Durch die erste Forderung, dass Enddruck und -temperatur gleich Startdruck bzw. -temperatur sein muss, wird sichergestellt, dass das Jahressaldo des Speichers gleich Null ist (Endspeicherstand ist gleich Angangsspeicherstand). Die zweite Bedingung erreicht, dass der Speicher zu mindestens einem Zeitpunkt fast ganz leer ist, so dass keine Überdimensionierung stattfindet. Somit erfolgt eine Auslegung mit kleinstmöglicher Elektrolyseleistung und einem Speichervolumen, das zu jedem Zeitpunkt die Einspeisung des geforderten Limits erzielt.

In Abbildung 39 sind links die CO₂-Vermeidungskosten dargestellt. Die zusätzliche Installation eines Speichers verringert die Kosten. 2050 sind die Kosten geringer, da das Stromangebot größer ist und somit höhere Volllaststunden der PtGA erreicht werden können.

In der rechten Abbildung ist die Reduktion bzw. Ausnutzung der überschüssigen Erneuerbaren Energie für die Szenarien mit Speicher abgebildet. In 2035 kann ca. 50 % und in 2050 ca. 57 % genutzt werden.

Tabelle 9: Ergebnisse der Simulationen mit PtGA in den Szenarien REF und OILCB und den Jahren 2035 und 2050 mit und ohne Speicher

	PtG-REF-35		PtG-OILCB-35		PtG-REF-50		PtG-OILCB-50	
	o. Sp.	m. Sp.	o. Sp.	m. Sp.	o. Sp.	m. Sp.	o. Sp.	m. Sp.
$P_{\text{Ely},n}^{\text{el}}$ in MW	119	110	132	110	126	268	140	310
$P_{\text{Verdichter},n}^{\text{el}}$ in MW	-	1,394	-	1,333	-	3,045	-	4,427
V_{geo} in m ³ (geometri. Volumen)	-	11.800	-	11.400	-	422.000	-	419.000
$\Delta V_n^{\text{H}_2}$ in Mio. m ³ (Arbeitsvolumen)	-	1,04	-	1,00	-	37,05	-	36,79
$m_{\text{ein}}^{\text{H}_2}$ in t	2.487	3.500	2.715	3.500	5.427	15.642	5.989	17.378
$\Delta m_{\text{NG}}^{\text{CO}_2}$ in t/a ⁵	17.913	25.333	19.552	25.332	39.086	112.654	43.122	125.152
ΔC_{PtGA} in MEUR/a ⁶	11,12	11,15	12,38	11,13	9,08	18,75	10,13	22,26
ΔC_{REF} in MEUR/a ⁷	11,12	11,15	-24,78	-26,03	9,08	18,75	-27,03	-14,90
c_{H_2} in EUR/kg ⁸	4,47	3,17	4,56	3,16	1,67	1,20	1,69	1,28

In Abbildung 40 sind die Annuitätskosten aufgeteilt nach den Komponenten dargestellt. Die Erlöse ergeben sich durch die Verdrängung der Erdgasimporte. Es wird deutlich, dass die Investitionskosten der Elektrolyse den größten Anteil hat gefolgt durch die O&M-Kosten, wobei diese auch zum größten Teil durch den Elektrolyseur hervorgerufen werden. Der Verdichter und der Speicher haben keinen großen Einfluss auf die Kosten. Durch die Verdrängung des Erdgases können hohe Kostenreduktionen erzielt werden.

⁵ CO₂-Vermeidung durch Verdrängung der Erdgasimporte

⁶ Annuitätskosten durch PtGA (Investment, O&M, Wasserverbrauch, Erdgasinderkosten)

⁷ Gesamtkostenänderung des Szenarios im Vergleich zu REF (inkl. Kostenminderung durch OILCB)

⁸ Wasserstoffgestehungskosten: $\Delta C_{\text{PtG}}/m_{\text{ein}}^{\text{H}_2}$

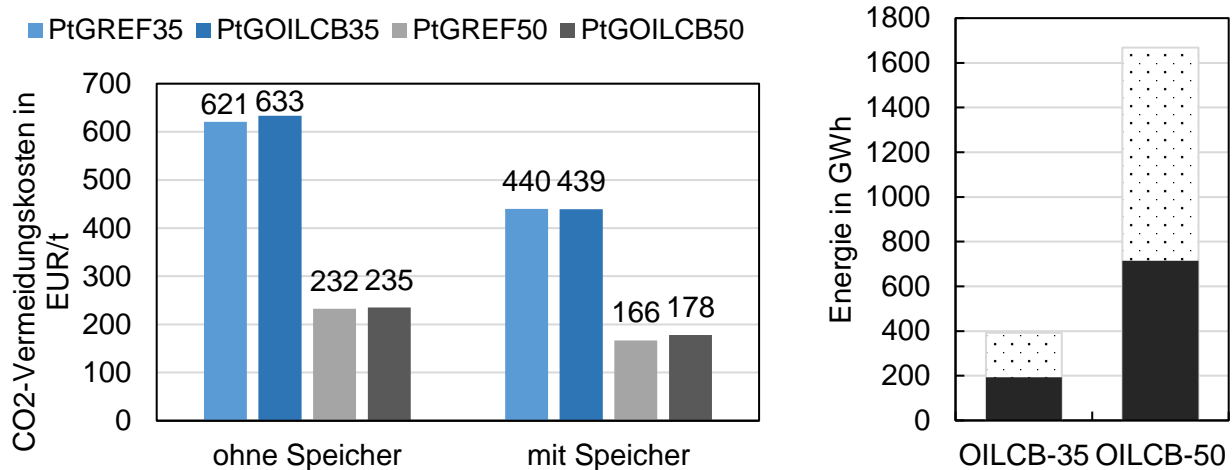


Abbildung 39: CO₂-Vermeidungskosten der PtGA mit und ohne Speicher für die Szenarien REF und OILCB in den Jahren 2035 und 2050 (links) und genutzte elektrische negative residuale Arbeit (rechts).

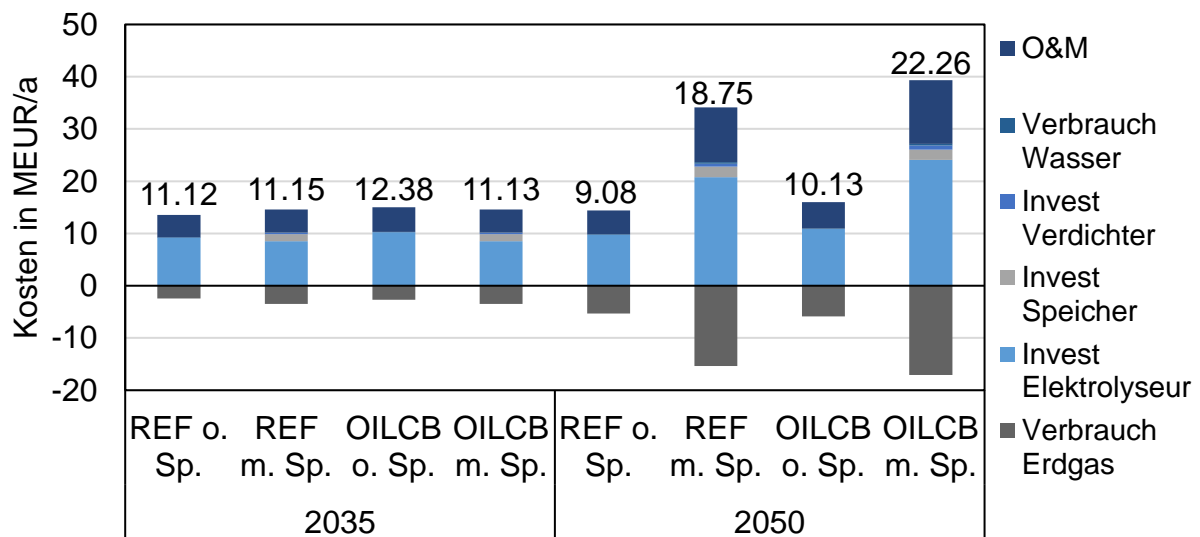


Abbildung 40: Jährliche Annuitätskosten der PtGA nach Szenarien und aufgelöst nach Komponenten. Die Werte geben die resultierenden Kosten nach Abzug der Erlöse (negativ) an.

In einer Sensitivitätsanalyse werden die Investmentkosten der Elektrolyse (und damit verbunden auch die O&M-Kosten der Elektrolyse) sowie der Erdgaspreis variiert. Des Weiteren wird ebenfalls ein CO₂-Zertifikatspreis für die kleinen Anlagen angenommen (nach derzeitiger Gesetzeslage erst ab einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW) und variiert. Die relativen Änderungen der sind in Abbildung 41 dargestellt. Insgesamt ist zu erkennen, dass die Auswirkungen im Jahr 2050 größer sind (Steigung der Geraden: 2050: ~1,65 %-Pkt., 2035: ~1,17 %-Pkt.). Das liegt daran, dass sowohl die Kosten als auch die Erlöse im Vergleich höher sind. Liegen die Linien nah beieinander, dann sind die prozentualen Anteile des jeweils variierten Beitrags an den Gesamtkosten ähnlich. Bei Investitionskosten in die Elektrolyse von 360 €/kW wäre die Annuität im Jahr 2050 Null. Die Geraden der anderen beiden Variationen sind wesentlich flacher. Erst bei CO₂-Zertifikatspreisen ab 166 €/t (s. a. Abbildung 39) wäre der Kostendeckungspunkt in 2050 erreicht. Der Erdgaspreis müsste bei 54 €/MWh liegen. Würde man 2050 von 600 €/kW ausgehen und die CO₂- und Erdgaskosten variieren, dann wäre ein CO₂-Zertifikatspreis von 76 €/t oder ein Erdgaspreis von 40 €/MWh ausreichend. Dieser CO₂-Preis wäre

in der Größenordnung von jenem in der Schweiz. Eine Erhöhung der Volllaststunden der PtGA durch einen stärkeren Ausbau der Erneuerbaren Energien, würde die Kosten auch senken.

Neben den abgebildeten Preisen hat auch der Zinssatz einen großen Einfluss auf die Kosten. Eine Halbierung von 7 % auf 3,5 % verringert die Kosten um 27-30 % (2035) bzw. 35-41 % (2050). Demgegenüber führt eine Verdopplung zu einer Erhöhung der Kosten um 29-32 % (2035) bzw. 38-45 % (2050).

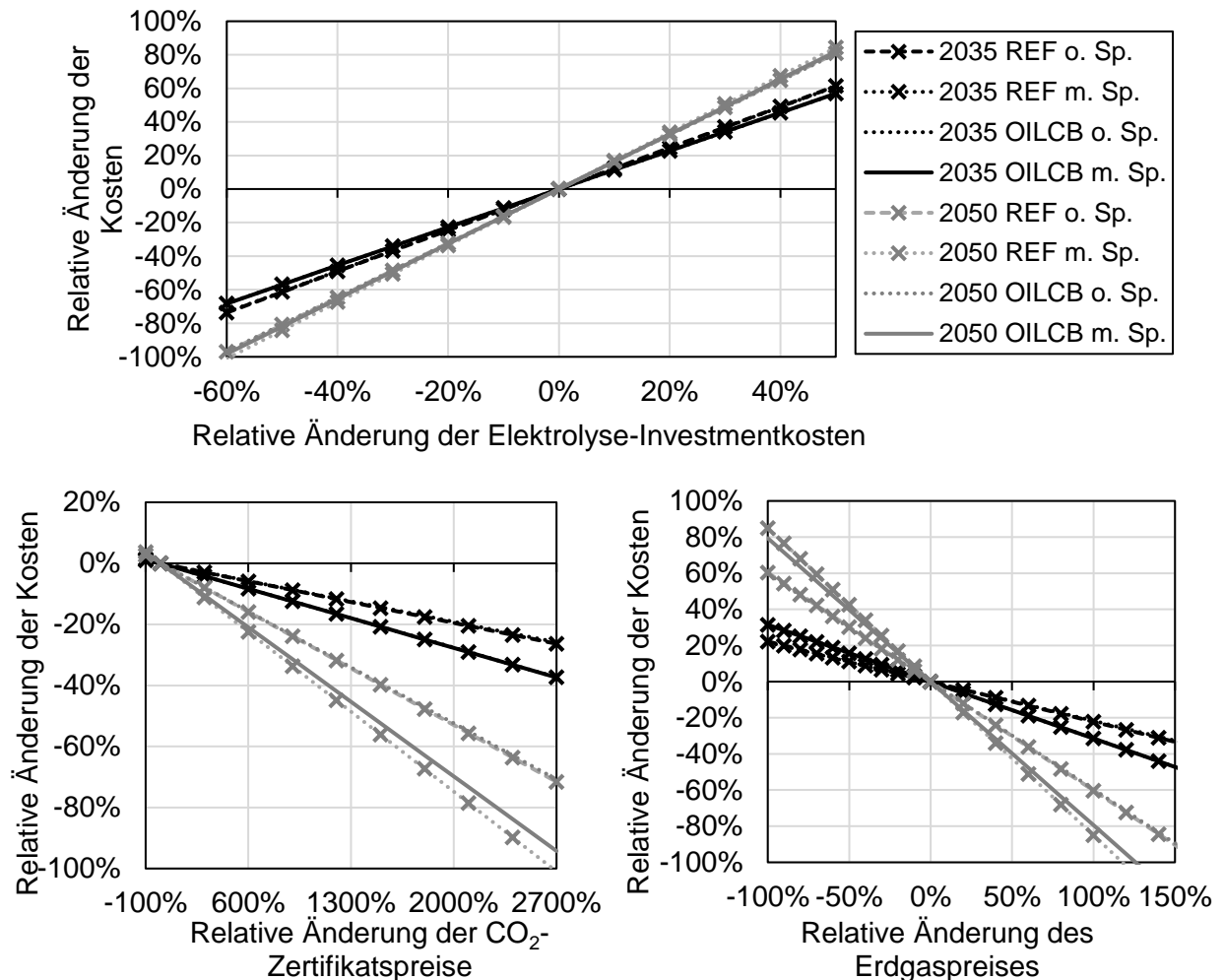


Abbildung 41: Sensitivitätsanalyse für Investmentkosten der Elektrolyse (oben), den CO₂-Zertifikatspreis (unten links) und den Erdgaspreis (unten rechts) auf die PtGA-Kosten (0 %: 900 €/kW, 6 €/t, 25 €/MWh).

Direkte Nutzung des Wasserstoffs in der Hamburger Industrie

Alternativ kann der Wasserstoff direkt stofflich in der Hamburger Industrie genutzt werden. Um die CO₂-Vermeidungskosten direkt mit den vorherigen Ergebnissen vergleichen zu können, wird die gleich Menge Wasserstoff ersetzt wie im Szenario PtG-REF-50, also 15.642 t, was ca. 96 % des substituierbaren Wasserstoffs entspricht. Damit ist auch die erforderliche Elektrolyseleistung gleich groß (268 MW). Stellvertretend für alle H₂-Verbraucher wird der Standort der H&R Ölwerke Schindler (s. Abbildung 11) und der Standort der PtGA in Reitbrook angenommen. Eine detaillierte Analyse ergab, dass eine Wasserstoffpipeline im Vergleich zu Wasserstofftrailern und dem bilanziellen Transport über das Erdgasnetz die effizienteste Variante ist [102].

Die Pipeline wird parallel zur Hochdruck-Erdgasleitung verlegt und hat eine Länge von 39,15 km. Die Auslegung ergibt einen Durchmesser der Pipeline von 0,15 m (siehe 8.3.6). Aufgrund des stetigen Wasserstoffbedarfs (Sinusschwingung angenommen, s. a. 8.3.6), ist ein größeres Kavernenvolumen von 600.000 m³ notwendig. Würde ein Dampfreformer die Menge Wasserstoff erzeugen, wäre ein um den Faktor 4,1069 größere Erdgasmasse notwendig⁹. Somit würden 64.240 t Erdgas und 0,169 Mt CO₂ vermieden werden. Damit ergeben sich Annuitätskosten von 14,59 MEUR/a und CO₂-Vermeidungskosten von 88,2 EUR/t. Obwohl die Speicherkosten höher sind und zusätzlich in eine Wasserstoffpipeline investiert wird, sind die Vermeidungskosten im Vergleich zu PtG-REF-50 nur etwas mehr als halb so groß (siehe Tabelle 10). Dies liegt an der höheren Verdrängung von Erdgas und damit verbunden an den vermiedenen Erdgasimportkosten.

Würde man 2050 von Investitionskosten in die Elektrolyse von 600 €/kW (statt 900 €/kW) ausgehen, dann lägen die CO₂-Vermeidungskosten bei *H2Industry* bei 28 €/t (-68 %) und in *PtG-REF*, wie im vorherigen Abschnitt bereits erwähnt, bei 76 €/t (-54 %). Es wird deutlich, dass das Kostensenkungspotenzial bei der direkten industriellen Nutzung höher ist, als bei der Nutzung im Wärmesektor.

Tabelle 10: Ergebnisse der direkten Wasserstoffnutzung mit Transport per Pipeline in der Industrie im Vergleich mit der Nutzung im Wärmesektor nach Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz.

	H2Industry-50	PtG-REF-50
$P_{\text{Ely},n}^{\text{el}}$ in MW	268	268
$P_{\text{Verdichter},n}^{\text{el}}$ in MW	3,611	3,045
V_{geo} in m ³	600.000	422.000
$\Delta V_n^{\text{H}_2}$ in Mio. m ³	52,68	37,05
$L_{\text{Pipeline}}^{\text{H}_2}$ in m	39.150	-
$m_{\text{ein}}^{\text{H}_2}$ in t	15.642	15.642
$\Delta m_{\text{NG}}^{\text{CO}_2}$ in t/a	168.845	112.654
ΔC_{PtGA} in MEUR/a	14,89	18,75
c_{H_2} in EUR/kg	0,95	1,20
$\Delta C_{\text{PtG}}/\Delta m_{\text{NG}}^{\text{CO}_2}$ in EUR/t	88,2	166,4

4.5.4. Zusammenfassung

In dem Sekundärträger-orientiertem Großspeicherszenario wurde insbesondere die Einspeisung von Wasserstoff in das Hamburger Hochdruck-Gasnetz und die Nutzung im dezentralen Gaswärmesektor untersucht. Dazu wurden physikalische Modelle des Gasnetzes, der Elektrolyse, des Kavernenspeichers und der Verbraucher erstellt. Die Initialisierung konnte mit Hilfe eines statischen Parametermodells erreicht und beschleunigt werden.

Aus den Ergebnissen des Szenarios lässt sich folgendes schlussfolgern:

- Eine zeitlich aufgelöste Analyse unter Berücksichtigung der Schwankungen auf der Strom- und Gasseite ist notwendig. Eine statische Betrachtung würde aufgrund der unterschätzten erforderlichen Elektrolyseleistung einer positiven Annuität durch die vermiedenen Erdgasimporte führen. Die zeitlich detaillierte Untersuchung zeigt aber, dass für die gleiche CO₂-Reduktion weitaus höhere Kapazitäten erforderlich sind, was zu negativen Annuitätskosten der Power-to-Gas-Anlage führt.

⁹ Aus dynamischer Simulation mit einem Dampfreformer, der auf den zu substituierbaren Wasserstoffbedarf ausgelegt ist

- Bei der Modellierung müssen die Dichteänderungen des Gasgemisches und bei der Regelung des Gasverbrauchers die Änderung des Brennwertes berücksichtigt werden, da ansonsten das CO₂-Reduktionspotenzial stark unterschätzt würde - bei 10 Vol.-% H₂-Einspeisung um 66 % (s. a. Abbildung 50).
- Eine dynamische Simulation ist erforderlich, da die Wasserstoffspeicherung und der Transport im Erdgasnetz instationäre Vorgänge sind. Der Zustand des Gases im Speicher (Druck und Temperatur) hängt von der Wärmeübertragung an das umgebende Medium ab. Die Propagation des Wasserstoffs im Erdgasnetz ist maßgeblich von der Geschwindigkeit des Gases und somit vom Verbrauch abhängig.
- Die Kosten hängen stark von den Investitionen in die Elektrolyse ab. Eine Halbierung der Elektrolysekosten würde die Kosten um 60 % in 2035 und 80 % in 2050 reduzieren. Eine Verdopplung des Erdgaspreises würde die Kosten 2050 um 60-80 % und 2035 um 20-30 % reduzieren.
- Die Bepreisung der CO₂-Emissionen von Kleinanlagen kann ebenfalls zur Kostensenkung beitragen. Allerdings wären CO₂-Preise von mindestens 166 €/t in 2050 und 440 €/t in 2035 erforderlich um Kostendeckung zu erreichen. Reduziert man die Elektrolysekosten von 900 auf 600 €/kW, dann wären CO₂-Preise von 76 €/t in 2050 und 275 €/t in 2035 ausreichend.
- Die CO₂-Vermeidungskosten sind im Jahr 2050 kleiner (ca. 37 % jener von 2035), was an den höheren Überschüssen und somit höheren Betriebsstunden der Elektrolyse liegt. Die Investition in einen Kavernenspeicher wirkt sich positiv auf die Kosten aus, da bei gleicher Elektrolyseleistung wesentlich mehr Wasserstoff eingespeist und somit CO₂ reduziert werden kann.
- Die direkte Nutzung des Wasserstoffs in der Industrie mit Transport per Wasserstoffpipeline ist mit deutlich geringeren CO₂-Vermeidungskosten verbunden, da wesentlich mehr Erdgas verdrängt wird (Vergleichsprozess: Dampfreformer). Bei Elektrolyse-Investitionskosten von 600 €/kW lägen diese bei 28 €/t in 2050.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass unter den getroffenen Annahmen des Referenzszenarios mit einem Kraftwerkspark, der über die Jahresarbeit von Deutschland auf Hamburg skaliert wurde, nur geringe Überschüsse aus Erneuerbaren Energien in Hamburg zur Verfügung stehen. Laut [77] (Szenario 2035 B2) ist allerdings voraussichtlich das Verhältnis von bereitgestellter zu benötigter elektrischer Energie im Raum Norddeutschland¹⁰ im Vergleich zu Deutschland etwa doppelt so groß und das Verhältnis von bereitgestellter Erneuerbarer Energie zu benötigter elektrischer Energie sogar um den Faktor 2,67 höher. Dies würde bedeuten, dass im Norden wesentlich mehr Überschüsse anfielen und somit zu einer Kostensenkung der PtGA durch geringere Speichervolumina und Elektrolysekapazitäten aufgrund höherer Betriebsstunden führen würde.

