

Schlussbericht zum Verbundvorhaben

Auswirkungen der Nutzung des geologischen Untergrundes als thermischer, elektrischer oder stofflicher Speicher

Integration unterirdischer Speichertechnologien in die Energiesystemtransformation am Beispiel des Modellgebietes Schleswig-Holstein

ANGUS II

Teilprojekt "Simulation energietechnischer Einzelanlagen"



Autoren/-innen:

Cynthia Boysen, Cord Kaldemeyer, Fahim Sadat, Ilja Tuschy, Francesco Witte

Editoren:

Sebastian Bauer, Andreas Dahmke

Schlussbericht zum Teilprojekt der Hochschule Flensburg, FKZ 03ET6122D

Dezember 2021

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ENERGIESPEICHER
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren/-innen.

Am Verbundvorhaben beteiligte Institutionen

Christian-Albrechts-Universität zu Kiel (CAU): AG Angewandte Geowissenschaften - Aquatische Geochemie und Hydrogeologie, AG Angewandte Geophysik, AG Geohydrmodellierung, AG Landschaftsökologie und Geoinformation, AG Marine und terrestrische Geomechanik und Geotechnik; Koordination und Teilprojekt "Geologische Modellierung und Parametrisierung" – FKZ: 03ET6122A

Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung Leipzig (UFZ): Department Isotopenbiogeochemie, Department Umweltinformatik; Teilprojekt "Geochemische und thermische Prozesse" – FKZ: 03ET6122B

Johannes Gutenberg-Universität Mainz (JGU): AG Klima und Sedimente; Teilprojekt "Bewertung von Störungzonen" – FKZ: 03ET6122C

Hochschule Flensburg (HSF): AG Thermische Energieanlagen; Teilprojekt "Simulation energietechnischer Einzelanlagen" – FKZ: 03ET6122D

Europa-Universität Flensburg (EUF): Abteilung Energie- und Umweltmanagement; Teilprojekt "Energienetzmodellierung und zukünftige Energiepfade" – FKZ: 03ET6122E

Verbundkoordination und Ansprechpartner

Prof. Dr. Sebastian Bauer & Prof. Dr. Andreas Dahmke

Christian-Albrechts-Universität zu Kiel
Institut für Geowissenschaften

Ludewig-Meyn-Str. 10
24118 Kiel

Tel. (Sekretariat): +49 (0) 431 880-2857
Fax (Sekretariat): +49 (0) 431 880-7606

sebastian.bauer@ifg.uni-kiel.de

Projektförderung

Das Projekt ANGUS II wurde gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen der Energiespeicher Forschungsinitiative. Betreut wurde das Verbundvorhaben durch den Projektträger Jülich.

Vorwort

Der vorliegende Schlussbericht zum Verbundvorhaben ANGUS II „Auswirkungen der Nutzung des geologischen Untergrundes als thermischer, elektrischer oder stofflicher Speicher Integration unterirdischer Speichertechnologien in die Energiesystemtransformation am Beispiel des Modellgebietes Schleswig-Holstein“ dient der umfassenden Darstellung der Projektergebnisse der Hochschule Flensburg sowie der kurzen Zusammenfassung der gemeinsam durchgeführten Arbeiten aller Zuwendungsempfänger des Forschungsverbundes. Diese sind im Einzelnen:

- An der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel (CAU) die AG Angewandte Geowissenschaften - Aquatische Geochemie und Hydrogeologie, AG Angewandte Geophysik, AG Geohydrumodellierung, AG Landschaftsökologie und Geoinformation, AG Marine und terrestrische Geomechanik und Geotechnik als Koordination im Teilprojekt "Geologische Modellierung und Parametrisierung"
- Am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung Leipzig (UFZ) das Department Isotopenbiogeochemie, Department Umweltinformatik im Teilprojekt "Geochemische und thermische Prozesse"
- An der Johannes Gutenberg-Universität Mainz (JGU) die AG Klima und Sedimente im Teilprojekt "Bewertung von Störungszonen"
- An der Hochschule Flensburg (HSF) die AG Thermische Energieanlagen im Teilprojekt "Simulation energietechnischer Einzelanlagen"
- An der Europa-Universität Flensburg (EUF) die Abteilung Energie- und Umweltmanagement im Teilprojekt "Energienetzmodellierung und zukünftige Energiepfade"