¹⁰ Schleswig-Holstein, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Bremen

5. Gegenüberstellung und Bewertung der Ergebnisse

5.1. Gegenüberstellung der Schwerpunktszenarien

Abschließend können die Kosten und Emissionen der Schwerpunktszenarien gegenübergestellt und bewertet werden. Die Entscheidung, ob eine Variante mit höheren Kosten aber geringeren Emissionen gegenüber einer anderen Variante vorzuziehen ist, ist letztlich eine politische Entscheidung. Daher werden die Ziele einer Reduktion von Emissionen und einer möglichst geringen Kostenerhöhung gleichberechtigt dargestellt (Abbildung 42).

Aus den verschiedenen ZoS-Variationen wurde für diese Gegenüberstellung der Ergebnisse, die ZoS-Variation 11 ausgewählt. Diese weist die geringsten CO₂-Emissionen der betrachteten Varianten auf. Der Kraftwerkspark dieser Variante besteht ausschließlich aus erdgasbefeuerten Anlagen und aus zwei PtGtCHP Anlagen (Beschreibung der Variation 11 unter 4.2. Die Kombination aus Brennstoffsubstitution (Erdgas statt Kohle) und dem Einsatz von PtGtCHP-Anlagen führen zu einer Reduzierung der CO₂-Emissionen im Vergleich zu den REF-Szenarien. Allerdings führen die zusätzlichen Investitionen zu einer Erhöhung der Gesamtkosten. Es ist dabei anzumerken, dass die installierte Stromerzeugungskapazität der ZoS-Varianten höher als bei allen anderen Systemen ist, was eine höhere Versorgungssicherheit (Summe der abrufbaren Erzeugung bezogen auf die maximale elektrische Last) mit sich bringt.

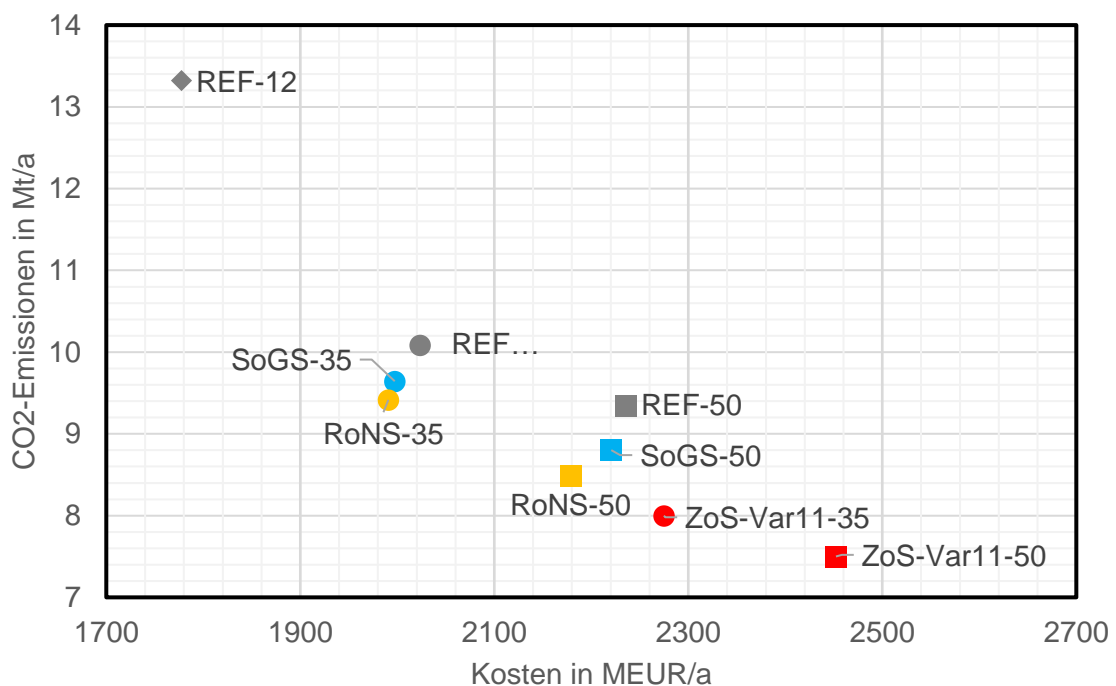


Abbildung 42: Vergleich der Simulationsergebnisse von Kosten und Emissionen für die betrachteten Schwerpunktszenarien (Beschreibung unter 3.3).

Die Systeme des regelungs-orientierten Nachfrageszenarios (RoNS) und des sekundärenergieträger-orientierten Großspeicherszenarios (SoGS) haben den gleichen Kraftwerkspark wie das Referenzsystem (REF). Die Veränderungen der Emissionen und Kosten gegenüber den entsprechenden Referenzsystemen ist daher im Vergleich zu den ZoS-Varianten geringer. Allerdings sind die CO₂-Vermeidungskosten negativ, die Reduzierung von Emissionen erfolgt also bei einer Reduzierung der Gesamtkosten.

Im System RoNS ist die Reduktion von Emissionen gegenüber dem Referenzsystem auf die effizientere Bereitstellung von Wärme durch den Einsatz von Wärmepumpensystemen zurückzuführen. Darüber hinaus führt der auf das jeweilige Angebot aus FEE optimierte Einsatz der Kraftwerke und Speicher zu einer Einsparung von Brennstoff und einer besseren Ausnutzung der FEE. Die zusätzlichen Investitionskosten für Wärmepumpensysteme werden durch diese Brennstoffeinsparungen kompensiert, sodass sich insgesamt gegenüber dem Referenzsystem eine Kosteneinsparung ergibt.

Auch in den SoGS-Systemen ist die Reduktion von Emissionen im Wesentlichen auf die effizientere Bereitstellung von dezentraler Wärme zurückzuführen. Die Investition in die simulierten Power-to-Gas-Anlagen führt außerdem zu einer verbesserten Ausnutzung des Angebots aus FEE.

5.2. Kritische Betrachtung und Sensitivitätsanalyse

Bei der Berechnung von Systemkosten nach der Annuitätenmethode (Abschnitt 2.2.2) hat der angenommene Zinssatz starken Einfluss auf das Ergebnis. Abbildung x zeigt wie sich die Systemkosten der Referenzsysteme verändern, wenn an Stelle der Zinssatz um 3% nach oben oder unten verändert wird.

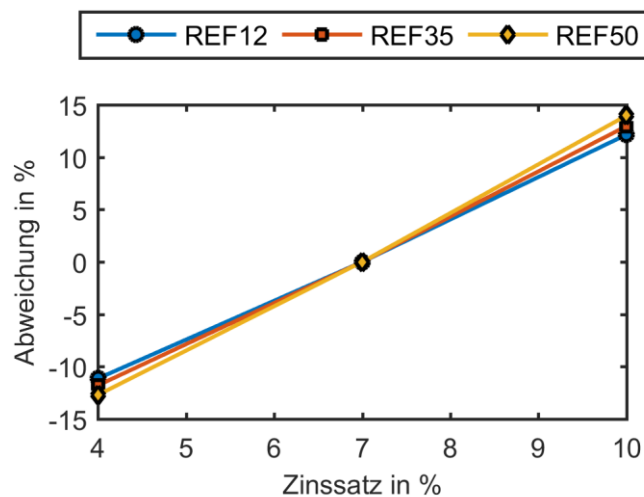


Abbildung 43: Veränderung der berechneten Systemkosten der Referenzsysteme bei Variation des angenommenen Zinssatzes. Dargestellt ist die Abweichung bezogen auf die Simulation mit dem Zinssatz 7%.

Es zeigt sich, dass ein um 3% erhöhter Zinssatz zu einer Erhöhung der Gesamtkosten um 14% führt (System REF50). Bei einem um 3% reduzierten Zinssatz verringern sich die berechneten Gesamtkosten im System REF50 um 13%. Der Vergleich der drei Systeme macht deutlich, dass der angenommene Zinssatz sich stärker auf Systeme mit höheren Kosten auswirkt. So verändern sich im System REF12 die Kosten um +13% bzw. -11% bei der Variation des Zinssatzes um +/- 3%. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass nicht alle Investitionen mit dem gleichen Zinssatz realisiert werden können. Die dadurch entstehende Unsicherheit der oben dargestellten Ergebnisse müssen bei der Bewertung der verschiedenen Maßnahmen berücksichtigt werden.

Die Erzeugung aus FEE in den vorgestellten Simulationen basiert auf Profilen, die von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht wurden [103–106]. Diese wurden für die verschiedenen Ausbaustände der FEE linear mit der installierten Anlagenleistung skaliert. Um den Einfluss der Profile auf das Systemverhalten zu untersuchen, wurde im Sinne einer Sensitivitätsstudie das System REF50 mit verschiedenen dieser

Profile simuliert (Abbildung 44). Das Profil des Referenzsystems stammt aus dem Jahr 2015, für die Sensitivitätsstudie wurden die Jahre 2011 (hohes Windaufkommen) und 2014 (hohes Solarangebot) und 2012 (Wind- und Solarangebot typisch für die Jahre 2010 bis 2015) betrachtet. Um aufzuzeigen welche Sensitivität die Ergebnisse auf die Profile und damit die Modellierung der Erzeugungszeitreihen aufweisen, wurden alle Profile auf die gleichen Volllaststunden skaliert.

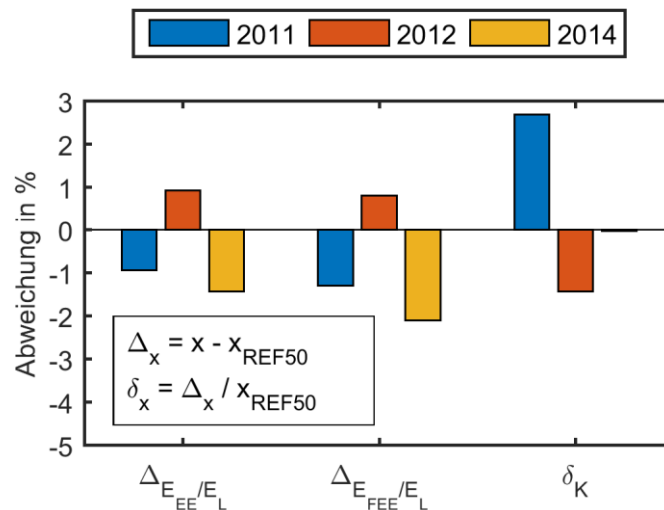


Abbildung 44: Sensibilität der Simulationsergebnisse des Anteils EE am Strombedarf (links), des Anteils FEE am Strombedarf (Mitte) und der Systemkosten (rechts) auf die Erzeugungsprofile der FEE der Jahre 2011, 2012 und 2014 bei gleichen Volllaststunden (Referenzjahr 2015).

Die Ergebnisse zeigen, dass die Profile auf die nutzbaren Anteile EE am Bedarf mit einer maximalen Abweichung von -2,1 Prozentpunkten einen vernachlässigbaren Einfluss haben. Der Einfluss auf die Systemkosten ist mit einer maximalen Abweichung von 2,7% etwas höher jedoch auch noch vernachlässigbar. Dies deutet darauf hin, dass die ermittelten Ergebnisse weitestgehend unabhängig von dem angenommenen Erzeugungsprofil sind.

Einen großen Einfluss auf die Ergebnisse haben dagegen die angenommenen Volllaststunden (VLS) der FEE (Abbildung 45). Dargestellt sind die Simulationsergebnisse von sieben Varianten des Systems REF50 in denen die Volllaststunden der FEE (Wind, Sonne, Laufwasser) im Bereich $\pm 30\%$ variiert sind.

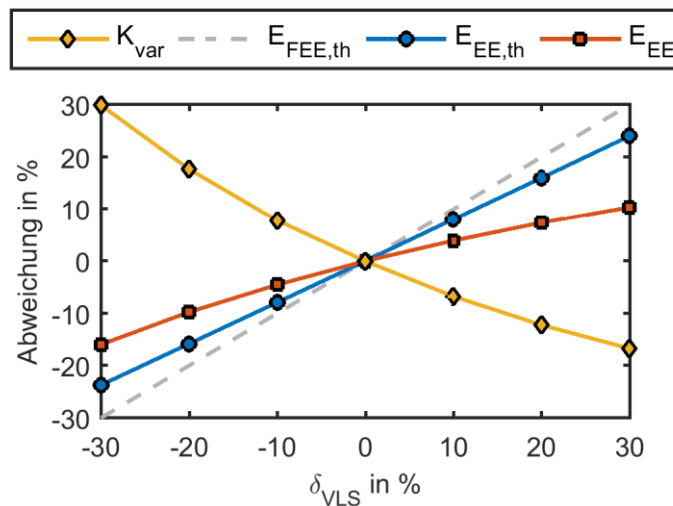


Abbildung 45: Sensibilität der Anteile EE und FEE am Strombedarf sowie der variablen Kosten (gelb) auf die Volllaststunden der FEE im System REF50.

Das Energieangebot aus FEE variiert entsprechend linear in diesem Bereich (grau dargestellt). Da nur eine indirekte Wirkung auf die Erzeugung der sonstigen EE (z. B. Biomasseanlagen) besteht, sind die Auswirkungen der VLS auf das gesamte EE Angebot im Vergleich geringer (blau dargestellt).

Noch geringer sind die Auswirkungen der angenommenen VLS auf die tatsächlich integrierte EE (rot), die außerdem durch die stärkere Abregelung bei höheren Anteilen asymmetrisch ist. Die meisten Studien zur Entwicklung der VLS der FEE gehen von einer starken Erhöhung in den nächsten Jahrzehnten aus [107]. In der vorliegenden Simulation des Systems REF50 bewirkt eine Erhöhung der VLS um 30% gegenüber den verwendeten Werten des Jahres 2015 nur eine Erhöhung des nutzbaren Anteils um 10%. Eine Erhöhung der VLS um 30% entspricht der jeweils optimistischsten Prognose der Einzeltechnologien in dem Studienvergleich [107]. Höhere Volllaststunden wirken sich durch die Einsparung von fossilen Brennstoffen positiv auf die variablen Kosten auf. Je höher die Volllaststunden, desto geringer ist der Effekt auf die variablen Kosten, da mit höherem Angebot an FEE auch die Abregelung zunimmt.

6. Zusammenfassung

Die Integration hoher Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien in das bestehende Energieversorgungssystem bringt Herausforderungen mit sich, weil die Stromerzeugung aus diesen Quellen vom Wetter abhängen und damit nicht im gleichen Maße wie im Falle von thermischen und hydraulischen Kraftwerken regelbar ist. Durch die geringen Grenzkosten erneuerbarer Erzeuger werden thermische Kraftwerke zunehmend aus dem Markt gedrängt und erbringen folglich weniger Volllaststunden. Die thermischen Kraftwerke sind jedoch im bestehenden Energiesystem einerseits für wichtige Regelaufgaben im Rahmen der Wirkleistungs-Frequenzregelung zuständig, andererseits tragen ihre synchron zur Netzfrequenz rotierenden Massen zu der Stabilität der Netzfrequenz bei.

Simulationen des betrachteten Energiesystems weisen auf einen Handlungsbedarf hin, um bei gegebenem Ausbaupfad der erneuerbaren Energien nach EEG-Gesetz die klimapolitischen Ziele einerseits zu erreichen und die bestehende Versorgungssicherheit andererseits zu erhalten. Das untersuchte System REF50, welches den Ausbaustand EE in Deutschland im Jahr 2050 widerspiegelt, weist einen nutzbaren Anteil EE am Strombedarf von 74% auf und liegt damit unter dem Zielwert der Bundesregierung von mindestens 80%. Grund dafür ist aber nicht ein fehlendes Angebot aus erneuerbaren Energiequellen, sondern die Mindesterzeugung aus thermischen Kraftwerken, die für die Bereitstellung von Regelleistung, sowie zur Deckung des Wärmebedarfs in KWK-Anlagen notwendig ist und zu einer Abregelung von EE führt. Gleichzeitig ist das Angebot an Momentanreserve reduziert, was die Stabilität des elektrischen Netzes gefährden kann.

Die Untersuchung von fünf Schwerpunktszenarien hat gezeigt, dass es eine Vielzahl von Speicherpotenzialen und alternativen Erbringern von Flexibilität gibt, die erst durch eine gekoppelte Betrachtung der Versorgungssysteme von Strom und Wärme in Erscheinung treten. So erlauben Verbraucher mit typischerweise vorhandenen Wärmespeichern wie Wärmepumpensysteme eine Verschiebung von elektrischer Last in Zeiten eines hohen Angebots aus FEE. Fehlende synchron rotierende Masse im elektrischen Netz kann im Betrachtungsjahr in 95% der Zeit über die Bereitstellung von Momentanreserve aus Windkraftanlagen kompensiert werden. Der Bedarf an Primärregelung im betrachteten System kann durch eine netzdienliche Steuerung von Verbrauchern, z. B. der Elektrolyse in der Aluminium-Herstellung gedeckt werden. Schließlich kann der Bedarf an Sekundärregelung effizient aus einer Kombination von Pumpspeichern, Anlagen in KWK und Abregelung von FEE bereitgestellt werden. Eine Einsatzoptimierung der Speicher und Kraftwerke unter Berücksichtigung dieser Potenziale zur Bereitstellung von Regelleistung führt zu einer besseren Ausnutzung des Angebots aus FEE. Die erforderlichen Investitionen zur Erschließung dieser Potenziale beschränken sich dabei im Wesentlichen auf Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT).

Der gewählte Ansatz einer Systemsimulation mit variabler Zeitschrittweite erlaubt eine Bewertung der Versorgungssicherheit in Bezug auf die Funktion der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung. Neben den anfallenden Kosten und CO₂-Emissionen kann so über die benötigte Austauschleistung des betrachteten Teilnetzes mit dem umliegenden Verbundnetz ein Vergleich der Regelbarkeit in den Systemen mit unterschiedlichem Ausbaustand der FEE erfolgen. Während das Referenzsystem REF35 eine erhöhte Standardabweichung der Austauschleistung gegenüber dem System REF12 zeigt, ist durch die optimierte Regelleistungsbereitstellung die Standardabweichung im regelungs-orientiertem System RoNS35 sogar geringer als im Referenzfall.

In REF35 können knapp 400 GWh und in REF50 knapp 1700 TWh bereitgestellter elektrischer Energie aus erneuerbaren Ressourcen nicht integriert werden. Diese können in SoGS zu 50 % in 2035 bzw. 57 % in 2050 in Wasserstoff gespeichert und in das Erdgasnetz eingespeist werden. Bei einer bilanziellen Nutzung im Wärmesektor könnte bei einer Zumischung von 10 Vol.-% Wasserstoff eine CO₂-Reduktion von 1,2 % in 2050 gegenüber dem Referenzszenario erreicht werden. Die Substitution alter Öl- und Gaskessel durch effiziente

Gasheizgeräte hat einen weitaus größeren Effekt (Reduktion um 4,4 %) und hat darüber hinaus den Nebeneffekt, dass mehr Wasserstoff eingespeist und somit zusätzliche 1,4 % Emissionen vermieden werden können. In diesem Fall können die Kosten selbst bei Installation der Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) reduziert werden. Betrachtet man nur die Kosten-Nutzen (CO₂-Reduktion) -Bilanz der PtGA, dann liegen die CO₂-Vermeidungskosten in 2050 mit Elektrolysekosten von 600 €/kW bei 76 Euro pro Tonne CO₂. Die Kosten sind stark von den Investitionskosten in den Elektrolyseur und dem Erdgaspreis abhängig.

Die ZoS-Ergebnisse deuten darauf hin, dass PtGtCHP-Anlagen zu geringeren CO₂-Emissionen, höheren Gesamtkosten, höherem EE-Anteil am Fernwärmebedarf (Wärmebeitrag aus erneuerbarem Wasserstoff), und höherem EE-Anteil an Strombedarf (Strombeitrag aus erneuerbarem Wasserstoff) führen. Die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme in PtGtCHP-Anlagen führt auch zu einer guten Nutzung des erneuerbaren Wasserstoffs. Angesichts der emissionstechnischen Vorteile dieser Technologie wäre die Anwendung dieser Technologie sinnvoll. Kostenreduktionen und passende Randbedingungen beim Strom- und Wärmemarkt könnten die Verbreitung dieser Technologie beschleunigen. Die ZoS-Ergebnisse deuten auch darauf hin, dass PtH-Anlagen zu geringeren CO₂-Emissionen, höherem EE-Anteil am Fernwärmebedarf, minimaler Erhöhung des EE-Anteils am Strombedarf (KWK-Verdrängungs-Effekt), und geringerem Anteil von KWK-Strom am Stromverbrauch (KWK-Verdrängungs-Effekt) führen. PtH-Anlagen haben darüber hinaus eine geringere Auswirkung auf die Gesamtsystemkosten, so dass deren Anwendung bereits jetzt zu empfehlen ist.

Der KWK-Verdrängungs-Effekt konnte auch im dezentralen Szenario mit dem BHKW beobachtet werden. Durch die Verdrängung konnte wärmeseitig der Anteil EE erhöht werden. Auf der elektrischen Seite kommt es auf die Vorrangregelung an: bei vorrangiger EE-Nutzung im Bilanzraum, ändert sich der EE-Anteil an der Strombereitstellung nicht, wohingegen dieser bei BHKW-Vorrang zunimmt aufgrund der Verdrängung. In jedem Fall nehmen die VLS des BHKW ab und es wird mehr Strom importiert, was negative Auswirkungen auf die Kosten und je nach Strommix auch auf die Emissionen hat. Ein gleichgroßer elektrischer Energiespeicher kann zwar die CO₂-Emissionen stärker reduzieren, da weniger importiert werden muss, führt aber zu einer starken Kostenerhöhung und nur zu einer sehr geringen Steigerung des EE-Anteils an der Energieversorgung (Strom und Wärme).

Im Projekt TransiEnt.EE sind verschiedene Optionen zur CO₂-Minderung und EE-Integration in Szenarien gruppiert und mit einem neuen methodischen Ansatz zur Energiesystemanalyse untersucht worden. Der Vergleich dieser Optionen zeigt, dass zusätzliche Flexibilität zwar grundsätzlich zu reduzierten variablen Kosten, nicht aber zu einer Minderung der CO₂-Emissionen führt, weil durch zusätzliche Flexibilität auch konventionelle Kraftwerke mit geringen Grenzkosten (typischerweise Kohlekraftwerke) begünstigt werden können. Der gewählte Ansatz einer dynamischen Simulation ermöglicht im Rahmen einer Energiesystemanalyse auch nichtlineare Vorgänge (z. B. Transportvorgänge im Erdgasnetz) und das Regelverhalten (z. B. Wirkleistungs-Frequenz-Regelung) zu berücksichtigen. In der Kombination mit Optimierungsmodellen zur Abbildung der Vorgänge an Energiemärkten ist mit der Systemsimulation daher eine Energiesystemanalyse möglich, die über die Möglichkeiten der bisher üblichen Verfahren hinausgeht.

7. Literaturverzeichnis

- [1] ENWG. Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 7.7.2005, Artikel 1: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2005 Teil 1 Nr. 42*. July 2005, P. 1970–2018
- [2] ANDRESEN, L., DUBUCQ, P., PENICHE, R., ACKERMANN, G., KATHER, A. and SCHMITZ, G. Status of the TransiEnt Library: Transient simulation of coupled energy networks with high share of renewable energy. In : *Proceedings of the 11th International Modelica Conference*. Paris : Modelica Association, 2015. p. 695–705
- [3] BMWI. Die Energie der Zukunft - Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie BMWi*. November 2015,
- [4] BMWI. Zahlen und Fakten Energiedaten. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie BMWi*. April 2016,
- [5] AGEB. Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2012. *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen AGEB*. May 2014,
- [6] BMWI. *Grünbuch Energieeffizienz*. 2016
- [7] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH and TECHNISCHE UNIVERSITÄT DORTMUND. *Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. 2014
- [8] ARBEITSGRUPPE ERNEUERBARE ENERGIEN-STATISTIK (AGEE-STAT) ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN. *Stromerzeugungskapazitäten, Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch 2015*
- [9] BRAUNER, G., GLAUNSINGER, W., BOFINGER, W., JOHN, M., MAGIN, W., PYC, I., SCHÜLER, S., SCHULZ, S., SCHWING, U., SEYDEL, P. and STEINKE, F. *Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke - Szenarien bis 2020*. 2012
- [10] ZIEMS, C., MEINKE, S. and NOCKE, J. *Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen*. 2012
- [11] HARTMANN, N. *Rolle und Bedeutung der Stromspeicher bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Deutschland Speichersimulation und Betriebsoptimierung*. Universität Stuttgart, 2012.
- [12] EHRGOTT, M. *Multicriteria Optimization*. Auckland : Springer Berlin Heidelberg, 2005.
- [13] POHEKAR, S.D. and RAMACHANDRAN, M. Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2004, Vol. 8, no. 4, p. 365–381 DOI 10.1016/j.rser.2003.12.007.
- [14] BABROWSKI, S. *Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem*. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015.
- [15] KANGIESSE, A. *Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen*. Technische Universität Dortmund, 2014.
- [16] ADAMEK, F., HEERS, S., DEDERICHS, T. and KURZ, T. Netzentwicklungsplanung 2012: Technische Überprüfung der Ausbau- und Verstärkungsvorhaben der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2022 durch die Bundesnetzagentur. In : *Internationaler ETG-Kongress*. 2013. p. 1–7 ISBN 9783800735501.
- [17] OEHSEN, A. Von. *Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland*. Universität Kassel, 2012.
- [18] HASCHE, B. *Operational impacts of large-scale wind power generation in the German power system*

- and effects of integration measures*. Universität Stuttgart, 2012.
- [19] ADAMEK, F., AUNDRUP, T., GLAUNSINGER, W., KLEIMAIER, M., LANDINGER, H. and LEUTHOLD, M. *Energiespeicher für die Energiewende*. 2012
- [20] GENOESE, F. *Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration EE in Deutschland*. Karlsruher Institut für Technologie, 2013.
- [21] KLOBASA, M. *Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement (Abschlussbericht)*. 2009
- [22] STADLER, I. *Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Universität Kassel, 2006.
- [23] KÖHLER, S. and LEUSDEN, C.P. Potenzialanalyse flexibilisierter KWK-Anlagen. In : BECKMANN, Michael and HURTADO, Antonio (eds.), *Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden 2014*. Dresden : Technische Universität Dresden, 2014.
- [24] KLÖPSCH, M., BEECKEN, J. and FEUERRIEGEL, S. *Maximierung der Kraftproduktion durch optimale Nutzung des Energiebedarfes im Fernwärmenetz (KWK-Optimierung) - Band 1: Gesamtbericht*. 2007
- [25] RECKNAGEL, V. Flexible Integration von KWK und erneuerbaren Energien durch Fernwärmespeicherung im Netz. In : BECKMANN, Michael and HURTADO, Antonio (eds.), *Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden 2014*. Dresden : Technische Universität Dresden, 2014.
- [26] MEERBECK, B. *Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung zum Ausgleich elektrischer Leistungsschwankungen*. Dissertation. Universität Stuttgart, 2001.
- [27] ANDERLOHR, T. and GRASSMAN, A. Flexibilisierung der Betriebsweise von Heizkraftwerken durch Wärmespeicher und Elektrokessel. In : BECKMANN, Michael and HURTADO, Antonio (eds.), *Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden 2014*. Dresden : Technische Universität Dresden, 2014. p. 1–13
- [28] TRIEB, F.X. *Wasserstoff-Energiespeicher für autonome elektrische Energiesysteme, die auf regenerativen Quellen basieren*. Universität Oldenburg, 1991.
- [29] UECKERDT, F., LUDERER, G. and MÜLLER-HANSEN, F. *Analyse des Klimaschutzpotentials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan (Management-Summary)*. Potsdam, 2013
- [30] STILLER, C., SCHMIDT, P., MICHALSKI, J., WURSTER, R., ALBRECHT, U., BÜNGER, U. and ALTMANN, M. *Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und Schleswig-Holstein*. 2010
- [31] DVGW-ARBEITSBLATT G 260. Gasbeschaffenheit. *Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches DVGW*. March 2013,
- [32] DVGW-ARBEITSBLATT G 262. Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. *Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches DVGW*. September 2011,
- [33] PICK, H., STRAUCH, M. and DREYER, R. *WEG Jahresbericht 2012 Zahlen und Fakten*. Hannover, 2013
- [34] REITENBACH, V., GANZER, L., ALBRECHT, D. and HAGEMANN, B. Influence of added hydrogen on underground gas storage: a review of key issues. *Environmental Earth Sciences*. 2015, Vol. 73, no. 11, p. 6927–6937 DOI 10.1007/s12665-015-4176-2.
- [35] BÜNGER, U., MICHALSKI, J., CROTOGINO, F. and KRUCK, O. Large-scale underground storage of hydrogen for the grid integration of renewable energy and other applications. In : *Compendium of Hydrogen Energy*. Elsevier Ltd., 2016. p. 133–163. ISBN 9781782423645.
- [36] GÖTZ, M., LEFEBVRE, J., MÖRS, F., MCDANIEL KOCH, A., GRAF, F., BAJOHR, S., REIMERT,

- R. and KOLB, T. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy*. 2016, Vol. 85, p. 1371–1390 DOI 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- [37] KRÄHLING, M. *Gemischt-ganzzahlige Optimierung des Kraftwerks- und Energiespeicherparks in Stromnetzen mit hohem Anteil von Wind- und Solarenergie*. Masterarbeit. Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, 2015.
- [38] BERGH, K. Van Den, BRUNINX, K., DELARUE, E. and WILLIAM, D. *A Mixed-Integer Linear Formulation of the Unit Commitment Problem*. 2014
- [39] BRUNINX, K. *Improved modeling of unit commitment decisions under uncertainty*. PhD Thesis. KU Leuven, 2016.
- [40] KOCH, S. *Demand Response Methods for Ancillary Services and Renewable Energy Integration in Electric Power Systems*. PhD Thesis. ETH Zürich, 2012.
- [41] DANY, G. *Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil*. Dissertation. Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, 2000.
- [42] UMMELS, B.C. *Wind Integration: Power System Operation with Large-Scale Wind Power in Liberalised Environments*. PhD Thesis. Technische Universiteit Delft, 2009.
- [43] DUBUCQ, P. and ACKERMANN, G. Optimal Use of Energy Storage Potentials in a Renewable Energy System with District Heating. In : *International Renewable Energy Storage Conference IRES 2017, Düsseldorf, Germany*. 2017.
- [44] FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT E.V. *Basisdaten zur Bereitstellung und Umwandlung von Brennstoffen 2009*
- [45] MAUCH, W., CORRADINI, R., WIESEMAYER, K. and SCHWENTZEK, M. Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. 2010, Vol. 55, no. 9, p. 12–14
- [46] STOLZENBURG, K., HAMELMANN, R., WIETSCHEL, M., GENOESE, F., MICHAELIS, J., LEHMANN, J., MIEGE, A., KRAUSE, S., SPONHOLZ, C., DONADEI, S., CROTOGINO, F., ACHT, A. and HORVATH, P.-L. *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem Abschlussbericht* [online]. PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR, fachhochschule lübeck PROJEKT-GMBH, Fraunhofer ISI, Institut für Energie und Umwelt e.V. an der Fachhochschule Stralsund, KBB Underground Technologies GmbH, NOW GmbH, 2014 [viewed 20 March 2017]. Available from: http://www.planet-energie.de/de/media/Abschlussbericht_Integration_von_Wind_Wasserstoff_Systemen_in_das_Energiesystem.pdf
- [47] HARTMANN, C. and SCHRADER, K. Aus Strom wird Wärme: Elektrodenheizkessel in Flensburg. *EuroHeat&Power*. 2014, Vol. 43, no. 4, p. 48–53
- [48] KONSTANTIN, P. *Praxisbuch Energiewirtschaft*. 3rd ed. Stuttgart, Germany : Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [49] BÜRGER, V., HESSE, T., QUACK, D., PALZER, A., KÖHLER, B., HERKEL, S. and ENGELMANN, P. *Klimaneutraler Gebäudebestand 2050* [online]. Dessau-Roßlau : Umweltbundesamt, 2016 [viewed 20 March 2017]. Available from: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_06_2016_klimaneutraler_gebaeudebestand_2050.pdf
- [50] RODEWALD, A. *Kohlendioxidemissionsszenarien unter Berücksichtigung zukünftiger Stromerzeugungstechnologien*. Düsseldorf : VDI-Verlag, 2008. ISBN 9783183578061.
- [51] KRIEG, D. *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff* [online]. Dissertation. Jülich : Forschungszentrum Jülich GmbH, 2010. [viewed 20 March 2017]. Available from: http://juser.fz-juelich.de/record/136392/files/Energie%26Umwelt_144.pdf

- [52] SCHMITT, F., CASPAR, J., HOLLER, S. and KLÖPSCH, M. *Wärmetransport im Wettbewerb zu dislozierter Wärmeerzeugung* [online]. Mannheim : MVV Energie AG, 2013 [viewed 20 March 2017]. Available from: http://www.eneff-stadt.info/fileadmin/media/Projektbilder/Neue_Technologien/Kostenguenstiger_Fernwaermetransport_Mvv/Abschlussbericht__Teilprojekt_1_Waermetransport_im_Wettbewerb_2014_10_07.pdf
- [53] FINANZEN.NET GMBH. *Rohstoffe* [online]. Finanzen.net, 2016 [viewed 1 June 2016]. Available from: <http://www.finanzen.net/rohstoffe>
- [54] WELFONDER, E. Regeldynamisches Zusammenwirken von Kraftwerken und Verbrauchern im Netzverbundbetrieb. *Elektrizitätswirtschaft* 70. 1980, P. 730–741
- [55] PENICHE, R. and KATHER, A. Modellierung städtischer Energiesysteme Heizkraftwerke , Fernwärmenetze und die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien. In : BECKMANN, Michael and HURTADO, Antonio (eds.), *Kraftwerkstechnik 2015: Strategien, Anlagentechnik und Betrieb*. Freiberg : SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2015. p. 1039–1051. ISBN 978-3-934409-71-2.
- [56] BEECKEN, J., FEUERRIEGEL, S. and STAPF, K. *Maximierung der Kraftproduktion durch optimale Nutzung des Energiebedarfes im Fernwärmenetz (KWK-Optimierung) - Band 5: Teilbericht Auswertung* [online]. Hamburg : Vattenfall Europe Hamburg AG, 3S Consult GmbH, Franke+Pahl GmbH, 2007 [viewed 2 August 2013]. Available from: <https://www.tib.eu/suchen/id/TIBKAT:566424452/>
- [57] BRUNNENGRÄBER, B. and LOGA, T. *Jahresdauerlinien für Niedrigenergiesiedlungen - Gemessene Tagesganglinien als Grundlage für die Auslegung von Blockheizkraftwerken* [online]. Darmstadt : Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Büro für ökologische Energienutzung (BÖE), 1996 [viewed 20 March 2017]. Available from: http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/neh_ph/BHKW_Jahresdauerlinien.pdf
- [58] CERBE, A. *Prozessnahe Einsatzoptimierung mit BoFiT unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen*. Hamburg : Hamburgische Electricitäts-Werke AG, 2002
- [59] PENICHE GARCIA, R. *Analysis of renewable energy integration options in urban energy systems with centralized energy parks*. Dissertation. Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Energietechnik, 2017.
- [60] BEECKEN, J., RIDDER, M., SCHAPER, H., SCHÖTTKER, P., MICUS, W., ROGALLA, B.-U. and FEUERRIEGEL, S. *Bessere Ausnutzung von Fernwärmeanlagen, Teilprojekt Hannover-Hamburg: Analyse des Regelverhaltens von Fernwärmenetzen* [online]. Hamburg : Hamburgische Electricitäts-Werke AG, 2000 [viewed 20 March 2017]. Available from: https://www.tib.eu/de/suchen/download///?tx_tibsearch_search%5Bdocid%5D=TIBKAT%3A32977557X
- [61] QGIS DEVELOPMENT TEAM. QGIS Geographic Information System. *Open Source Geospatial Foundation Project*. 2016,
- [62] SCHLESWIG-HOLSTEIN NETZ GMBH. *Veröffentlichungen gemäß § 40 Abs. 1 GasNZV 2016*
- [63] HAMBURG NETZ GMBH. *Veröffentlichungen gemäß § 40 Abs. 1 GasNZV 2016*
- [64] VATTENFALL EUROPE WÄRME AG. *Netzplan Vattenfall Wärme Hamburg*. 2012. Hamburg : Vattenfall Europe Wärme AG.
- [65] STROMNETZ HAMBURG GMBH. *Wie der Strom zu den Hamburgern kommt 2017*
- [66] MOHR, J. and SCHARRE, T. *Fachveranstaltung Heizungsnetzwerk im Heizwerk Barmbek der Vattenfall Wärme Hamburg GmbH Fernwärme Hamburg*. 2013. Hamburg : Vattenfall Europe Hamburg AG.

- [67] STROMNETZ HAMBURG GMBH. *Pflichtveröffentlichungen - Stromnetz Hamburg GmbH* 2014
- [68] AG ENERGIEBILANZEN E.V. Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. . 2015, P. 2015
- [69] SEILER, S. *Energiebilanz und CO₂ -Bilanzen für Hamburg 2012*. Hamburg, 2014
- [70] TRIMET ALUMINIUM SE. *Standort Hamburg - TRIMET Aluminium SE* 2014
- [71] HINRICHS-PETERSEN, K., HESSLING, M., TROTT, M. and KÜCK, K. *Aktualisierte Umwelterklärung 2014 der Aurubis AG Standorte Hamburg und Lünen*. Hamburg, 2013
- [72] APPEL, C., HAIN, S., HÖLLING, M., KRÄHLING, K., SCHMUDE, T., SCHWARZ, M.-K., SIECK, J. and STROHBÜCKER, W. *Fachgespräch im Beirat des Forschungsprojekts TransiEnt.EE*. 2015. Hamburg.
- [73] VORL, H. *Hamburger Fernwärmeversorgung Ökonomischer und ökologischer Nutzen für Hamburg*. 2013
- [74] FEIX, O., OBERMANN, R., STRECKER, M. and KÖNIG, R. *Netzentwicklungsplan Strom 2014 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 2014
- [75] BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare - Energien - Gesetz - EEG 2014)*. 2014. Deutschland.
- [76] 50HERTZ TRANSMISSION, AMPRION, TENNET TSO and TRANSNETBW. *Netzentwicklungsplan Strom 2014 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. . 2014,
- [77] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TENNET TSO GMBH and TRANSNETBW GMBH. *Netzentwicklungsplan Strom 2025, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 2016
- [78] BUNDESMINISTERIUM and BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG 2014)*. 2014.
- [79] DUBUCQ, P. and ACKERMANN, G. Frequency control in coupled energy systems with high penetration of renewable energies. In : *2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*. Taormina : IEEE, June 2015. p. 326–332 ISBN 978-1-4799-8704-7.
- [80] IBA HAMBURG GMBH. *Energiebunker*. April 2014. Hamburg : IBA Hamburg GmbH.
- [81] AVERDUNG, S. and MEINHOLD, W. Innovatives Energiekonzept Weltquartier zeigt künftige Wärmeversorgungsoption. *EuroHeat&Power*. 2014, Vol. 9, p. 1–2
- [82] BDEW, VKU and GEODE. Leitfaden-Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. *BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden*. 2013, P. 1–96
- [83] DEUTSCHER WETTERDIENST (DWD). *WebWerdis Weather Request and Distribution System* 2016
- [84] SOKRATHERM GMBH. *BHKW-Kompaktmodule zum Betrieb mit Erdgas*. 2017.
- [85] DE DIETRICH REMEHA GMBH. *Produktdatenblatt Gas 610 Eco Pro*. February 2012. Emsdetten.
- [86] RUNDEL, P., MEYER, B., MEILLER, M., MEYER, I., DASCHNER, R., JAKUTTIS, M., FRANKE, M., BINDER, S. and HORNING, A. *Speicher für die Energiewende*. Sulzbach-Rosenberg, 2013
- [87] HARLING, V. *Dynamische Simulation eines Fernwärmenetzes und Modell-basierte Optimierung der Tageseinsatzplanung*. Masterarbeit. Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Thermofluidynamik, 2016.
- [88] VDN. *TransmissionCode 2007 Anhang D2 Teil 1 Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB*. . 2007, Vol. 3, no. November, p. 1–30
- [89] DÖRSCHLAG, A. *Erbringung von Primärregelleistung durch Kleinbatteriespeicher im Poolverbund*

- unter Berücksichtigung solarer Eigenstromoptimierung.* Masterarbeit. Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, 2014.
- [90] BIXEL, T. *Untersuchung der Bereitstellung von Primärregelleistung durch Anpassung der Regelung von Kühl- und Gefrierschränken im Haushalt.* Projektarbeit. Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, 2016.
- [91] FLESCHE, T. Aluminiumelektrolyse als virtueller Stromspeicher - ein Beitrag zum Gelingen der Energiewende. *IfE Innovationsworkshop Energiewende.* 2013, Vol. 1, no. 1, p. 1–19
- [92] PLATT, M., EXNER, S. and BRACKE, R. *Analyse des deutschen Wärmepumpenmarktes Bestandsaufnahme und Trends.* 2010
- [93] EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY (ENTSO-E). *ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators.* 2012
- [94] MULJADI, E., GEVORGIAN, V. and SINGH, M. Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants. In : *Proceedings of the IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications.* Denver, Colorado : National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2012.
- [95] BEACON POWER. *Beacon Power 450 XP. Performance Specifications.* 2014.
- [96] UNIPER INNOVATION ENERGY STORAGE and HANSEWERK AG. *WindGas Hamburg* 2016
- [97] BRAUER, T. *Power to Gas Projekt "WindGas Reitbrook."* 2013. Hamburg.
- [98] STILLER, C., SCHMIDT, P., MICHALSKI, J. and WURSTER, R. *Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein.* Hamburg, 2010
- [99] SCHÖNBERGER, D. *P2G durch Elektrolyse – eine flexible Speicherlösung ... will challenge the energy industry.* 2016. Zürich : Siemens AG.
- [100] FARCHMIN, F. *Personal conversation with Siemens AG.* September 2016.
- [101] DIN 51624. Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren. *Deutsches Institut für Normung DIN.* February 2008,
- [102] ANDRESEN, L., BODE, C. and SCHMITZ, G. Dynamic simulation and evaluation of renewable hydrogen supply chains to a refinery. In : *International Gas Union Research Conference 2017 Proceedings.* Rio de Janeiro, 2017.
- [103] 50HERZ TRANSMISSION GMBH. *Kennzahlen.* Online im Internet: URL: <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen> (Stand: 21.05.2015)
- [104] TRANSNETBW. *Kennzahlen.* Online im Internet: URL: <https://www.transnetbw.de/de/transparenz/marktdaten/kennzahlen> (Stand: 21.05.2015)
- [105] TENNET. *Netzkennzahlen.* Online im Internet: URL: <https://www.tennetso.de/site/de/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen> (Stand: 21.05.2015)
- [106] AMPRION. *Netzkennzahlen.* Online im Internet: URL: <https://www.amprion.net/Netzkennzahlen/> (Stand: 21.05.2015)
- [107] KUNZ, C. *Studienvergleich : Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland Die Auslastung von Kraftwerken im Zuge der.* 2013
- [108] ICHA, P. and KUHS, G. *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014.* Dessau-Rosslau, 2015
- [109] BMWI. *Zweiter Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft."* Berlin, 2014
- [110] ASUE. *BHKW–Grundlagen.* . 2011, P. 1–48