Das Verbundprojekt ANGUS II wurde als Anschlussforschung zum Verbundvorhaben ANGUS+ (Auswirkungen der Nutzung des geologischen Untergrundes als thermischer, elektrischer oder stofflicher Speicher im Kontext der Energiewende - Dimensionierung, Risikoanalysen und Auswirkungsprognosen als Grundlagen einer zukünftigen Raumplanung des Untergrundes) konzipiert. Im Rahmen der Bekanntmachung einer gemeinsamen Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) zur Förderung von Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet von Energiespeichertechnologien (Förderinitiative Energiespeicher) vom 21. April 2011 wurde das Projekt ANGUS II vom 01.01.2017 bis 30.09.2021 durch das BMWi gefördert und durch den Projektträger Forschungszentrum Jülich GmbH (PtJ) betreut.

Im Folgenden werden im Teil I des Endberichtes die Aufgabenstellung und Ziele, die Voraussetzungen zur Durchführung des Vorhabens, die Planung und der Ablauf des Vorhabens, der wissenschaftliche Stand zu Projektbeginn, die Zusammenarbeit mit anderen Stellen sowie eine übergeordnete Kurzfassung der Projektergebnisse für den Gesamtverbund dargestellt. In Teil II erfolgt die detaillierte Darstellung der Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete des ANGUS II Verbundes der Hochschule Flensburg im Teilprojekt "Simulation energietechnischer Einzelanlagen". Die detaillierten Ergebnisdarstellungen der Partnerinstitutionen sind in den Schlussberichten der jeweiligen Zuwendungsempfänger dargestellt. Der Teil I ist aufgrund der sehr integrativen Struktur des Verbundvorhabens gemeinsam durch alle Partner erstellt worden und daher für alle Verbundpartner identisch. Die Berichtsteile II.1 bis Schluss sind für jeden Zuwendungsempfänger spezifisch dargestellt.

Danksagung

Die Autoren/-innen danken dem BMWi für die finanzielle Unterstützung, den Projektpartnern für die effektive Zusammenarbeit und die erbrachten Leistungen sowie dem Projektträger Jülich für die herausragende und unterstützende Betreuung des Verbundvorhabens ANGUS II.

Schlussbericht

Zuwendungsempfänger:

Hochschule Flensburg

Förderkennzeichen:

03ET6122D

Vorhabenbezeichnung:

Verbundvorhaben **ANGUS II**: Auswirkungen der Nutzung des geologischen Untergrundes als thermischer, elektrischer oder stofflicher Speicher – Integration unterirdischer Speichertechnologien in die Energiesystemtransformation am Beispiel des Modellgebietes Schleswig-Holstein, Teilprojekt "Simulation energietechnischer Einzelanlagen"

Laufzeit des Vorhabens:

01.01.2017 – 30.06.2021

Berichtszeitraum

01.01.2017 – 30.06.2021

Herausgeber:

Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES), Flensburg

Autorinnen und Autoren:

Cynthia Boysen, Cord Kaldemeyer, Fahim Sadat, Ilja Tuschy, Francesco Witte

Inhalt

I.	Kurzdarstellung für den Verbund	11
I.1.	Aufgabenstellung	11
I.2.	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde.....	12
	AG Bauer (CAU).....	12
	AG Dahmke (CAU).....	12
	AG Duttmann (CAU).....	13
	AG Hohmeyer (EUF)	13
	AG Kolditz (UFZ)	14
	AG Rabbel (CAU).....	14
	AG Richnow (UFZ)	14
	AG Sirocko (JGU).....	15
	AG Tuschy (HSF)	15
	AG Wuttke (CAU).....	16
I.3.	Planung und Ablauf des Vorhabens, Darstellung der Verantwortlichkeit der Partner für die Arbeitsteile.....	16
I.4.	Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde.....	18
I.5.	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	20
	Koordination	20
	CAU	21
	UFZ.....	23
	JGU	23
	HSF	23
	EUF	23
I.6.	Ergebnisse des Verbundvorhabens	24
II.	Eingehende Darstellung	30
II.1.	Verwendung der Zuwendung und erzielttes Ergebnis im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele	30
	AP 2.2- Entwicklung von komponentenbasierten Kraftwerksmodellen zur integrierten Beschreibung des Betriebs von Druckluftspeicherkraftwerken und Anlagen der Wärmeversorgung mit geologischem Speicher in Energienetzen	31
	AP 2.3- Entwicklung von Schnittstellen zwischen Netzmodell, geologischem Modell und Kraftwerks-Komponentenmodell zur integrierten Systembetrachtung von geologischen Speichern, Kraftwerken, Obertageanlagen und Stromnetzen	38
	AP 3.1- Szenarienanalyse der Netzausbaupfade mit EE-Anteilen bis 100% für Schleswig-Holstein, Deutschland und im europäischen Kontext; Einbindung geologischer Speicher in die Netzinfrastruktur und Ermittlung von zeitabhängigen hochfrequenten Lastprofilen	41

AP 4.2-	Bestimmung eines Netz- und EE-Ausbaupfades bei starker Nutzung geologischer Speicher sowie Einbindung von Hochtemperatur-Wärmespeichern, Druckluftspeichern und Kleingeothermieanlagen mit jeweils spezifischen Speichernutzungskonzepten in die Energienetze; Ableiten von Nutzungsszenarien des Untergrunds	53
II.2.	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises	56
II.3.	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	56
II.4.	Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses	57
II.5.	Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordener Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	57
II.6.	Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses	58
III.	Kurzfassung	59

I. KURZDARSTELLUNG FÜR DEN VERBUND

I.1. Aufgabenstellung

Energiespeicher werden in einer zukünftigen Energieversorgung, die auf einem weiterhin stark ansteigenden Anteil an regenerativen Energien basiert, unverzichtbar sein. Schon heute werden diese in Gebieten mit einem hohen Bestand an Erneuerbare-Energien-Anlagen dringend benötigt, wie beispielsweise die Einspeisemanagement-Kosten in Schleswig-Holstein von ca. 200 Mio. Euro 2015 zeigen. Aufgaben für Energiespeicher sind sowohl der Ausgleich von kurzfristigen Fluktuationen der Erzeugerleistung, also die Bewältigung von Über- und Unterschuss-Situationen, als auch der Ausgleich von bis zu saisonalen Schwankungen für eine ganzjährig verlässliche Versorgung mit Strom und Wärme.

Geotechnische Energiespeicher zur Speicherung von Druckluft, synthetischem Methan oder Wasserstoff sowie zur Speicherung von Wärme im Untergrund bieten sowohl große Speicherkapazitäten als auch den Einsatz auf Zeitskalen, die je nach Speicher und Betriebsführung von ca. fünfzehn Minuten bis hin zu Monaten bzw. Jahren reichen. Geotechnische Energiespeicher können regional verteilt angelegt und in die lokale Energieinfrastruktur integriert werden. Allerdings sind Fragen nach der wirtschaftlichen und ökologischen Effektivität und Effizienz wie auch der Akzeptanz geotechnischer Speicher nur im Kontext realer und repräsentativer Regionen mit einem hohen Anteil an EE-Anlagen zu beantworten. Dabei ist zu beachten, dass die Energiesystemtransformation ein räumlich und zeitlich transients Prozess ist und geotechnische Speicher u.a. mit verschiedensten Power-to-X Ansätzen rückgekoppelt sind. Für die Nutzung geotechnischer Energiespeicher ist daher nicht nur ein grundlegendes System- und Prozessverständnis des Untergrundes und der Speicher notwendig, sondern auch spezifische Strategien für deren Integration in die Energieversorgungsnetze für Strom und Wärme.