- [111] KRIMMLING, J. *Energieeffiziente Nahwärmesysteme: Grundwissen, Auslegung, Technik für Energieberater und Planer*. Stuttgart : Fraunhofer IRB Verlag, 2011. ISBN 978-3-8167-8342-8.
- [112] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT GAS TELEKOMMUNIKATION POST UND EISENBAHNEN. *Biogas- Monitoringbericht 2014*. 2014
- [113] PAAR, A., HERBERT, F., PEHNT, M., OCHSE, S., RICHTER, S., MAIER, S. and KLEY, M. *Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien*. Heidelberg, Leimen, Frankfurt am Main, 2013
- [114] LUND, H., MÖLLER, B., MATHIESEN, B. V. and DYRELUND, A. The role of district heating in future renewable energy systems. *Energy*. 2010, Vol. 35, no. 3, p. 1381–1390 DOI 10.1016/j.energy.2009.11.023.
- [115] GEBREMEDHIN, A. Optimal utilisation of heat demand in district heating system — A case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014, Vol. 30, p. 230–236 DOI 10.1016/j.rser.2013.10.009.
- [116] WANG, H., ABDOLLAHI, E., LAHDELMA, R., JIAO, W. and ZHOU, Z. Modelling and optimization of the smart hybrid renewable energy for communities (SHREC). *Renewable Energy*. 2015, Vol. 84, p. 114–123 DOI 10.1016/j.renene.2015.05.036.
- [117] HENNING, H.-M., PALZER, A., FRAUNHOFER, FRAUNHOFER ISE, HENNING, H.-M., PALZER, A., FRAUNHOFER and FRAUNHOFER ISE. *Energiesystem Deutschland 2050*. Freiburg, 2013
- [118] BUORO, D., PINAMONTI, P. and REINI, M. Optimization of a Distributed Cogeneration System with solar district heating. *Applied Energy*. 2014, Vol. 124, p. 298–308 DOI 10.1016/j.apenergy.2014.02.062.
- [119] DALLA ROSA, A., BOULTER, R., CHURCH, K. and SVENDSEN, S. District heating (DH) network design and operation toward a system-wide methodology for optimizing renewable energy solutions (SMORES) in Canada: A case study. *Energy*. 2012, Vol. 45, no. 1, p. 960–974 DOI 10.1016/j.energy.2012.06.062.
- [120] WOLFF, D. and JAGNOW, K. Endbericht Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung - Untersuchung von Nah- und Fernwärmenetzen. . 2011,
- [121] LUO, X., WANG, J., DOONER, M. and CLARKE, J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*. 2015, Vol. 137, p. 511–536 DOI 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [122] E.ON HANSE WÄRME. *Technische Richtlinien (TR) zum Anschluss an Wärmenetze*. 2012.
- [123] KLOBASA, M. Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz. *ETH Zürich*. 2007, No. 17324, p. 236
- [124] SELLNER, J. *Integriertes Energiekonzept im Werk Stade*. 2013
- [125] 50HERZ TRANSMISSION GMBH, AMPRION GMBH, TRANSNETBW GMBH and TENNET TSO GMBH. *Liste Präqualifizierte Anbieter 2015*
- [126] AURUBIS AG. *Fachgespräch im Rahmen einer Werksführung*. 2016.
- [127] LÖHRL, C. *Analyse von Potenzialen zur Erhöhung der Netzstabilität durch Anpassung des Energiebedarfs eines großen industriellen Verbrauchers*. Projektarbeit. Technische Universität Hamburg-Harburg, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, 2014.
- [128] GERTEC GMBH INGENIEURGESELLSCHAFT. *Kältemarktanalyse der Stadt Hamburg im Juni 2010*. 2010
- [129] FREY, G., SCHULZ, W., HORST, J. and LEPRICH, U. *Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich*. 2007

- [130] TECHNOTHERM INTERATIONAL. *Elektro-Speicherheizgeräte mit elektronischem Aufladeregler*. 2013.
- [131] STROMNETZ HAMBURG GMBH. *Zählverfahren - Stromnetz Hamburg GmbH* 2015
- [132] DEUTSCHER WETTERDIENST (DWD). *WebWerdis Weather Request and Distribution System* 2015
- [133] BDEW. *Energie-Info: Stromverbrauch im Haushalt*. 2013
- [134] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE E.V. *VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*. 2008.
- [135] STERNER, M. and STADLER, I. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2014. ISBN 978-3-642-37379-4.
- [136] APEL, R., AUNDRUP, T., BUCHHOLZ, M., DOMELS, H.P., FUNKE, S., GESING, T., GLAUNSINGER, W. and GRONSTEDT, P. *Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland*. Frankfurt am Main, 2012
- [137] BUNDESVERBAND WÄRMEPUMPE (BWP) E.V. *BWP-Branchenstudie 2015*. 2015
- [138] STATISTISCHES BUNDESAMT. *Gebäude und Wohnungen*. Wiesbaden, 2016
- [139] GÜNTHER, D., ALTHAMMER, J., MIARA, M. and WAPLER, J. Simulation und Analyse der Auswirkungen von Laststeuerung auf die Betriebsweise und Effizienz von Wärmepumpensystemen - Simulation and Analysis of the Impact of DSM on the Operation Behavior and the Efficiency of Heat Pump Systems. In : *Internationaler ETG-Kongress*. 2013. p. 1–8 ISBN 9783800735501.
- [140] EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY. *Network Code on Demand Connection*. 2012
- [141] BUNDESNETZAGENTUR. *Bundesnetzagentur - Kraftwerksliste* 2015
- [142] GORES, S., JÖRS, W., HARTHAN, R., ZIESING, H.J. and HORST, J. *KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit der Anreize im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten*. Dessau-Roßlau, 2014
- [143] GORES, S., EMELE, L., FÖRSTER, H., GRÖGER, J., HARTHAN, R., JÖRS, W., MATTHES, F. and ZELL, C. *Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (September 2014)*. 2014
- [144] STECK, M.H.E. *Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanung virtueller Kraftwerke*. Technische Universität München, 2013.
- [145] HANSEWERK AG. *THB - Technische Hinweise und Bestimmungen (Gas) für das Netzgebiet der HanseWerk AG, der Hamburg Netz GmbH und der Schleswig-Holstein Netz AG*. 2015.
- [146] HAMBURG NETZ GMBH. *Veröffentlichungen nach § 27 Abs.2 GasNEV* 2012
- [147] DIN EN ISO 14912. *Gasanalyse - Umrechnung von Zusammensetzungsangaben für Gasgemische*. Deutsches Institut für Normung DIN. November 2006,
- [148] TIETZE, V. and STOLTEN, D. Thermodynamics of Pressurized Gas Storage. In : STOLTEN, Detlef and EMONTS, Bernd (eds.), *Hydrogen Science and Engineering: Materials, Processes, Systems and Technology*. Wiley-VCH. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, 2016. p. 601–628.
- [149] KUSHNIR, R., DAYAN, A. and ULLMANN, A. Temperature and pressure variations within compressed air energy storage caverns. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2012, Vol. 55, no. 21–22, p. 5616–5630 DOI 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2012.05.055.
- [150] CERBE, G. *Grundlagen der Gastechnik*. 7. München/Wien : Carl Hanser Verlag, 2008. ISBN 978-3-446-41352-8.
- [151] STOLZENBURG, K., HAMELMANN, R., WIETSCHEL, M., GENOESE, F., MICHAELIS, J.,

- LEHMANN, J., MIEGE, A., KRAUSE, S., SPONHOLZ, C., DONADEI, S., CROTOGINO, F., ACHT, A. and HORVATH, P.-L. *Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem Abschlussbericht*. PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR, fachhochschule lübeck PROJEKT-GMBH, Fraunhofer ISI, Institut für Energie und Umwelt e.V. an der Fachhochschule Stralsund, KBB Underground Technologies GmbH, NOW GmbH, 2014
- [152] SCHIEBAHN, S., GRUBE, T., ROBINIUS, M., TIETZE, V., KUMAR, B. and STOLTEN, D. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2015, Vol. 40, no. 12, p. 4285–4294 DOI 10.1016/j.ijhydene.2015.01.123.
- [153] GRAF, F., GÖTZ, M., HENEL, M., SCHAAF, T. and TICHLER, R. Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten Teilprojekte B-D Abschlussbericht. . 2014, No. November
- [154] TIETZE, V., LUHR, S. and STOLTEN, D. Bulk Storage Vessels for Compressed and Liquid Hydrogen. . 2016, P. 659–689
- [155] ALTMANN, M., GAUS, S., LANDINGER, H., STILLER, C. and WURSTER, R. *Wasserstoffherzeugung in offshore Windparks: "Killer-Kriterien", grobe Auslegung und Kostenabschätzung*. 2001
- [156] ZERHUSEN. *Impact of high capacity CGH2-trailers - Deliverable 6.2*. 2013
- [157] HAMBURG WASSER. *Gebühren, Abgaben und Preise 2017*
- [158] VDI 2067 BLATT 1. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. *Verein Deutscher Ingenieure e.V.* September 2012,
- [159] HOLBORN EUROPA RAFFINERIE GMBH. *Direct communication*. 2017.
- [160] LEMMON, E.W., HUBER, M.L. and MCLINDEN, M.O. *NIST Standard Reference Database 23: Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties-REFPROP, Version 9.1, National Institute of Standards and Technology*. 2013.
- [161] KUNZ, O. and WAGNER, W. The GERG-2008 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures: An expansion of GERG-2004. *Journal of Chemical and Engineering Data*. 2012, Vol. 57, no. 11, p. 3032–3091 DOI 10.1021/je300655b.
- [162] COLEBROOK, C.F. TURBULENT FLOW IN PIPES, WITH PARTICULAR REFERENCE TO THE TRANSITION REGION BETWEEN THE SMOOTH AND ROUGH PIPE LAWS. *Journal of the Institution of Civil Engineers*. February 1939, Vol. 11, no. 4, p. 133–156 DOI 10.1680/ijoti.1939.13150.
- [163] BMWI. *Zahlen und Fakten 2016*
- [164] BUDERUS DEUTSCHLAND. *Planungsunterlage Ecostream-Gasheizkessel Logano GE434 und Gas-Brennwertkessel Logano plus GB434 mit 141 bis 750 kW*. September 2005.
- [165] WOLF GMBH. *Planungsunterlage Großkessel 450-5200 kW*. December 2009. Mainburg.

8. Anhang

8.1. Dezentrales Energieversorgungssystem

8.1.1. Elektrische Erzeugungsanlagen, Kosten und Emissionen

Der elektrische Anlagenpark von Hamburg (Tabelle 5) wurde über die Jahresarbeit der 1100 Wohneinheiten des betrachteten Systems skaliert und ist in Tabelle 11 zusammengefasst.

Tabelle 11: Installierte Leistungen und spezifische CO₂-Emissionen ([44]) der elektrischen Erzeugungsanlagen des dezentralen Szenarios.

Anlage	Installierte Leistung in kW			Spez. CO ₂ -Emissionen in g/kWh
	2012	2035	2050	
Kernkraft	62	-	-	0
Braunkohle	109	47	47	337
Steinkohle	130	56	56	403
Gas	139	209	209	202
Mineralöl	21	4	4	162
Pumpspeicher	33	65	65	0
Sonstige	21	16	16	162
Summe Konventionelle	514	397	397	789
Biomasse	33	49	57	0
Photovoltaik (PV)	170	307	346	0
Wind Onshore	159	456	648	0
Wind Offshore	1,5	95	160	0
Laufwasser	23	22	22	0
Summe Erneuerbare	386	929	1233	-
Gesamt	900	1326	1630	-

Die konventionellen Erzeugungsanlagen und die Biomasse wurden nicht mit simuliert. Stattdessen wurde für den importierten Strom ein fester Preis von 143 €/MWh angenommen und feste spezifische CO₂-Emissionen von 789 g/kWh, die folgendermaßen berechnet wurden:

$$\begin{aligned}
 e_{\text{CO}_2, \text{mix}} \cdot E_{\text{mix}} &= e_{\text{CO}_2, \text{konv}} \cdot E_{\text{konv}} + e_{\text{CO}_2, \text{EE}} \cdot E_{\text{EE}} \\
 e_{\text{CO}_2, \text{konv}} &= \frac{e_{\text{CO}_2, \text{ges}} \cdot E_{\text{ges}} - e_{\text{CO}_2, \text{EE}} \cdot E_{\text{EE}}}{E_{\text{konv}}} = \frac{e_{\text{CO}_2, \text{ges}} \cdot E_{\text{ges}}}{E_{\text{konv}}} = \frac{e_{\text{CO}_2, \text{ges}}}{x_{\text{konv}}} = \frac{e_{\text{CO}_2, \text{ges}}}{1 - x_{\text{EE}}} \quad (24)
 \end{aligned}$$

mit einem Emissionsfaktor von 609 g/kWh des Gesamtstrommixes von Deutschland im Jahr 2012 [108] und einem Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 22,8 % [109]. Die Kosten aller anderen Anlagen sind in Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Kosten (1: [110], 2: [111], 3: [112, 113], 4: [114], 5: [115, 116], 6: [117], 7: [118], 8: [119], 9: [120], 10: [121]) der Komponenten des betrachteten Systems.

Komponente	Investkosten	Jährl. O&M-Kosten in % der Investkosten	Var. Kosten in €/MWh	Brennstoffkosten in €/MWh	Lebensdauer in a
BHKW (Erdgas)	1000 ^{1,2,4} €/kW _{el}	4,5 ¹	12 ¹	41 ⁵	25 ⁴
Kessel (Erdgas)	150 ⁴ €/kW _{th}	3 ⁴	0,15 ⁴	41 ⁵	20 ⁴
Solarthermie	300 ⁶ €/ kW _{th}	1,3 ⁶	-	-	20 ⁶
Warmwasserspeicher	3,5 ⁷ €/ kW _{th}	-	-	-	40 ⁶
Warmwasserleitungen	700 ^{8,9} €/m	-	-	-	40 ^{6,8,9}
Power-to-Heat	150 ⁴ / kW _{el}	1 ⁴	1,35 ⁴	-	20 ⁴
Redox-Flow-Batterie	1200 ¹⁰ €/ kW _{el} , 850 ¹⁰ €/ kW _h	-	-	-	20 ¹⁰
Photovoltaik	950 ⁶ €/ kW _{el}	1 ⁶	-	-	25 ⁶
Wind Onshore	1150 ⁶ €/ kW _{el}	2 ⁶	-	-	25 ⁶
Wind Offshore	1650 ⁶ €/ kW _{el}	3 ⁶	-	-	25 ⁶
Laufwasser	1650 ⁶ €/ kW _{el}	2 ⁶	-	-	50 ⁶

8.1.2. Hydraulische Randbedingungen

Heizkurve

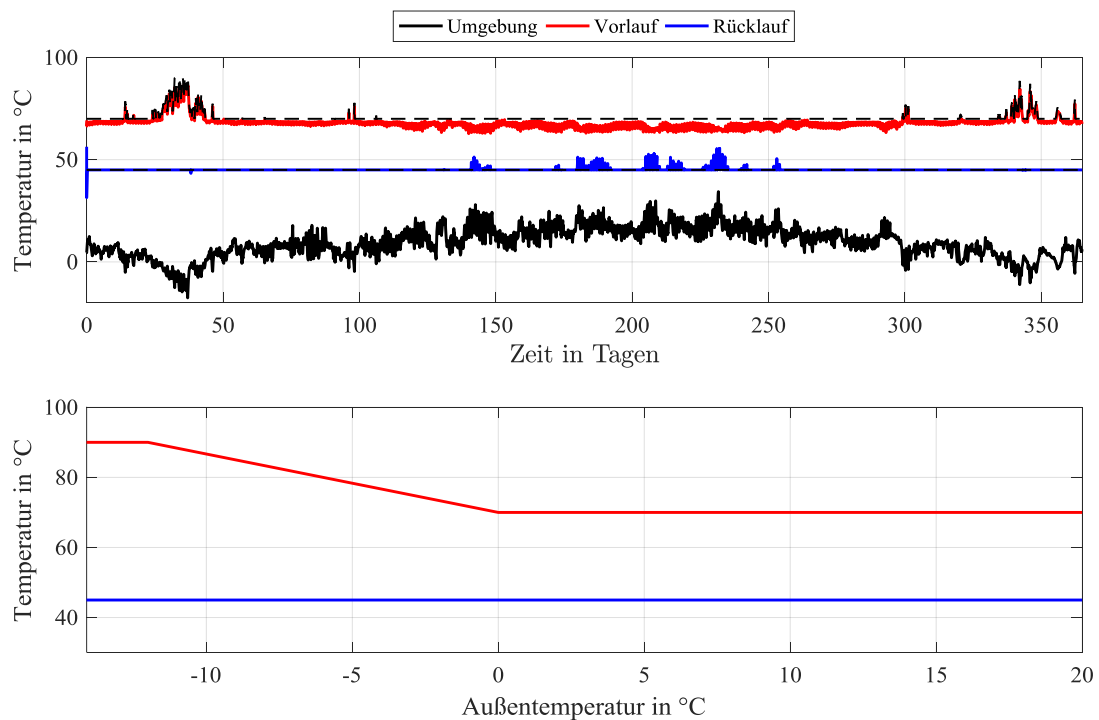


Abbildung 46: Heizkurve [122] (unten) und Außentemperatur sowie Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im simulierten Verbraucherkreislauf (oben).

Die in Abbildung 46 dargestellte Heizkurve zeigt die Sollwerte für die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen in Abhängigkeit von der Außentemperatur. Durch die Regelung der Massenströme und Brennerleistungen wird diesen Werten nachgeführt. Wie in der Abbildung oben zu erkennen ist, kann dies innerhalb gewissen Grenzen

meist eingehalten werden. Im Sommer ist die Nachführung nicht immer möglich aufgrund geringer Verbraucherlasten und Grenzen bei den Massenströmen und Erzeugungsleistungen. Es wird aber durchgängig eine Vorlauftemperatur größer 60 C gewährleistet, so dass keine Gefahr der Legionellen-Bildung besteht.

Thermische Leitungsverluste

Die thermischen Leitungsverluste in den Warmwasserleitungen werden über nachfolgende Formel berechnet:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_V &= k \cdot A \cdot (T_{VL} - T_U) \\ &= \frac{2 \frac{\lambda_{\text{Erde}}}{D_i} \cdot (\pi D_i L) \cdot (T_{VL} - T_U)}{\frac{\lambda_{\text{Erde}}}{\lambda_{\text{Iso}}} \ln \left(\frac{D_i + 2d_R + 2d_{\text{Iso}}}{D_i + 2d_R} \right) + \text{acosh} \left(\frac{2h}{D_i + 2d_R + 2d_{\text{Iso}}} \right)}. \end{aligned} \quad (25)$$

Mit folgenden Definitionen:

- Vorlauftemperatur T_{VL} (geregelt nach Heizkurve),
- Umgebungstemperatur T_U (Abbildung 46),
- Wärmeleitfähigkeit Erdreich $\lambda_{\text{Erde}} = 0,5 \text{ W/(mK)}$
- Wärmeleitfähigkeit Isolierung $\lambda_{\text{Iso}} = 0,04 \text{ W/(mK)}$
- Innerer Durchmesser der Leitung D_i
- Länge der Leitung L
- Dicke der Rohrwand $d_R = 0,02 \text{ m}$
- Dicke der Isolierung $d_{\text{Iso}} = 0,048 \text{ m}$
- Verlegungstiefe $h = 0,8 \text{ m}$

8.2. Verbrauchersteuerung und stromgeführter Betrieb von KWK-Anlagen

Die Lastprofile und Kapazitäten der Verbraucher und KWK-Anlagen im betrachteten System sind nur begrenzt verfügbar. Daher sind für die folgende Analyse viele Abschätzungen nötig.

8.2.1. Industrieverbraucher

Basierend auf der allgemeinen Bestimmung von Potenzialen zur Lastverschiebung in Deutschland [123] kann geschlossen werden, dass die folgenden fünf Unternehmen der energieintensiven Industrie im Raum Hamburg für eine netzdienliche Steuerung in Frage kommen.

- Herstellung von Chlor (Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH, Stade),
- Aluminiumherstellung (TRIMET Aluminium SE, Hamburg),
- Kupferherstellung (Aurubis AG, Hamburg),
- Stahlindustrie (ArcelorMittal GmbH, Hamburg) und
- Luftzerlegung- und Verflüssigung (Air Liquide, Fa. Linde).

Chlor-Alkali-Elektrolyse

Dow Chemical hat durch die Chlor-Alkali-Elektrolyse einen jährlichen Energiebedarf von 5 TWh [124]. Durch die sehr kontinuierliche Produktionsweise kann daraus ein mittlerer Leistungsbedarf von 570 MW abgeleitet werden, wobei die Auslastung dieser Art von Anlagen typischerweise bei 86 % liegt und nach [21] die Elektrolyse auf bis zu 40 % der Nennleistung heruntergefahren werden kann. Unter Verwendung der typischen Auslastung und des mittleren Leistungsbedarfes lässt sich die installierte Anlagenleistung auf 660 MW abschätzen. Bei einer Reduzierung der Leistung auf 40 % ergibt sich ein mittleres theoretisches Potenzial für positive Regelleistung (Lastabsenkung) von $\bar{P}_+ = 305$ MW. Analog kann ein mittleres negatives RL-Potenzial (Lastaufschaltung) von $\bar{P}_- = 93$ MW abgeleitet werden. Unter der Annahme, dass entsprechende Produktionspuffer vorhanden sind, können die maximalen Verschiebedauern mit (13) und (16) berechnet werden zu $t_+ = 3,3$ h und $t_- = 20,7$ h.

Im betrachteten Werk von Dow Chemical in Stade ist die Chlor-Alkali-Elektrolyse der Engpass in der Produktion, da alle Endprodukte auf Chlor als Grundstoff angewiesen sind [72]. Ihre Auslastung ist daher schon soweit möglich maximiert und eine Reduzierung der Anlagenleistung stets mit Produktionseinbußen verbunden. Die Chlor-Alkali-Elektrolyse wird daher der Kategorie C zugeordnet.

Aluminium-Elektrolyse

Das Hamburger Werk der TRIMET Aluminium SE produziert pro Jahr 130 000 Tonnen Elektrolysealuminium im PreBaked-Verfahren [70]. Der spezifische Gesamtenergiebedarf eines Werks inkl. Hilfsaggregaten liegt nach [123] im Bereich von 14 bis 16,5 MWh pro Tonne Aluminium, was auf einen Jahresenergiebedarf des Hamburger Werks von 1,82 bis 2,15 TWh führt. Typische Volllaststunden von Aluminium-Elektrolysezellen liegen bei 8740 Stunden [91], was auf eine mittlere Netzlast im Bereich von 205 bis 240 MW führt.

Aufbauend auf Auskünften der Firma SaarEnergie gibt [123] eine typische Verfügbarkeit von 25 % des Leistungsbedarfs von Aluminium-Elektrolyse-Anlagen für Regelleistung an, was auf ein Leistungspotenzial von 50 bis 60 MW führt. Auch die Firma TRIMET gibt eine Flexibilität von 25 % der mittleren Last und darüber hinaus eine Verschiebedauer von 48 Stunden an [91]. Die Verschiebedauer ergibt sich aus der thermischen Speicherkapazität des flüssigen Aluminiums, die in den Elektrolysezellen vorhanden ist (Aluminiumseen) und so eine kontinuierliche Versorgung der nachgeschalteten Gießereiprozesse gewährleisten kann. Die TRIMET Aluminium SE hat sich bereits für die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt präqualifiziert [125]. Die Einordnung des Potenzials erfolgt deshalb in Kategorie A. Es liegen jedoch für die Anlage in Hamburg keine

Hinweise dafür vor, dass eine zusätzliche Kapazität an Elektrolysezellen vorhanden ist, die nach einem Abruf von SRL eine Kompensation der entstandenen Produktionseinbußen erlaubt.

Kupferproduktion

Das Kupferwerk der Aurubis AG in Hamburg hat einen jährlichen Energiebedarf von 1,1 TWh [71]. Nach Aussage der Aurubis AG liegt die mittlere Leistungsaufnahme des Werks bei 80 MW und bei Spitzenlast in der Größenordnung von 90 MW. Die Leistungsaufnahme ist durch die kontinuierliche Produktion in guter Näherung konstant über der Zeit. Die Aurubis AG ist für die Bereitstellung von Sekundär- und Minutenreserve präqualifiziert und bietet zur Zeit 5 MW positive Sekundärregelleistung an [126].

Da die Hamburger Anlage für die Sekundärregelleistung präqualifiziert ist und der Erbringungszeitraum 4 h beträgt wird dieser Wert als gesichert angenommen und das Potenzial der Kategorie A zugeordnet.

Stahlproduktion

In der Stahlproduktion der ArcelorMittal GmbH wird ein Elektro-Lichtbogenofen (ELO) mit einer installierten Leistung von 120 MW eingesetzt, der diskontinuierlich mit jeweils einer Dreiviertelstunde Schmelzvorgang und einer Viertelstunde Befüllung betrieben wird [72, 127].

Während der Befüllung nimmt der ELO keine Leistung auf und kann nicht eingeschaltet werden, weshalb in diesem Zeitraum weder positives noch negatives RL-Potenzial vorhanden ist. Während des Schmelzvorgangs liegt die mittlere Leistungsaufnahme bei 95 MW. Die Leistung kann auf 80 % der mittleren Leistung gedrosselt werden, ohne dass der Prozess negativ beeinflusst wird, was ein mittleres positives RL-Potenzial von $\overline{P}_+ = 19$ MW während des Schmelzvorgangs ergibt. Das mittlere negative RL-Potenzial während des Schmelzvorgangs liegt entsprechend der Anlagenleistung bei $\overline{P}_- = 25$ MW.

Die von der ArcelorMittal GmbH freundlicherweise zur Verfügung gestellten Leistungsmessungen des Jahres 2012 zeigen eine Auslastung des ELO von 66,4 %. Für die mittlere Verschiebedauer kann geschrieben werden:

$$t_+ = \frac{\overline{P}_L - P_n}{P_{\min} - P_0} \cdot 24 \text{ h} \cdot 66,4\% = 9,1 \text{ h} \quad \text{und} \quad t_- = 24 \text{ h} \cdot 66,4\% - t_+ = 6,8 \text{ h}. \quad (26)$$

Da der ELO von ArcelorMittal Hamburg bereits für die Teilnahme am Minutenreservemarkt präqualifiziert ist [125], wird das Potential in Kategorie A eingeordnet. Durch den diskontinuierlichen Betrieb und die damit einhergehenden kurzen Verfügbarkeiten ist eine Nutzung des Potenzials im Bereich der automatischen ablaufenden Primär- und Sekundärregelleistung bei heutigen Präqualifizierungsbedingungen nicht möglich.

Luftzerlegung

In Hamburg gibt es zwei Anlagen, in denen Luft durch Komprimierung und anschließender Verflüssigung und Rektifikation in ihre Bestandteile zerlegt wird. Die Verdichtung der Luft ist dabei ein geeigneter Prozess für die Verbrauchersteuerung, da der Prozess auf bis zu 70 % gedrosselt werden kann [21]. In der Analyse [128] des Hamburger Kältemarktes wird der Energiebedarf der beiden Hamburger Anlagen auf 318 GWh abgeschätzt. Unter der Annahme einer kontinuierlichen Produktion und einer möglichen Abregelung um 30 % ergibt sich eine regelbare Leistung von etwa 11 MW. In [21] ist für die Verbrauchersteuerung von Anlagen zur Luftzerlegung eine maximale Verschiebedauer von 4 h an. Da die Datenbasis dieser Aussage unklar ist und keine Hinweise dafür vorliegen, dass in den Hamburger Betrieben signifikante Speicher oder Überkapazitäten vorhanden sind, die bei einer Lastbeeinflussung Produktionseinbußen verhindern können, wird die Luftzerlegung Kategorie C zugeordnet.

8.2.2. Haushalts- und GHD Sektor

Im Haushalts- und GHD Sektor sind im Bereich der Wärmebedarfsdeckung häufig thermische Speicherkapazitäten oder Pufferspeicher vorhanden, die eine zeitliche Verschiebung der Last erlauben. Da der Wärmebedarf stark von der Außentemperatur abhängt, sind die Potenziale zur Laststeuerung entsprechend zeitlich abhängig. Zur besseren Vergleichbarkeit werden im Folgenden über ein Jahr gemittelte Potenziale bestimmt (mit einem Überstrich gekennzeichnet).

Nachtspeicherheizungen

Eine Untersuchung zu Effizienzpotenzialen durch den Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebedarf gibt für Hamburg eine Anzahl von 53 Tausend Elektroheizungen in Wohngebäuden an, wobei in Hamburg keine Sammelheizungen, sondern Einzel- und Mehrraumöfen vorhanden sind, die wiederum überwiegend Nachtspeicherheizungen sind [129]. Die technischen Daten einer Standardbaureihe von Einzelraum Nachtspeicherheizungen [130] besitzen Nennleistungen zwischen 2,4 und 7 kW und eine Speicherkapazität von acht Stunden bezogen auf die Nennleistung. Zieht man den Mittelwert der Anschlussleistung dieser Standardbaureihe heran, so ergibt dies ein Leistungspotenzial von 250 MW und eine Wärmespeicherkapazität von 2 GWh in Hamburg.

Über den Energieverbrauch von Nachtspeicherheizungen liegen keine Statistiken vor. Es wird daher das temperaturabhängige Standardlastprofil für Nachtspeicher [131], welches von dem Hamburger Netzbetreiber verwendet wird, zur Abschätzung des Energieverbrauchs herangezogen. Dieses Profil kann mit Hilfe der Temperaturdaten aus [132] auf das betrachtete Jahr skaliert werden. Wird ferner im Sinne einer Abschätzung zur sicheren Seite angenommen, dass der Maximalwert des so ermittelten normierten Lastprofils der installierten Leistung von 250 MW entspricht, so ergibt sich aus der Integration des skalierten Profils ein Energiebedarf von 215 GWh und eine mittlere Last von 25 MW. Die Potenziale für Regelleistung im Jahresmittel sind folglich $\overline{P}_+ = 25 \text{ MW}$ und $\overline{P}_- = 225 \text{ MW}$. Es folgt für die Verschiebedauer $\overline{t}_+ = 22 \text{ h}$ und $\overline{t}_- = 2,4 \text{ h}$. Nachtspeicherheizungen werden bereits für eine netzdienliche Steuerung im Fahrplanbetrieb eingesetzt (Kategorie A).

Elektrische Warmwassererzeugung

Nach der Analyse [133] über den Stromverbrauch in deutschen Haushalten liegt der Anteil der Warmwassererzeugung bei 14,8 % des elektrischen Bedarfs. Bezogen auf den Stromverbrauch Hamburger Haushalte von 3,8 TWh nach [69] ergibt das einen elektrischen Bedarf von 562 GWh für die Erzeugung von Warmwasser in Hamburger Haushalten. Vernachlässigt man die geringe Abhängigkeit des Warmwasserbedarfs von der Außentemperatur ergibt sich daraus ein Tagesbedarf von 1,54 GWh.

Die repräsentativen Warmwasserbedarfsprofile des VDI [134] weisen über die Stunden des Jahres eine in guter Näherung gleichverteilte Last der Warmwassererzeugung auf, sodass die mittlere Last und damit das mittlere positive Regelleistungspotenzial kann aus dem Energiebedarf zu $\overline{P}_+ = 64 \text{ MW}$ bestimmt werden.

Für die installierte Anlagenleistung liegen keine belastbaren Daten vor. Auf Grundlage einer Marktübersicht über Warmwassergeräte kann aber angenommen werden, dass 25 % der Geräte über einen Speicher verfügen, dessen Kapazität eine Deckung des Bedarfs im Auslegungsfall über 24 h erlaubt [135]. Auch in der aktuelleren Bestimmung von Lastverschiebungspotenzialen der Energietechnischen Gesellschaft im VDE [136] wurde diese Annahmen verwendet. Darüber hinaus sind nach [22] Anlagen mit Speicher typischerweise so ausgelegt, dass sie innerhalb von acht Stunden ihren Speicher vollständig laden können. Aus diesen Annahmen folgt für die Speicherkapazität

$$E = P_n \cdot 8 \text{ h} = \overline{P}_L \cdot 24 \text{ h} \quad (27)$$

und daraus als Abschätzung für die Anlagenleistung $P_n = 192 \text{ MW}$ und für das negative RL Potential $\overline{P}_- = 128 \text{ MW}$. Aus (16) folgen die Verschiebedauern von $\overline{t}_+ = 12 \text{ h}$ und $\overline{t}_- = 6 \text{ h}$ mit der Annahme eines im Mittel zu 50 % gefüllten Speichers.

Ein Teil der Anlagen ist in der Lage jeweils mit günstigem Nachtstrom befüllt zu werden, tut dies allerdings mit einfachen Zeituhren [22]. Für eine netzdienliche Verbrauchersteuerung sind deshalb Investitionen in IKT notwendig (Kategorie B). Im Rahmen einer Poolung wäre eine Bereitstellung von Primärregelleistung und positiver Sekundärregelleistung denkbar.

Wärmepumpen

Für den Bestand an Wärmepumpen im betrachteten System liegen keine Statistiken vor. Auf Grundlage der Absatzentwicklung der letzten Jahre wird in [137] für Wärmepumpensysteme in Deutschland im Jahr 2015 eine installierte thermische Anlagenleistung von 8,1 GW angegeben.

Über die Anzahl der Wohngebäude in Hamburg (243 Tausend) und Deutschland (18,4 Millionen) nach [138] kann dieser Werte auf das betrachtete System skaliert werden, was auf eine Leistung von rund 110 MW führt. Mit einer durchschnittlich installierten Heizleistung von $\dot{Q}_{\max} = 12,4 \text{ kW}$ nach [92] ergibt sich daraus eine geschätzte Anzahl von rund 8600 Systemen.

Nach [92] sind etwa 40 % der Wärmepumpensysteme mit einem Pufferspeicher ausgestattet. Typischerweise liegt das geometrische Volumen dieser Warmwasserspeicher in der Größenordnung von $0,5 \text{ m}^3$ [139]. Mit einer typischen Temperaturdifferenz von 45 K ergibt sich damit eine Kapazität von $E_{\max} = 26 \text{ kWh}$ pro Pufferspeicher.

Die Volllaststundenzahl bezogen auf die elektrische Leistung kann mit 1950 h abgeschätzt werden [92]. Mit einem COP von 3,4 [18] ergibt sich eine elektrische Anlagenleistung von 30 MW und (über die Volllaststunden) eine mittlere elektrische Last von 7 MW. Für das mittlere Leistungspotenzial nach (13) folgt $\overline{P}_+ = 7 \text{ MW}$ und $\overline{P}_- = 23 \text{ MW}$.

Die Speicherdauer ist durch die Kapazität des Pufferspeichers begrenzt. Nimmt man an, der Speicher sei im Jahresmittel zu 25% gefüllt [43] ergeben sich die mittleren Verschiebedauern (28).

$$t_- = \frac{E_{\max}(1 - 0,25)}{\dot{Q}_{\max} \cdot (1 - 1950/8760)} = 2 \text{ h} \quad \text{und} \quad t_+ = \frac{0,25 \cdot E_{\max}}{\dot{Q}_{\max} 1950/8760} = 2,4 \text{ h} \quad (28)$$

Wie bei Nachtspeicherheizungen ist ein Fahrplanbetrieb bei Wärmepumpen bereits Stand der Technik (Kategorie B). Die Reaktionszeiten liegen im Bereich von Sekunden, deshalb ist neben dem Fahrplanbetrieb auch eine Bereitstellung Primär- und Sekundärregelleistung im Pool technisch möglich.

Kühl und Gefriergeräte

In [128] wurde eine umfassende Analyse des Hamburger Kältemarkts durchgeführt. Der Strombedarf zu Kühlzwecken im Jahr 2005 wird dort mit einem Wert von 920 GWh im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und 670 GWh für Haushalte angegeben. Die mittlere Leistungsaufnahme liegt demnach bei 105 MW im GHD Sektor und 76 MW im Haushaltssektor. Anhand von Messungen an Kühl- und Gefriergeräten wurden in [22] die zu erwartenden Speicherdauern und installierten Leistungen ermittelt (Tabelle 13).

Tabelle 13: Mittlere Leistungs- und Verschiebepotenziale von Kühl- und Gefriergeräten nach [22].

Art	$\frac{\bar{P}_+}{\bar{P}_L}$	\bar{t}_+ in min.	$\frac{\bar{P}_-}{\bar{P}_L}$	\bar{t}_- in min.
Kühlschränke in Haushalten	1	850	2,8	300
Gefriergeräte in Haushalten	1	375	2,5	150
Kühlmöbel in Lebensmittelmärkten	1	175	2,5	75

Unter der Annahme, dass sich in Haushalten der Energiebedarf gleichmäßig auf Kühl- und Gefriergeräte aufteilt, ergeben sich aus diesen Ergebnissen bezogen auf das Hamburger Energiesystem $\bar{P}_- = 460 \text{ MW}$ und $\bar{t}_- = 2,3 \text{ h}$ sowie $\bar{P}_+ = 180 \text{ MW}$ $\bar{t}_+ = 6 \text{ h}$.

Da die Geräte mit thermischer Speicherkapazität bereits vorhanden sind, sind nur Investitionen im Bereich IKT zur Erschließung des Potenzials notwendig (Kategorie B). Dabei wird eine Erbringung von Primärregelleistung von den europäischen Netzbetreibern für die Zukunft empfohlen [140].

Lüftung und Klimatisierung

Die Bereiche Lüftung und Klimatisierung sind prinzipiell geeignet für eine netzdienliche Verbrauchersteuerung, da in beiden Fällen Pufferspeicher durch die Gebäude- und Luftmassen vorhanden sind. In der Analyse des Hamburger Kältemarkts [128] ist für Klimatisierung im GHD Sektor ein Strombedarf von 356 GWh angegeben. [21] gibt einen Anteil des Strombedarfs für Lüftung und Ventilation im Bereich GHD am Gesamtstrombedarf von 12 bis 24% an. Mit dem Gesamtstrombedarf im GHD Sektor der Hamburger Energiebilanz [69] führt dies auf einen Bedarf von 240 bis 480 GWh. Der Wert der Kältemarktanalyse von 356 GWh erscheint daher als realistisch und führt auf ein mittleres positives Regelleistungspotential von $\bar{P}_+ = 41 \text{ MW}$.

Die Auslastung der Lüftungs- und Klimaanlage im GHD-Sektor liegt typischerweise nur im Bereich von 240 bis 560 Volllaststunden, da sie nur an heißen Tagen betrieben werden [21]. Die installierte Leistung der Anlagen liegt demnach in der Größenordnung 640 bis 1480 MW. Eine Abschätzung zur sicheren Seite führt auf $\bar{P}_- = 640 \text{ MW}$.

Die mögliche zeitliche Verschiebung der Klima- und Lüftungsleistung hängt ab von der Außentemperatur, der Gebäudebauart und dem Toleranzbereich des Verbrauchers. Die angegebenen Verschiebedauern in Veröffentlichungen zum Thema Verbrauchersteuerung sind im Bereich von 15 Minuten (nach [22] für reine Lüftungsanlagen zur Einhaltung eines CO₂-Grenzwertes) und einer Stunde (nach [21] ohne nähere Beschreibung der zugrundeliegenden Annahmen).

Die Erschließung des Verbrauchersteuerungspotenzials von Klimaanlageanlagen ist durch den Einsatz fernsteuerbarer Thermostatventile möglich und ist z. B. in den USA Stand der Technik. Lüftungsanlagen müssen unter Umständen um Sensoren für die Luftqualität erweitert werden. Insgesamt wird das Potenzial aus Lüftung und Klimatisierung der Kategorie B zugeordnet, da nur geringe Investitionen zu Erschließung des Potenzials nötig sind. Durch die schnellen Reaktionszeiten und langen Verschiebedauern ist neben dem Fahrplanbetrieb eine Erbringung von Primär- und Sekundärregelleistung im Poolverbund möglich.

8.2.3. Stromgeführte Regelung von Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung

Nach [73] liegt die Stromerzeugung der Fernwärmerzeuger in Hamburg bei 3,29 TWh. Dies führt auf eine mittlere elektrische Stromerzeugung von 376 MW und mit den Anlagenkapazitäten (Abschnitt 2.3.2) auf die Leistungspotenziale $\overline{P}_+ = 325 \text{ MW}$ und $\overline{P}_- = 376 \text{ MW}$. Zusätzlich gibt es im betrachteten Energiesystem Blockheizkraftwerke (BHKW), die in kleinere Nahwärmenetze einspeisen, oder einen lokalen Wärmebedarf decken und für eine netzdienliche Steuerung in Frage kommen.

Um dieses Leistungspotenzial zu nutzen, kommen einerseits Warmwasserspeicher in Frage, andererseits können auch die in den Rohrleitungen des Fernwärmenetzes umlaufenden Wassermassen als thermischer Speicher genutzt werden.

Speicherung in umlaufender Wassermasse von Fernwärmenetzen

Das Rohrvolumen im Hamburger Fernwärmenetz lag bereits im Jahr 1993 bei 70 000 m³ und hat sich seitdem durch Netzvergrößerung weiter erhöht [73]. Eine Änderung des mittleren Temperaturniveaus um 1 K würde bereits einer Wärmemenge von 82 MWh entsprechen. Diese Wärmespeicherkapazität kann genutzt werden, indem die Vorlauftemperatur an den Heizkraftwerken (HKW) verändert wird.

Wird sprunghaft der Sollwert der Vorlauftemperatur an den HKW erhöht, so speisen diese im untersuchten Fernwärmenetz über eine Dauer von etwa fünf Stunden zusätzliche Leistung ein (Abbildung 47).

Aufgrund der begrenzten Strömungsgeschwindigkeit und der großen Ausdehnung des Netzes erreicht das durch die höhere VL-Temperatur wärmere Heizwasser erst nach etwa 1,2 h die Verbraucherstationen. Die Verbraucher reagieren mit der Reduzierung der Massenströme, wodurch die Wassertemperatur im Rücklauf ansteigt. Wenn das dadurch wärmere Rücklaufwasser die Heizkraftwerke erreicht, geht die Speicheraufladung zurück, bis sich ein neuer stationärer Betriebspunkt ergibt. Aufgrund der höheren Temperatur im gesamten Fernwärmenetz ist dieser neue Betriebspunkt mit größeren Wärmeverlusten verbunden.