Die übergeordneten Ziele dieses Antrages zum ANGUS II Verbundvorhabens waren daher:

1. Die Vervollständigung des als Energiespeicher potenziell zur Verfügung stehenden Geosystems in Schleswig-Holstein - als Beispielregion für Norddeutschland - um die bis dahin noch nicht berücksichtigten hydraulisch gering durchlässigen Schichten und Barrierehorizonte sowie die wasserungesättigte Zone im Hinblick auf Parameterbestimmungen und Prozessuntersuchungen für die jeweiligen geotechnischen Speicheransätze. Dabei werden insbesondere die durch zyklische Beanspruchung induzierten Effekte im Speicher und im umgebenden Untergrund berücksichtigt.

2. Die Kopplung und Weiterentwicklung bestehender Modelle zur Simulation geotechnischer Energiespeicher und ihrer unterirdischen Auswirkungen mit Modellen zur Simulation der Energieversorgung und von Einzelenergieanlagen, um räumlich und zeitlich aufgelöste Betriebs-szenarien für geotechnische Energiespeicher (spezifisch: Druckluft, synthetisches Methan, Wasserstoff, Wärme/Kälte) und deren Integration in die Energienetze bei unterschiedlichen Ausbauszenarien zu erlangen.

3. Die Bestimmung von Szenarien

i) zur Integration von geotechnischen Energie-speichern in die Energieversorgungsnetze und von wirtschaftlich sinnvollen Betriebsszenarien,

ii) zur zeitlich und räumlich aufgelösten Raumbeanspruchung dieser Speicher, insbesondere im stark genutzten urbanen Untergrund, anhand realistischer Nutzungsszenarien und Speicher-managementkonzepte,

iii) zu möglichen Auswirkungen auf Schutzgüter, insbesondere aufgrund von Störungen des geologischen Aufbaus, sowie zur Interaktion mit anderen Speichern oder anderen Nutzungen des Untergrundes. Zur Validierung der verwendeten Prognosemodelle und zur Methodenentwicklung

sollten mesoskalige Technikumsexperimente mit hoher wirtschaftlicher Anschlussfähigkeit durchgeführt werden.

4. Die Bereitstellung und Erprobung des Modellinstrumentariums zur Integration geotechnischer Speicher in die Energiesysteme und die Bestimmung von wirtschaftlichen Betriebsszenarios für geotechnische Energiespeicher sowie die Weiterentwicklung und Anpassung der Methodik und der Planungsinstrumentarien für eine großskalige Raumplanung des Untergrundes.

I.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Das ANGUSII Verbundvorhaben ist in die vier großen Themengebiete „Parametrisierung und Prozessuntersuchungen“, „Modellentwicklung“, „Szenarienanalyse“, und „Raumplanung des Untergrundes bei Nutzung als Energiespeicher und Systemintegration“ strukturiert. Die einzelnen Arbeitsgruppen brachten die jeweils notwendige Expertise zur Bearbeitung der Arbeitspakete in Kooperation mit ausgewählten Arbeitsgruppen der Verbundpartner ein.