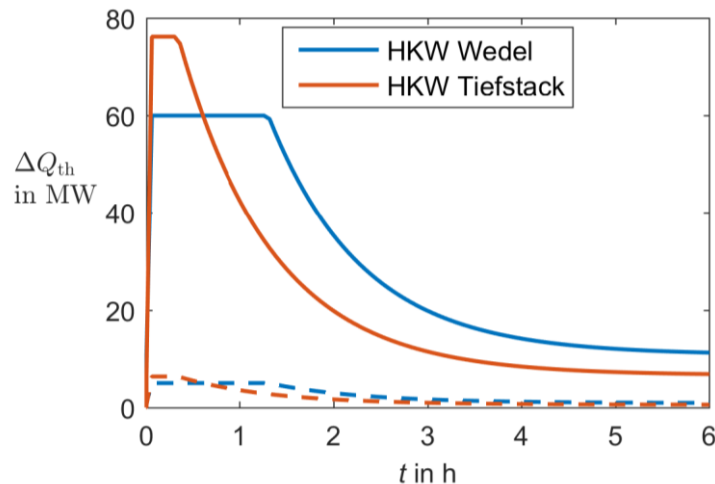


Abbildung 47: Simulationsergebnis der Sprungantwort der Heizkraftwerke Wedel (blau) und Tiefstack (orange) bei einer Anhebung des Sollwerts der Vorlauftemperatur um 12 K (durchgezogen) und 1 K (gestrichelt). Das verwendete Simulationsmodell basiert auf den Messergebnissen von [56].

Die durch diesen Vorgang verschobene elektrische Arbeit hängt von dem Betriebspunkt und der Charakteristik des jeweiligen Heizkraftwerks ab und ist damit stark zeitabhängig. Das Simulationsergebnis (Abbildung 47) zeigt eine mittlere thermische Leistung von 52 MW. Mit einer über das Jahr gemittelten Stromkennzahl von 1,1 nach [73] entspricht dies einem mittleren Regelleistungspotenzial von $\overline{P_{+/-}} = 57$ MW mit einer Verschiebedauer von 6 Stunden.

Da keine zusätzlichen Investitionen nötig sind und die wesentlichen Erzeuger im Fernwärmenetz für die Regelleistungsbereitstellung präqualifiziert sind, wird das Potenzial Kategorie A zugeordnet. Da mit erhöhten Beanspruchung der Betriebsmittel durch die auftretenden Temperaturwechsel ein finanzielles Risiko einhergeht, sollte sichergestellt werden, dass die Netzspeicherung die Belastung der Betriebsmittel nicht signifikant erhöht.

Zusätzliche Warmwasserspeicher im Fernwärmenetz

Neben der Müllverbrennungsanlage Borsigstraße befindet sich ein 5000 m³ Warmwasserspeicher, der über das vorhandene Dampfnetz geladen und über das Wärmeumspannwerk Borsigstraße entladen werden kann [56]. Da es sich um einen drucklosen Speicher handelt, ist die maximale Temperatur kleiner als 100 °C. Für eine untere Temperatur von 65°C ergibt sich eine Speicherkapazität von 210 MWh.

Für die Beladung des Speichers kommen wegen der Nähe und des Anschlusses an das Dampfnetz die Müllverbrennungsanlage Borsigstraße und das Heizkraftwerk Tiefstack in Frage. Die Müllverbrennungsanlage muss allerdings wegen begrenzter Speicherkapazitäten des anfallenden Brennstoffs stetig betrieben werden und kann daher nicht flexibel eingesetzt werden. Die installierte thermische Leistung des Kraftwerks Tiefstack beträgt 984 MW (Abschnitt 2.3.2). Nach [73] liegt die thermische Erzeugung der beiden Blöcke bei 1,79 TWh, was auf eine mittlere Leistung von 204 MW führt.

Mit der Annahme eines im Mittel zur Hälfte gefüllten Speichers ergeben sich aus (16) die mittleren Verschiebedauern $\overline{t_+} = 8$ h und $\overline{t_-} = 9$ h.

Da der Wärmespeicher in der Borsigstraße bereits genutzt wird, um die Wärme- und Stromproduktion der HKW aus Betreibersicht zu optimieren, wird das Potenzial Kategorie A zugeordnet. Das Kraftwerk Tiefstack nimmt bereits an den Regelleistungsmärkten teil, daher kommen alle Arten der Nutzung in Frage.

KWK-Anlagen ohne Anschluss an das Fernwärmenetz

Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung mit einer installierten Leistung über 10 MW sind in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [141] erfasst und können so dem Stadtgebiet von Hamburg zugeordnet werden (Tabelle 14).

Tabelle 14: Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung größer 10 MW im Energiesystem von Hamburg nach [141].

Bezeichnung	Fernwärmeanschluss	Pn (MW)
Tiefstack	Ja	194
GuD Tiefstack	Ja	127
Wedel 1	Ja	137
Wedel 2	Ja	123
Müllverbrennung Rugenberger Damm	Ja	24
Müllverbrennung Borsigstraße	Ja	20
HKW Shell Deutschland Oil GmbH	Nein	38
HKW ADM Hamburg AG	Nein	22,5

Kraftwerke mit einer installierten Leistung unter 10 MW sind in den amtlichen Statistiken nicht erfasst. Die installierte Leistung von Blockheizkraftwerken muss daher abgeschätzt werden. Nach der EEG-Stammdaten Veröffentlichung der Stromnetz Hamburg GmbH [67] sind in Hamburg mit Biomasse und Biogas betriebene Anlagen unter 10 MW mit einer Gesamtleistung von 20 MW installiert. Nach [142] liegt der KWK-Anteil an diesen Anlagen deutschlandweit bei 25,1 %.

Die installierte BHKW Leistung mit biogenen Brennstoffen in Hamburg liegt demnach in der Größenordnung von 5 MW.

Nach der Abschätzung von [142] liegt die installierte Leistung fossil betriebener BHKW in Deutschland bei 2,58 GW. Dieser Wert wird mangels genauerer Daten über die elektrische Spitzenlast auf die Verhältnisse in Hamburg skaliert, was auf einen Wert von 66 MW installierter elektrischer Leistung führt.

Die beiden größeren HKW (Tabelle 14) werden im Folgenden ebenfalls zu den BHKW gezählt. Aus der Summe der Schätzungen für BHKW mit biogenen und fossilen Brennstoffen ergibt sich insgesamt eine installierte elektrische Leistung in der Größenordnung von 71 MW. Da es sich bei den beiden größeren HKW um Industriekraftwerke handelt, die in Großstädten mit hohem Anteil Industrieversorger wie dem betrachteten System gehäuft vorkommen, ist diese Abschätzung des Potenzials als konservativ zu bewerten.

Aus den Erzeugungsmengen und installierten elektrischen Leistungen im Jahr 2012 aus [143] lassen sich typische Vollbenutzungsstunden von BHKW berechnen. Diese liegen bei biogenen Anlagen bei 3030 Stunden und bei fossilen Anlagen bei 3475 Stunden. Die ergibt eine Stromerzeugung von 245 GWh und eine über das Jahr gemittelte Erzeugungsleistung von $\bar{P} = 28$ MW. Für die mittleren RL-Potenziale folgt $\bar{P}_+ = 43$ MW und $\bar{P}_- = 28$ MW.

Mit einer durchschnittlichen Stromkennzahl von $\sigma = 0,65$ nach [142] ergibt sich eine installierte thermische Leistung von 110 MW. Aus Mangel an belastbaren Daten und in Übereinstimmung mit der Abschätzung von [22] wird angenommen, dass diese Anlagen für die Spitzenlast ausgelegt sind und über einen Wärmespeicher verfügen, der diese Last einen halben Tag lang decken kann. Aus diesen Annahmen folgt eine Gesamtkapazität

von 1,3 GWh der Wärmespeicher von BHKW. Nimmt man eine mittlere Speicherbeladung von 50% an, ergeben sich daraus die Verschiebezeiten zu $\bar{t}_+ = 8 \text{ h}$ und $\bar{t}_- = 9 \text{ h}$.

Die bereits vorhandenen Anlagen sind durch Poolung und geringe Investitionen im Bereich IKT für die Regelleistungsbereitstellung zu erschließen (Kategorie B). Prinzipiell sind Sekundärregelung und Fahrplanbetrieb möglich [144].

8.3. Hamburger Gasversorgung und Power-to-Gas-Anlagen

8.3.1. Erdgasinfrastruktur in Hamburg

Das Hochdruckgasnetz der Stadt Hamburg umfasst in etwa 530 Kilometer Rohrleitungen, Abbildung 48. An den drei Gasübernahmestationen (GÜSt) in Tornesch, Leversen und Reitbrook wird das Gas (2. Gasfamilie, Gruppe H nach [31]) aus dem Fernleitungsnetz mit einem Nenndruck von 84 bar (PN 84), zunächst auf PN 25 der Ring- und Zentralnetz-Einspeiseleitungen und dann auf PN 16 vor der Einspeisung in das Ringnetz (orange) und das Zentralnetz (schwarz) reduziert [63, 97] Weitere Daten können Tabelle 15 entnommen werden.

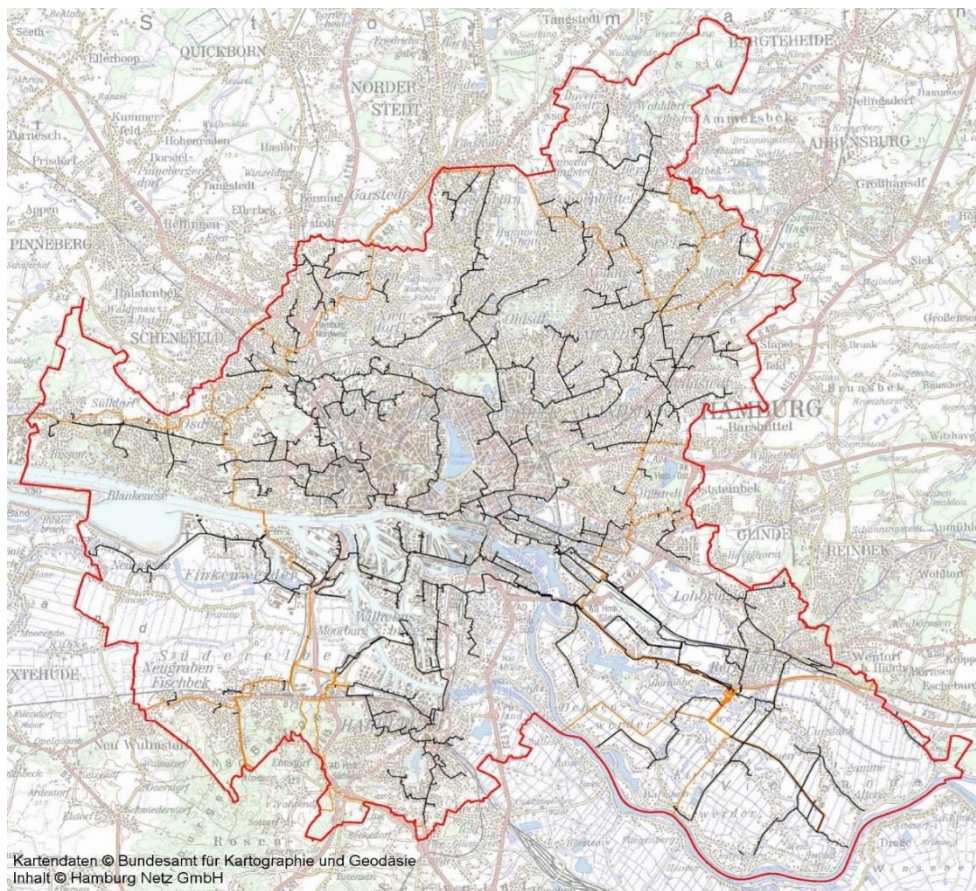


Abbildung 48: Karte von Hamburg (Stadtgrenze in Rot) mit dem Hochdruckgasnetz, bestehend aus dem Ringnetz (orange) und dem Zentralnetz (schwarz) [63].

Tabelle 15: Daten zum Hochdruckgasnetz und Gasbedarf von Hamburg.

Gasanalyse	CH₄	Vol.-%	85,00	[145]
	C₂H₆	Vol.-%	8,70	[145]
	C₃H₈	Vol.-%	2,90	[145]
	C₄+	Vol.-%	0,60	[145]
	N₂	Vol.-%	1,80	[145]

	CO ₂	Vol.-%	1,00	[145]
	H ₂	Vol.-%	0,00	[145]
Brennwert¹¹	H _s	kWh/kg	14,3795	berechnet
	H _{s,n}	kWh/m ³	12,1435	berechnet
Heizwert³	H _i	kWh/kg	13,0116	berechnet
	H _{i,n}	kWh/m ³	10,9883	berechnet
Wobbe-Index	W _{s,n}	kWh/m ³	15,0205	berechnet
Dichte	ρ _n	kg/m ³	0,8445	berechnet
Relative Dichte	d _n	-	0,6536	berechnet
	H	kWh	19.632.042.023,00	[146]
Entnommene Gasmenge (2012)	V _n	m ³	1.616.672.512,88	berechnet
	m	t	1.365.279,86	berechnet
	Ĥ	kW	6.550.000,00	[146]
Zeitgleiche Jahreshöchstlast (06.02.2012)	Ṽ _n	m ³ /s	149,83	berechnet
	ṁ	kg/s	126,53	berechnet
Gesamtlänge (2013)		km	526	[146]
	C	km	14	[146]
	D	km	34	[146]
Längen nach Durchmesserklassen (2013)	E	km	198	[146]
	F	km	231	[146]
	G	km	49	[146]

8.3.2. Gaswärmebedarf

Der Wärmebedarf und der Gasbedarf (auf den Brennwert bezogen) in Hamburg sind bekannt (Abbildung 49). Wie sich der Gasbedarf auf die Wärmebereitstellung und die Nutzung in der stofflichen Industrie und den Kraftwerken aufteilt, wird mit Hilfe eines mittleren Wirkungsgrades der Wandlung der chemischen Energie in Wärme von 98 % (auf den Heizwert bezogen) abgeschätzt:

$$H^{\text{Gas}} = \frac{Q^{\text{Gas}}}{\eta_i} \cdot \frac{H_s^{\text{Gas}}}{H_i^{\text{Gas}}} \quad (29)$$

Mit den Werte für Brennwert und Heizwert aus Tabelle 15 ergibt sich die in der Abbildung dargestellten Verteilung. Für das Szenario OIL wird angenommen, dass Öl in Zukunft durch Gas substituiert wird, wodurch sich der Gasbedarf um 3 TWh erhöht. Werden die alten Öl- und Gasgeräte durch effizientere Brennwerttechnik mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 105 % ersetzt verringert sich der Gasbedarf wieder um 1 TWh (OILCB).

¹¹ Der Brennwert und Heizwert sind für Standardbedingungen (25 °C, 1 bar) angegeben und auf das Gasvolumen bei Normbedingungen (0 °C, 1,01325 bar) bezogen

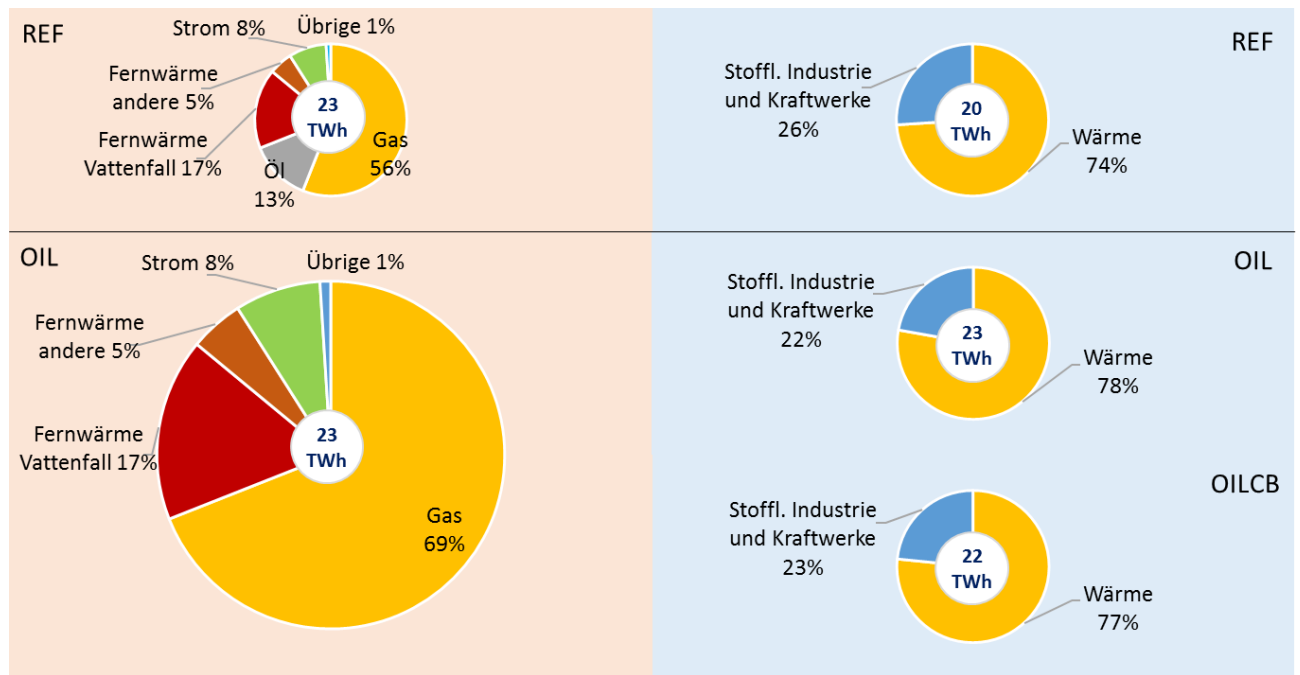


Abbildung 49: Wärmebereitstellung nach Endenergieträger in Hamburg (links) und Gasbedarf (auf den Brennwert bezogen) nach Sektor (rechts) für das Referenzszenario 2012 (REF) nach [66, 146] und in der Variation der Ölsubstitution durch Gas (OIL) und Brennwertechnik (OILCB).

8.3.3. Einfluss der Einspeisung von Wasserstoff auf die Gasqualität

Die Umrechnung von Volumenanteilen φ_i der Zusammensetzung des Erdgases unter Normbedingungen (273,15 K und 1,01325 bar) in Massenanteile ξ_i erfolgt über [147]. Hier wird der Realgasfaktor durch den zweiten Druck-Virialkoeffizienten bei gegebener Temperatur approximiert:

$$Z(p, T) \approx 1 + B'(T) \cdot T \quad (30)$$

$$B'(T) \approx B'_0 + (B'_{30} - B'_0) \cdot \frac{t}{30} \quad (31)$$

worin B'_0 und B'_{30} die zweiten Druck-Virialkoeffizienten bei 0 °C und 30 °C und t die Temperatur in °C ist. Die Werte für verschiedene Gase können der Quelle entnommen werden. Die Massenanteile können dann über

$$\xi_i = \varphi_i \frac{M_i/Z_i}{\sum \varphi_k M_k/Z_k} \quad (32)$$

ermittelt werden und sind ausgehend von der Zusammensetzung in Tabelle 15 für eine Variation der Wasserstoffanteile von 0 bis 100 % in Tabelle 16 dargestellt.

Tabelle 16: Massenanteile des Erdgasgemisches bei Wasserstoffanteilen zwischen 0 und 100 Vol.-%.

H₂-Anteil in Vol.-%	ξ_{CH_4}	$\xi_{C_2H_6}$	$\xi_{C_3H_8}$	$\xi_{C_4H_{10}}$	ξ_{N_2}	ξ_{CO_2}	ξ_{H_2}
0	0,7220902	0,1395917	0,0690145	0,0192457	0,0266501	0,0234078	0,0000000
1	0,7213147	0,1394418	0,0689404	0,0192250	0,0266215	0,0233827	0,0010739
2	0,7205252	0,1392892	0,0688649	0,0192039	0,0265924	0,0233571	0,0021673
5	0,7180679	0,1388141	0,0686300	0,0191385	0,0265017	0,0232774	0,0055704
10	0,7136509	0,1379603	0,0682079	0,0190207	0,0263387	0,0231343	0,0116873
15	0,7087781	0,1370183	0,0677422	0,0188909	0,0261588	0,0229763	0,0184355
20	0,7033751	0,1359738	0,0672258	0,0187469	0,0259594	0,0228011	0,0259179
25	0,6973505	0,1348091	0,0666500	0,0185863	0,0257371	0,0226058	0,0342612
30	0,6905904	0,1335023	0,0660039	0,0184061	0,0254876	0,0223867	0,0436230
40	0,6742500	0,1303434	0,0644421	0,0179706	0,0248845	0,0218570	0,0662524
50	0,6526308	0,1261641	0,0623758	0,0173944	0,0240866	0,0211562	0,0961922
60	0,6226822	0,1203745	0,0595135	0,0165962	0,0229813	0,0201853	0,1376670
70	0,5784420	0,1118222	0,0552852	0,0154170	0,0213485	0,0187512	0,1989339
80	0,5064742	0,0979097	0,0484068	0,0134989	0,0186924	0,0164183	0,2985998
90	0,3688144	0,0712978	0,0352498	0,0098299	0,0136118	0,0119558	0,4892406
100	0	0	0	0	0	0	1

Tabelle 17: Dichte, Brennwert und Heizwert des Gasgemisches bei Wasserstoffanteilen zwischen 0 und 100 Vol.-% (n: Normzustand ($p = 1,01325 \text{ bar}$, $T = 273,15 \text{ K}$)).

H₂-Anteil in Vol.-%	Dichte $\rho_n \text{ in kg/m}^3$	Brennwert $H_s \text{ in kJ/kg}$	Heizwert $H_i \text{ in kJ/kg}$	Brennwert $H_{s,n} \text{ in kJ/m}^3$	Erdgasverdrängung $\Delta_{m\text{Erdgas}} \text{ in } \%$
0	0,844499954	51766	46842	43717	0,00
1	0,836953209	51862	46919	43406	0,29
2	0,829406901	51959	46998	43095	0,59
5	0,806770486	52262	47244	42164	1,50
10	0,769050782	52807	47686	40611	3,12
15	0,731339378	53409	48174	39060	4,86
20	0,693634812	54077	48716	37509	6,75
25	0,655935626	54822	49321	35959	8,81
30	0,618240360	55658	49999	34410	11,05
40	0,542855771	57682	51642	31313	16,20
50	0,467469408	60362	53818	28218	22,49
60	0,392069639	64079	56835	25123	30,34
70	0,316644828	69573	61296	22030	40,40
80	0,241183321	78516	68558	18937	53,76
90	0,165673434	95631	82457	15844	72,35
100	0,090103441	141500	119708	12750	100,00

8.3.4. Einfluss unterschiedlicher Modellierungsansätze auf die CO₂-Reduktion

In den Gasmodellen wird über die TILMedia-Schnittstelle die Dichte berechnet. Würde die Änderung der Dichte bei der Einspeisung von Wasserstoff nicht berücksichtigt, dann unterschätzte man die CO₂-Reduktion mit steigender Zumischung immer stärker (Abbildung 50). Des Weiteren zeigt die Abbildung, dass eine Regelung des Gasbedarfsmassenstroms beim Verbraucher aufgrund des massenspezifischen Brennwertes, der sich durch die Zumischung von Wasserstoff erhöht, zu weiteren Reduktionspotenzialen im Vergleich zu einem gleichbleibenden Gasmassenstrom führt.

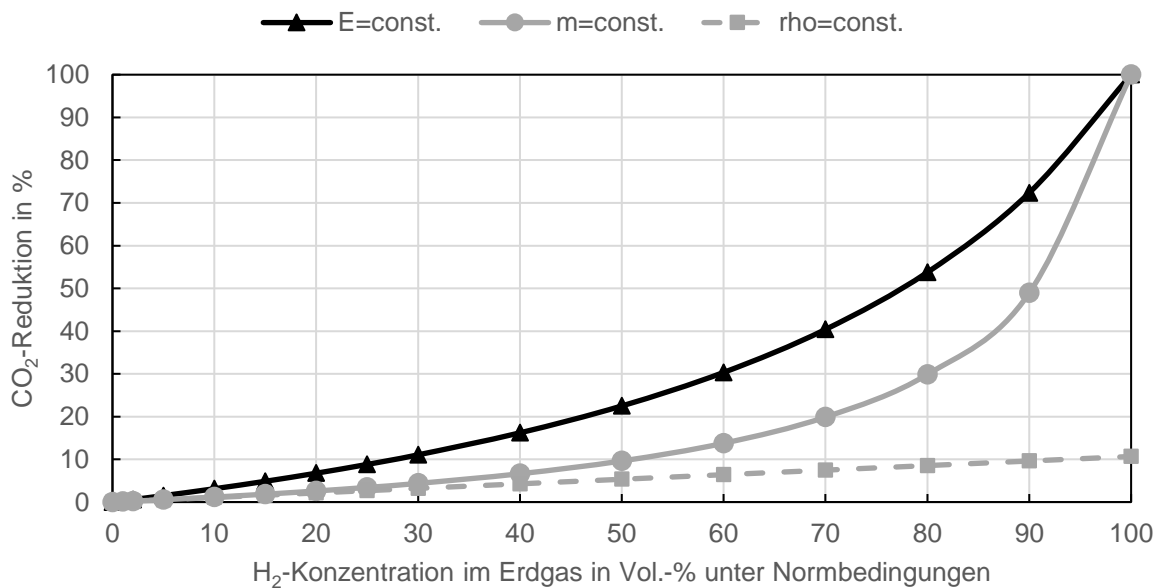


Abbildung 50: CO₂-Reduktionspotenzial bei unterschiedlichen Modellierungsansätzen: keine Berücksichtigung der Dichteänderung (rho=const.), Dichteänderung, aber Gasmasse beim Verbraucher bleibt konstant (m=const.), Dichteänderung und Regelung des Gasbedarfsmassenstroms nach dem Brennwert (E=const.).

8.3.5. Power-to-Gas-Anlagen und Einspeisung von Wasserstoff

In Abbildung 51 ist das Schema der Power-to-Gas-Anlage inklusive der Regler und Einspeisung in das Erdgasnetz dargestellt. Dem Elektrolyseur wird eine elektrische Leistung vorgegeben. Die tatsächlich aufgenommene Leistung hängt vom Druck im Speicher (sofern vorhanden) und dem Betriebszustand des Elektrolyseurs ab. Der in dieser Arbeit verwendete PEM-Elektrolyseur kann maximal 30 Minuten bei bis zu 168 % seiner Nennleistung betrieben werden (Abbildung 53). Der Wirkungsgrad bzw. erzeugte Wasserstoffmassenstrom hängt von dem Betriebspunkt ab (Abbildung 52). Der maximal zumischbare Wasserstoffmassenstrom wird durch Messung des Gasmassenstroms ermittelt. Nicht direkt einspeisbarer Wasserstoff wird durch Regelung des Dreiwegeventils gespeichert. Sollte mehr Wasserstoff eingepeset werden können, als aktuell vom Elektrolyseur erzeugt wird, so wird er dem Speicher entnommen. Die Einspeisung des Wasserstoffs verändert die Zusammensetzung des über die Gasübernahmestation (GÜSt) importierten Gases. Das Gas wird über das Gasnetz zum Verbraucher transportiert. Hier macht sich die veränderte Zusammensetzung durch eine Änderung des Brennwertes bemerkbar. Dem Verbraucher wird der Gasenthalpiestrom vorgegeben, der Massenstrom wird unter Berücksichtigung des variablen Brennwertes geregelt. Durch eine Erhöhung des Wasserstoffanteils im Gas, erhöht sich der auf die Masse bezogene Brennwert, wodurch der Verbrauchermassenstrom sinkt.

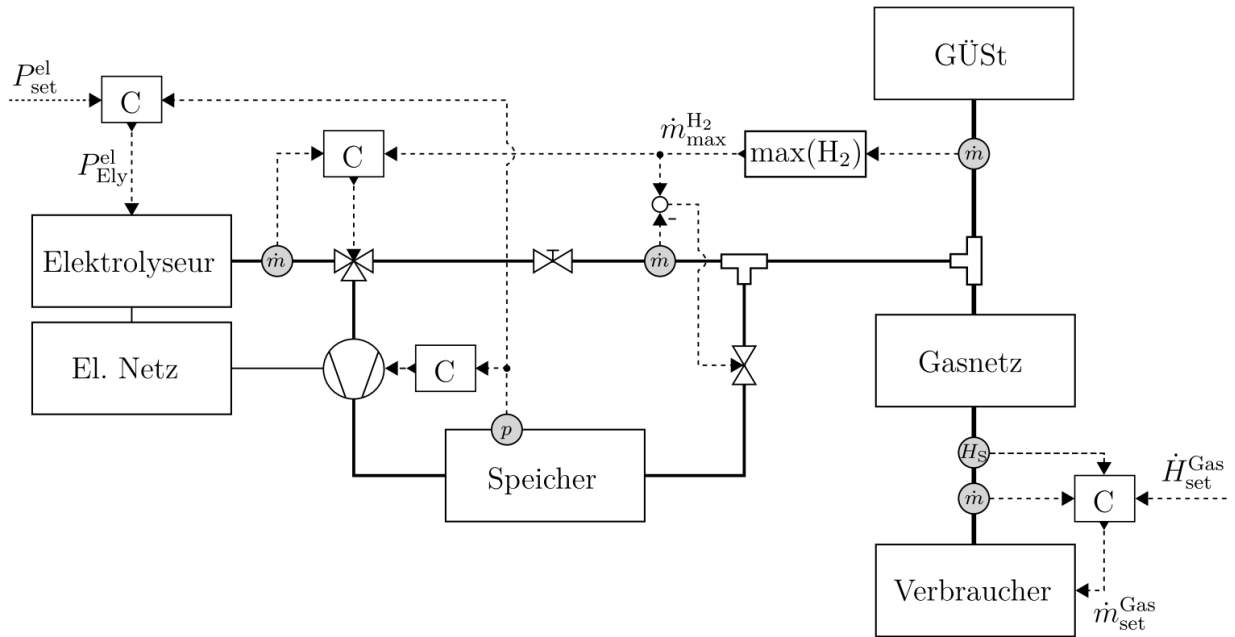


Abbildung 51: Schema der Power-to-Gas-Anlage inklusive der Regelung und der Einspeisung in das Gasnetz.

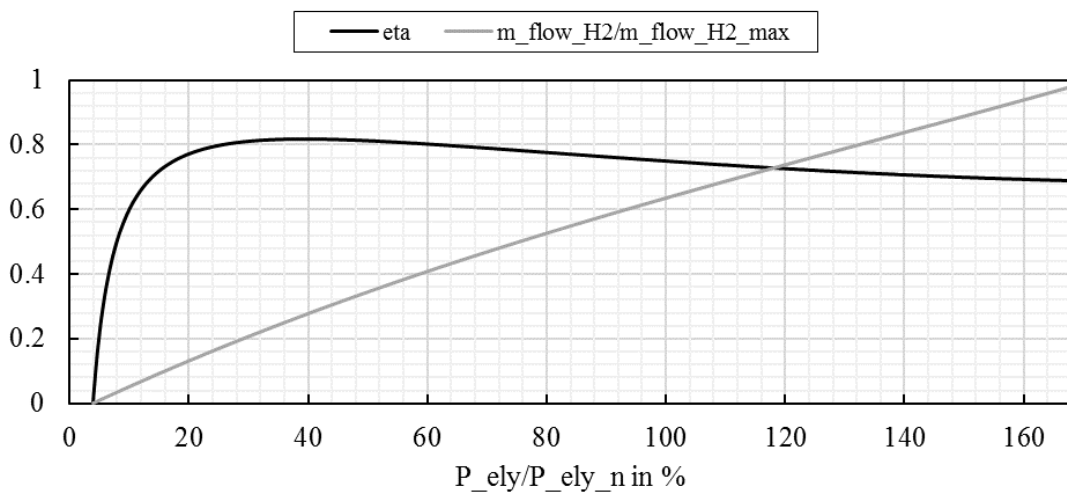


Abbildung 52: Wirkungsgrad und normierter Wasserstoffmassenstrom in Abhängigkeit des Betriebspunkts nach [99], skaliert für einen Nennwirkungsgrad (100 % Last) von 75 %.

Dieser verringerte Bezug, verringert auch den Gasimport und somit den zumischbaren Wasserstoffmassenstrom, was wiederum Auswirkungen auf den Brennwert hat. Es ergibt sich ein nichtlineares Gleichungssystem, das iterativ gelöst werden muss. Das Verhalten ist in Abbildung 54 in der vergrößerten Darstellung anhand der maximalen Wasserstoffmassenströme zu erkennen. Sobald Wasserstoff eingespeist wird, sinkt der maximal mögliche H₂-Massenstrom (s. z. B. bei 4 Stunden). Wird kein Wasserstoff mehr eingespeist, dann steigt dieser wieder (s. z. B. bei 12 Stunden).

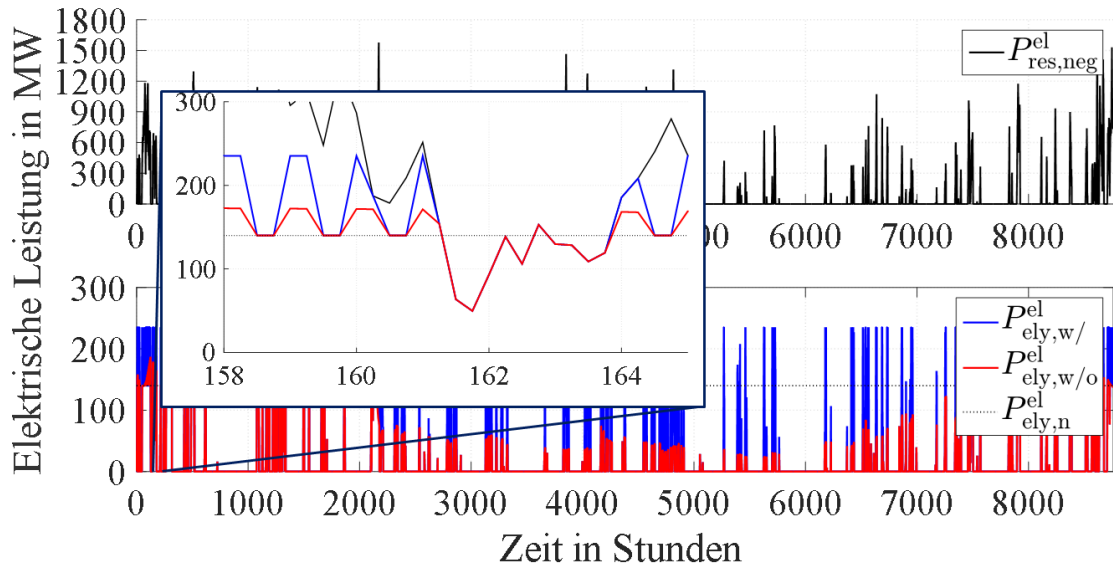


Abbildung 53: Beispiel einer negativen Residuallast (oben) und aufgenommene elektrische Leistungen mit (w/) und ohne (w/o) Wasserstoffpufferspeicher (unten).

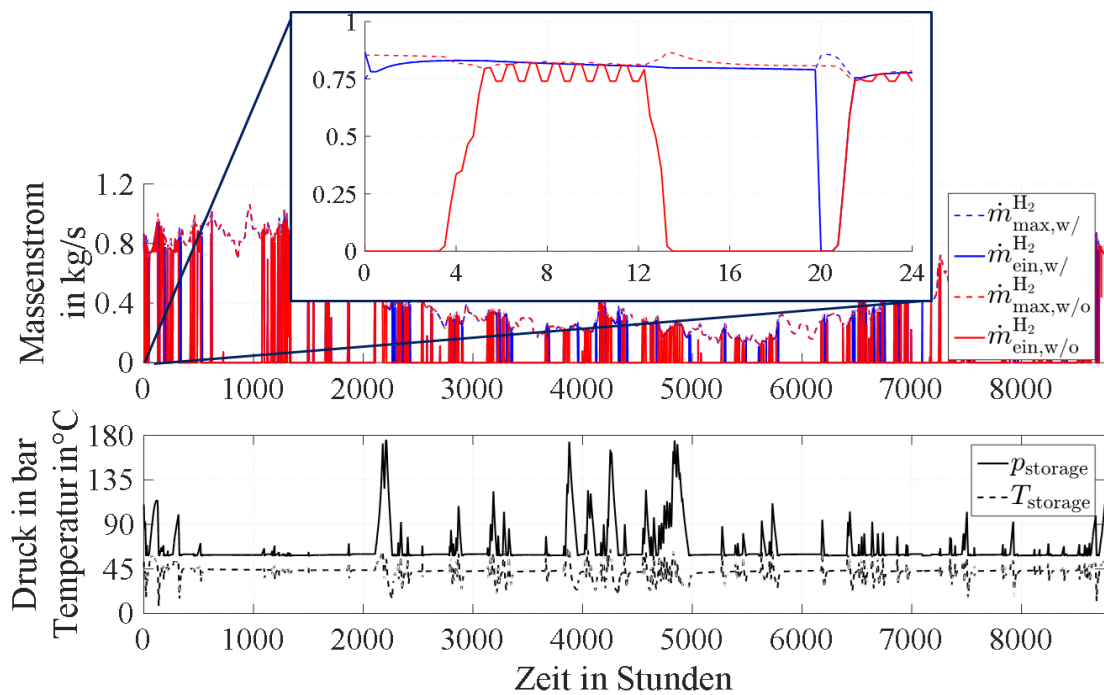


Abbildung 54: Wasserstoffmassenströme mit (w/) und ohne (w/o) Speicher (oben) sowie Druck und Temperatur in der Salzkaverne (unten).

Tabelle 18: Eingangsparameter und Annahmen für die Elektrolyse, die Speicher und die GÜSt.

Elektrolyse [99, 100]	Betriebsbereich	$0,05 \cdot P_n^{el} \dots 1,68 \cdot P_n^{el}$
	Wirkungsgrad bei P_{min}^{el}	20,4 %
	Wirkungsgrad bei P_n^{el}	75 %
	Wirkungsgrad bei P_{max}^{el}	68,9 %
	Überlastbereich	100...168 %
	Maximale Überlastdauer	0,5 h
	Abkühldauer	0,5 h
	Reaktionszeit	0 s
	Ausgangsdruck, effektiv	35 bar
	Ausgangstemperatur	10 °C
Salzkaverne [148, 149]	Druckbereich, effektiv	58...175 bar
	Temperatur des umgebenden Salzes	44 °C
	Innerer Wärmeübergangskoeffizient	133 W/(m ² K)
	Wärmeleitfähigkeit Salz	4 W/(m K)
	Spezifische Wärmekapazität Salz	840 J/(kg K)
	Dichte Salz	3295 kg/m ³
	Innere Wärmeübertragungsfläche	$7,126 \cdot V_{geo}^{2/3}$
	Wandstärke des am Wärmeübergang teilnehmenden Salzes	2 m
Ionischer H₂-Kompressor (isotherm) [150]	Mechanischer Wirkungsgrad	96 %
	Elektrischer Wirkungsgrad	95 %
GÜSt	Ausgangsdruck, effektiv	16 bar
	Ausgangstemperatur	9,33 °C
	Massenanteile [CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈ , C ₄ H ₁₀ , N ₂ , CO ₂ , H ₂]	[0,722; 0,14; 0,069; 0,019; 0,027; 0,023; 0,0]

Tabelle 19: Investitionskosten und O&M-Kosten der PtGA-Komponenten (1: [151], 2: [36], 3: [152], 4: [30], 5: [153], 6: [154], 7: [155], 8: [156]).

Komponente	Investitionskosten	Jährl. O&M-Kosten in % der Investitionskosten	Lebensdauer
Elektrolyseur	2035: 900 €/kW _{el} * P _{el,n} ^{1,2,3,4,5}	4 % ¹	30 a ¹
	2050: 900 €/kW _{el} * P _{el,n} ^{1,2,3,4,5}		
Ionischer Kompressor	2083 €/kW _{el} * P _{el,n} ¹	6 % ¹	30 a ¹
Salzkaverne	15*10 ⁶ € + 19,33 €/m ³ * V _{geo} ⁴	2 % ¹	30 a ¹
HD H ₂ Speicher	110,18 € * (V _{stp} /m ³) ⁶ (0,9338) ⁶	2 % ¹	30 a ¹
Pipeline	(133,3 €/m + 916,7 €/m ² * d) * L ⁷	2 % ⁷	30 a ⁴

Für die verbrauchsgebundenen Kosten gilt:

- CO₂: 6 €/t (nur für Anlagen mit Feuerungswärmeleistung ab 20 MW),
- Erdgas: 25 €/MWh,
- Erdöl: 28 €/MWh und
- Wasser: 1,73 €/m³ [157].

Die wirtschaftliche Analyse wird anhand VDI 2067 [158] mit

- Betrachtungszeitraum: 20 Jahre,
- Zinsfaktor: 7 % und
- Preisänderungsfaktor: 1

durchgeführt.

Da die Systemgrenze um alle Erzeuger gezogen wird, ist der Strombezugspreis Null, auch für die Startgasgenerierung und die Verdichter. Diese Annahme müsste im weiteren Schritt genauer betrachtet werden, da die Generierung des Startgases vor der Simulation erfolgen muss und die Verdichterleistung nicht in der Regelung inbegriffen ist, so dass diese gegebenenfalls auch laufen, wenn keine überschüssige Leistung zur Verfügung steht. Prozentual liegt die Nennleistung der Verdichter bei maximal 1,5 % und der Energiebedarf bei maximal 0,6 % bezogen auf die Elektrolyse und hätte bei Stromkosten von 100 €/MWh nur einen Einfluss von maximal 1,2 % auf die Gesamtkosten. Die Startgasgenerierung kann bei Annahme eines durchschnittlichen Wirkungsgrades der Elektrolyse von 75 % und einem Strompreis von 100 €/MWh im Jahr 2050 schon bis zu 5,6 % der Gesamtkosten ausmachen.

8.3.6. Wasserstoffnutzung in der Hamburger Industrie

Wasserstoffbedarf

In Tabelle 20 und in Abbildung 55 sind die großen und kleinen industriellen Wasserstoffabnehmer mit ihrem jährlichen Bedarf sowie durch [98] ermittelten möglichen Substitutionspotenzial dargestellt.

Tabelle 20: Wasserstoffbedarf in der Hamburger Industrie und mögliches Substitutionspotenzial durch regenerativ erzeugten Wasserstoff nach [98] (Normdichte Wasserstoff: 0,0899 kg/Nm³).

	H₂-Abnehmer	H₂-Bedarf in t/a (Mio. Nm³/a)	Mögl. Ersatz durch EE-H₂ in t/a (Mio. Nm³/a)	Bezugsquelle	H₂-Einsatz	Kosten
Großabnehmer	ArcelorMittal Hamburg GmbH	17.980 (200)	3.730,85 (41,5)	Eigener Erdgasreformer	Direktreduktion von Eisenerz zur Stahlherstellung	
	Holborn Europa Raffinerie GmbH	24.992,2 (278)	11.687 (130)	Eigene katalytische Reformierung und Dampfreformierung von Erdölprodukten	Hydrocracking, Hydrotreating von Erdöl und -produkten	
	Summe	42.972,2 (478)	15.417,85 (171,5)			
Kleinabnehmer	Aurubis AG	0,0	296,67 (3,3)	-	Kupferherstellung	< 5-10 Cent/Nm ³

ADM Noblee AG	152,83 (1,7)	152,83 (1,7)	Bezug von Dow	Fetthärtung	68 Cent/Nm ³ (inkl. Transport, Behältermiete, Hilfsenergien)
H&R Ölwerke Schindler GmbH	386,57 (4,3)	386,57 (4,3)	Bezug von Dow	Hydrierungsprozesse	20-30 Cent/Nm ³ (inkl. Transport)
Airbus, Luftfahrt	0,0	62,93 (0,7)	-	Treibstoff für APUs und Bodenfahrzeuge	
Summe	539,4 (6)	899 (10)			
Gesamtsumme	43.511,6 (484)	16.316,85 (181,5)			

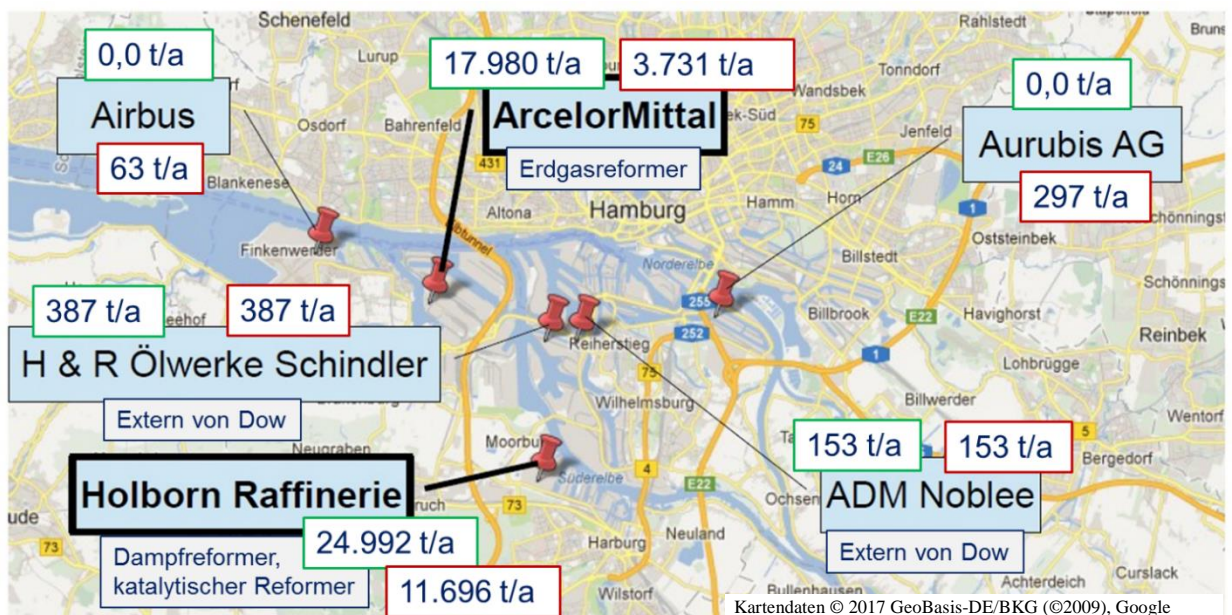


Abbildung 55: Industrielle Wasserstoffabnehmer in Hamburg mit jährlichem Bedarf (grüner Kasten) und möglichem Substitutionspotenzial durch regenerativ erzeugten Wasserstoff (roter Kasten) [98].

Auslegung der Wasserstoffpipeline

Der Durchmesser der Pipeline wird aus der Kontinuitätsgleichung bestimmt:

$$d_i = \sqrt{\frac{4 \dot{m}_{\max}}{\pi w_{\text{aus}} \rho_{\text{aus}}}} \quad (33)$$

Da der Verlauf des Massenstroms in der Industrie nicht bekannt ist, wird eine Sinusschwingung mit einer Amplitude von 6,8 % des Mittelwerts, welcher der Jahresmenge dividiert durch die Sekunden des Jahres entspricht (0,496 kg/s), und einer Frequenz von 1/86400 Hz angenommen. Die Amplitude wurde aus gemessenen Erdgasverbrauchsdaten des Reformers bei ArcelorMittal Hamburg bestimmt. Damit ist $\dot{m}_{\max} = 0,5297 \text{ kg/s}$.

Zur Berechnung der Dichte am Austritt wird der Druck benötigt, der für eine kompressible Strömung mit Reibungsverlusten am Austritt der Leitung wie folgt berechnet wird [150]:

$$p_{\text{aus}} = p_{\text{ein,min}} \sqrt{1 - \lambda \frac{L}{d_i} \frac{\rho_{\text{ein,min}}}{p_{\text{ein,min}}} w_{\text{ein,max}}^2 K_m} \quad \text{oder} \quad (34)$$

$$p_{\text{aus}} = p_{\text{ein,min}} \sqrt{1 - \frac{16}{\pi} \lambda \frac{L}{d_i^5} \frac{\dot{m}_{\text{max}}^2}{\rho_{\text{ein,min}} p_{\text{ein,min}}} K_m}. \quad (34)$$

Die Herleitung basiert auf der Annahme eines idealen Gases, für das gilt:

$$\rho = \frac{p}{R T}. \quad (35)$$

Der Übergang auf ein reales Gas geschieht über die mittlere Kompressibilitätszahl K_m für den Mittelwert des Drucks zwischen Ein- und Austritt. Aufgrund der Kompressibilität des Gases ist der Druckverlauf parabolisch und damit der mittlere Druck:

$$p_m = \frac{2 p_{\text{ein,min}}^3 - p_{\text{aus}}^3}{3 p_{\text{ein,min}}^2 - p_{\text{aus}}^2}. \quad (36)$$

Für die Bestimmung der Rohrreibungszahl λ wird die Reynoldszahl benötigt:

$$Re = \frac{w \cdot d_i \cdot \rho}{\eta_m} = \frac{4 \dot{m}_{\text{max}}}{\pi d_i \eta_m}. \quad (37)$$

Sowohl Druck als auch Reynoldszahl hängen wiederum von dem Durchmesser ab, so dass eine iterative Lösung notwendig ist.

Die Eingangswerte und Ergebnisse der Auslegung sind in Tabelle 21 und Tabelle 22 dargestellt.

Tabelle 21: Eingangsdaten zur Auslegung der Wasserstoffpipeline.

Größe	Formelzeichen	Einheit	Wert	Quelle
Länge der Pipeline	L	m	39.150	Gemessen (von Reitbrook parallel zur Erdgaspipeline bis zur Holborn Raffinerie)
Integrale Rauigkeit	k	mm	0,1	[150] (keine Ablagerungen, nicht vermascht)
Maximale Strömungsgeschwindigkeit	w_{max}	m/s	10...20	
Spezielle Gaskonstante	R_{H_2}	J/(kg K)	4124,2	
Umgebungsdruck	p_U	bar	1,01325	
Minimaler Druck am Eintritt, absolut	$p_{\text{ein,min}}$	bar	36,013	Austrittsdruck Elektrolyseur [99]
Temperatur am Eintritt	T_{ein}	K	283,15	Austrittstemperatur Elektrolyseur
Minimale Dichte am Eintritt	$\rho_{\text{ein,min}}$	kg/m ³	3,084	Berechnet für ideales Gas
Minimaler Druck am Austritt, absolut	$p_{\text{aus,min}}$	bar	31,013	Wasserstoffbedarfsdruck Holborn Raffinerie [159]
Temperatur am Austritt	T_{aus}	K	283,15	Bodentemperatur

Tabelle 22: Ergebnisse der Auslegung der Wasserstoffpipeline.

Größe	Formelzeichen	Einheit	Wert	Quelle
Innerer Durchmesser	d_i	m	0,15	Berechnet nach (33)
Geschwindigkeit am Eintritt	$w_{\text{ein,max}}$	m/s	9,72	Kontinuitätsgleichung
Druck am Austritt, absolut	p_{aus}	bar	33,53	Berechnet nach (34)
Mittlerer Druck, absolut	p_m	bar	34,77	Berechnet nach (36)
Dynamische Viskosität	η_m	$10^{-6} \text{ Pa} \cdot \text{s}$	8,619	Berechnet mit [160, 161]
Mittlere Kompressibilitätszahl	K_m	–	1,021	Berechnet mit [160, 161]
Rohrreibungszahl	λ_m	–	0,0186	Berechnet nach [162]
Dichte am Austritt	ρ_{aus}	kg/m^3	2,871	Berechnet für ideales Gas
Geschwindigkeit am Austritt	w_{aus}	m/s	10,44	Kontinuitätsgleichung

8.4. Detaillierte Definition der ZoS-Variationen



Notiz 1: Variationen 1 bis 11 wurden jeweils mit der installierten EE Leistung vom REF35 und REF50 simuliert. Auf dieser Abbildung wird nur das Jahr 2050 gezeigt.

Notiz 2: Die hier dargestellten installierten Leistungen der entsprechen die Annahmen des ZoS bis zum Projektende. Für weitere Studien ist eine aktuellere Version (siehe [59]) zu bevorzugen.

8.5. Veröffentlichungen

8.5.1. Fachartikel

1. L. Andresen, C. Bode, G. Schmitz: Dynamic Simulation and Evaluation of Renewable Hydrogen Supply Chains to a Refinery, Proceedings of the International Gas and Research Conference 2017, Rio de Janeiro, Brasilien, 2017.
2. P. Dubucq, G. Ackermann: Optimal Use of Energy Storage Potentials in a Renewable Energy System with District Heating, Proceedings of the International Renewable Energy Storage Conference IRES 2017, Düsseldorf, 2017; Energy Procedia 2017 (angekündigt)
3. L. Andresen, G. Schmitz: Bewertung von Power-to-Gas-Anlagen mittels dynamischer Systemsimulation, gwf Gas+Energie, 2016, 9, S. 682-689, Vulkan Verlag, Essen, 2016
4. I. Knop, P. Dubucq, G. Ackermann: Beitrag von Wärmepumpensystemen und Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien, 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Austria, 2016
5. R. Peniche, A. Kather: Modellierung städtischer Energiesysteme - Heizkraftwerke, Fernwärmenetze und die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien, In: Beckmann, M.; Hurtado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik 2015: Strategien, Anlagentechnik und Betrieb. Freiberg, 2015
6. L. Andresen, P. Dubucq, R. Peniche, G. Ackermann, A. Kather, G. Schmitz: Status of the TransiEnt Library: Transient Simulation of Coupled Energy Networks with High Share of Renewable Energy, Proceedings of the 11th International Modelica Conference, Versailles, 2015
7. P. Dubucq, G. Ackermann: Frequency control in coupled energy systems with high penetration of renewable energies, International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), IEEE Xplore Digital Library, 2015

8.5.2. Vorträge

1. Modeling of Complex Coupled Energy Systems, 3rd Sino-Europe Workshop on Gas Technology, Shanghai, China, 21.-22. März 2017, Vortrag Lisa Andresen
2. Bewertung von CO₂-Minderungspotentialen durch Power-to-Gas-Anlagen mittels dynamischer Systemsimulation, Thermodynamik-Kolloquium 2016, Kaiserslautern, 05.-07 Oktober 2016, Vortrag Lisa Andresen
3. Dynamic Simulation of Coupled Gas and Electricity Grids with High Share of Renewable Energy, 31st International Scientific & Expert Meeting of Gas Professionals, Opatija, Kroatien, 04.-06. Mai 2016, Vortrag Lisa Andresen
4. TransiEnt.EE – Transientes Verhalten gekoppelter Energienetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien, IBA Fachforum, Hamburg-Wilhelmsburg, 26. Januar 2015, Vortrag Lisa Andresen
5. Transientes Verhalten gekoppelter Energienetze mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien, Klimaschutz in der Metropole - Hamburg kann mehr, BUND Fachtagung, Hamburg-Wilhelmsburg, 19. Juni 2014, Vortrag Lisa Andresen

8.5.3. Betreute Studienarbeiten und Abschlussarbeiten

1. Hybride Energiespeichersysteme zur Integration erneuerbarer Energien, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Christian-Alexander Ostwald (2017)
2. Optimaler Einsatz von KWK-Anlagen bei hohem Anteil fluktuierender Stromerzeugung, Masterarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Lutz Deichmann (2017)
3. Beitrag von Elektrodenkesseln zur Flexibilisierung der Wärmeerzeugung in großen Fernwärmenetzen, Projektarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Jelto Lange (2017)

4. Strategien zur Verbesserung von Kraftwerksführung und Frequenzregelung in elektrischen Netzen mit hohem Anteil fluktuierender Erzeugung, Masterarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Tonio Bixel (2017)
5. Dynamische Simulation und Bewertung des Transports und der Speicherung von Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Carsten Bode (2016)
6. Simulation der Bereitstellung von Momentanreserve mit drehzahlvariablen Windkraftanlagen, Bachelorarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Rebekka Denninger (2016)
7. Dynamische Simulation und Untersuchung eines Fernwärmenetzes, Projektarbeit, Malte Ernst (2016)
8. Entwicklung eines Solarkollektorfeldmodells und Implementierung in einen Fluidkreislauf mit integrierter Temperaturregelung, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Sascha Guddusch (2016)
9. Dynamische Simulation eines Fernwärmenetzes und Modell-basierte Optimierung der Tageseinsatzplanung, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Verena Harling (2016)
10. Gleichungsbasierte Modellierung der thermophysikalischen Zustände von Fluiden in Energieversorgungssystemen, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Paul Kernstock (2016)
11. Gemischt-ganzzahlige Optimierung des Kraftwerks- und Energiespeicherparks in Stromnetzen mit hohem Anteil von Wind und Solarenergie, Masterarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Maria Krähling (2016)
12. Simulation und Optimierung des Standorts und der Dimensionierung von Anlagen zur Einspeisung regenerativ erzeugter Gase in ein Hochdruckgasnetz, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Tom Oliver Lindemann (2016)
13. Modellierung und Simulation von Verbrauchersteuerung in elektrischen Energiesystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energie, Masterarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Timo Oevermann (2016)
14. Dynamische Simulation und Bewertung verschiedener Szenarien zur Integration Erneuerbarer Energien in eine intelligente Nahwärmeversorgung, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Tobias Ramm (2016)
15. Modellierung und Analyse von bezirkisdifferenzierten Verbraucherprofilen zur Beurteilung von Systemgrenzen, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Tino Tallowitz-Mitzinger (2016)
16. Ermittlung des technischen Potentials der Verknüpfung dezentraler Wärmeversorgungssysteme mit dem Fernwärmeversorgungsnetz in Hamburg, Bachelorarbeit, Lennart Wollenhaupt (2016)
17. Modeling of CHP-based local heating networks in order to cover the positive residual load, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Alexander Zaczek (2016)
18. Dynamische Simulation von Gasturbinenkraftwerke und Gas- und Dampfkraftwerke: Recherche über Modellierungsansätze und erste Implementierungen, Projektarbeit, Institut für Energietechnik, Maria Litschko (2015)
19. Auslegung von Heizkondensatoren zur Bereitstellung von Fernheizwasser, Projektarbeit, Institut für Energietechnik, Felix Kattelman (2015)
20. Entwicklung eines Auswahlwerkzeugs für Power-to-Heat und Warmwasserspeicher für die Fernwärmeversorgung, Projektarbeit, Institut für Energietechnik, Hendrik Tödter (2015)
21. Modelling and Simulation of Control Systems for Combined Heat and Power Plants
Masterarbeit, Institut für Energietechnik, Russell Drake (2015)

22. Untersuchungen zu gekoppelten Simulationsmodellen am Beispiel Raum- / Prozessmodell im Forschungsprojekt Smart Consumer, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Christian-Warnecke (2015)
23. Gleichungsbasierte Modellierung eines skalierbaren solarthermischen Wandlers, Bachelorarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Tobias Törber (2015)
24. Gleichungsbasierte Modellierung eines eindimensionalen Warmwasser-Schichtenspeichers mit einer variablen Anzahl an Ein- und Ausspeisemöglichkeiten unter Berücksichtigung von Solarthermie und direkter elektrischer Wärmezufuhr, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Tobias Ramm (2015)
25. Modellierung und dynamische Simulation des Hochdruck-Gasnetzes von Hamburg, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Oliver Lindemann (2015)
26. Evaluation of Business Opportunities for Different Energy Storage Systems in Complex Energy Supply Infrastructure, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Xu Li (2015)
27. Energy economical perspectives of solar heat in urban energy supply systems, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Cornelius Kuba (2015)
28. Emulation der Tageseinsatzplanung von Heizkraftwerken mit einem geeigneten Optimierungswerkzeug, Masterarbeit, Institut für Energietechnik, Marius Könecke (2015)
29. Beitrag von Wärmepumpensystemen und Wärmespeichern zur Integration Erneuerbarer Energien, Masterarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Inken Knop (2015)
30. Simulation und Optimierung des Abgassystems an einem Elektrolichtbogenofen, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Arne Kirschstein (2015)
31. Modellierung von Gasheizkesseln für die dezentrale Wärmeversorgung mit Modelica, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Paul Kernstock (2015)
32. Literaturrecherche zur Untersuchung der Integration Erneuerbarer Energien in dezentrale KWK-basierte Energieversorgungssysteme, Bachelorarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Jasmin Jestel (2015)
33. Dynamische Modellierung eines Fernwärmestranges unter Berücksichtigung der hydraulischen Betriebssicherheit, Masterarbeit, Institut für Energietechnik, Jakobus Gäth (2015)
34. Thermodynamische und ökologische Bewertungsmethoden für Energiespeicher in komplexen Energiesystemen, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Malte Johannes Engelhardt (2015)
35. Entwicklung der Momentanreserve in Deutschland unter Berücksichtigung von Wind Inertia Control, Bachelorarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Hanno Ehrenstein (2015)
36. Gleichungsbasierte Modellierung der Schadstoffbildung für eine Gasverbrennung unterschiedlicher Zusammensetzung und Erweiterung eines BHKW-Modells, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Jan Braune (2015)
37. Entwicklung von hybriden Energiespeicher- und Regelungskonzepten für gekoppelte dezentrale Energieversorgungssysteme mit hohem Anteil Erneuerbarer Energie, Bachelorarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Mats Bednarczyk (2015)
38. Hardware in the loop Simulation: State of the art and demonstrative application in the field of energy systems, Projektarbeit, Institut für Energietechnik, Russell Drake (2014)
39. Benchmarking von Simulationswerkzeugen für die Analyse komplexer Energiesysteme
Bachelorarbeit, Institut für Energietechnik, Jascha Bröder (2014)
40. Tageseinsatzplanung von Kraftwerken und Heizkraftwerken - Stand der Technik und Implementierungsmöglichkeiten, Projektarbeit, Institut für Energietechnik, Marius Könecke (2014)

41. Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung durch unterschiedliche Power-to-Heat-Anwendungen, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Philipp M. Stukenbrock-Heyhusen (2014)
42. Untersuchung der Bereitstellung von Primärregelleistung durch Anpassung der Regelung von Kühl- und Gefrierschränken im Haushalt, Projektarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Tonio Bixel (2014)
43. Modellierung einer Power-to-Gas-Anlage mittels Systemidentifikation in Modelica, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Christopher Helbig (2014)
44. Entwicklung eines hybriden Konzepts zur Integration erneuerbarer dezentraler Erzeugungsanlagen in ein lokales Energieversorgungsnetz, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Arne Dörschlag (2014)
45. Einsatz von Schwungradmassenspeichern am Regelleistungsmarkt unter energetischen und ökonomischen Aspekten, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Mandy Karsten (2014)
46. Modellierung und Simulation von gekoppelten Energiesystemen in Modelica, Masterarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Arne Köppen (2014)
47. Erstellung eines dynamischen Modells eines Elektrolyseurs in Modelica, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Patrick Götsch (2014)
48. Exergetische Bewertung von Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anlagen, Bachelorarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Rafael Wohlfahrt (2014)
49. Untersuchung des Sauerstoffpotentials im Rahmen der Wasserelektrolyse, Bachelorarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Lucas Jürgens (2014)
50. Modellierung und Simulation von erdgasbetriebenen Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerken zur Heimenenergieversorgung, Masterarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Simon Weilbach (2014)
51. Modellierung einer Diesel-Combined-Cycle Anlage für die Bereitstellung von Regelenergie in elektrischen Netzen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Bachelorarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Luise Middelhauve (2014)
52. Improvement of the short-range power forecast for a wind farm using a combination of different numerical weather models, Masterarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Anne Jandke (2014)
53. Erbringung von Primärregelleistung durch Kleinbatteriespeicher im Poolverbund unter Berücksichtigung solarer Eigenstromoptimierung, Masterarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Arne Dörschlag (2014)
54. Simulation und Analyse von elektrischen Speichern am Beispiel eines Hamburger Ortsnetzes, Masterarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Patrick Götsch (2014)
55. Modellierung von Windgeschwindigkeitszeitreihen auf Basis verschiedener Turbulenzspektren, Projektarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Anne Jandke (2014)
56. Analyse von Potenzialen zur Erhöhung der Netzstabilität durch Anpassung des Energiebedarfs eines großen industriellen Verbrauchers, Projektarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Christian Löhrl (2014)
57. Beurteilung bestehender Speichertechnologien zur Entkopplung elektrischer Verbraucher von der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, Projektarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Michael Renner (2014)

-
58. Modellierung und Simulation eines GuD-Kraftwerkes zur Verbrennung von wasserstoffreichen Brennstoffen für die Rückverstromung von gespeicherter Windenergie, Masterarbeit, Institut für Energietechnik, Christoph Wahmhoff (2014)
 59. Modellierung des Energieverbrauches eines Unternehmens der energieintensiven Industrie am Beispiel der ArcelorMittal Hamburg GmbH, Projektarbeit, Institut für Elektrische Energiesysteme und Automation, Arne Kirschstein (2013)
 60. Speicherung von Windenergie in Wasserstoff - wirtschaftliche und rechtliche Rahmenbedingungen, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Vera Klöpfer (2013)
 61. Analyse der Möglichkeiten zur Nutzung von Wasserstoff in Hamburg, Diplomarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Vladimir Narancic (2013)
 62. Auslegung und Bewertung eines Schwungradmassenspeichersystems zum Ausgleich fluktuierender Windenergie, Bachelorarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Bente Rathmann (2013)
 63. Modellierung von Energiespeichern mittels Zustandsautomaten, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Vitja Schröder (2013)
 64. Exergieanalyse und Bewertung von Thermopotentialspeichern, Projektarbeit, Institut für Technische Thermodynamik, Michael von der Heyde (2013)