Das Institut für Geowissenschaften an der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel hat aufgrund seiner breiten fachlichen Aufstellung im Bereich der Angewandten Geowissenschaften einen verhältnismäßig großen Anteil an den Arbeitspaketen. Diese breite Beteiligung der CAU am Forschungsvorhaben ANGUSII ergibt sich aus fachlich relevanten theoretischen Vorarbeiten wie auch aus der notwendigen apparativen Ausstattung. Darüber hinaus übernahmen Prof. Dr. Sebastian Bauer und Prof. Dr. Andreas Dahmke an der CAU die Koordination des Verbundes. Grundlegend für die Projektstruktur war eine strukturelle Verzahnung aller Partner über die Arbeitspakete hinweg, um enge interdisziplinäre Bezüge systematisch zu verankern. Diese Struktur der Arbeitspakete, in denen die Arbeitspakete rein inhaltlich definiert und somit teilweise von mehreren Arbeitsgruppen verschiedener Institutionen bearbeitet wurden, erforderte einen hohen integrativen und koordinativen Aufwand, führte jedoch auch zu einer engen Verbindung der Projektarbeiten.

AG Bauer (CAU)

Die Forschungsschwerpunkte der Arbeitsgruppe Geohydrmodellierung an der CAU unter der Leitung von Prof. Dr. Sebastian Bauer umfassen die Entwicklung und Implementierung von numerischen Methoden zur Simulation der gekoppelten unterirdischen Strömungs- und reaktiven Transportprozesse in porösen Medien. Von besonderem Interesse sind dabei hydraulische, mechanische, thermische und geochemische Aspekte, deren Kopplung und die praxisnahe numerische Simulation. Arbeitsfelder sind die Nutzung des Untergrundes zur Energiespeicherung im Rahmen der Energiewende, untertägige Gas- und Wärmespeicher, Beeinträchtigung des Grundwassers durch Altlasten, Sanierungs- und Monitoringstrategien für kontaminiertes Grundwasser, Karstgenese, Endlagerung radioaktiver Abfälle sowie CO₂-Speicherung im Untergrund. Dazu werden Methoden zur numerischen Simulation der auftretenden gekoppelten thermischen, mehrphasen-hydraulischen und reaktiven Transportprozesse entwickelt, implementiert und für Szenariensimulationen und Standortbewertungen eingesetzt. Die Arbeitsgruppe war an BMBF Verbänden (ANGUS+, KORA, CO₂-MoPa, CLEAN) und DFG-Projekten (Forschergruppe Poröse Medien) beteiligt und hat seit Jahren Erfahrung in der Koordination und Durchführung von Verbundvorhaben.

AG Dahmke (CAU)

Der Lehrstuhl für Angewandte Geologie an der CAU unter der Leitung von Prof. Dr. Andreas Dahmke besitzt langjährige Forschungserfahrung im Themenfeld der Sanierung von Grundwasserkontaminationen, was sowohl die Untersuchung mikrobieller und chemischer Prozesse in Laborexperimenten als auch die Modellierung dieser Prozesse umfasste. Zu Beginn des Projektes ANGUSII konzentrierte sich die Forschung der Arbeitsgruppe bereits seit ca. 10 Jahren auf

experimentelle und numerische Untersuchungen im Bereich der Nutzung des geologischen Untergrundes als Massen- und Energiespeicher. Die wichtigsten Themen waren dabei die Auswirkungen einer CO₂-Einlagerung auf den geologischen Untergrund (BMBF-Projekt CO₂-MOPA), sowie das Monitoring von CO₂ im Fall einer Leckage in oberflächennahe Grundwasserleiter (BMBF-Projekt CLEAN, CO₂-Leckagetest). Im vom BMWi geförderten Projekt GeoCitti wurde erstmalig auch der Einfluss von Temperaturveränderungen durch Erdwärmeanlagen auf mikrobielle und chemische Prozesse im Untergrund experimentell untersucht. Im Projekt ANGUS+ standen das Verhalten von Methan, Wasserstoff und Druckluft im Untergrund im Vordergrund, sowie der Einfluss der Temperatur auf den Untergrund und anthropogene Schadstoffe. Prof. Dr. Andreas Dahmke beantragte in Kooperation mit UFZ und GFZ erfolgreich einen Antrag zur Erstellung eines geophysikalischen und hydrogeologischen Testfelds (TestUM) im Rahmenprogramm FONA3. Durch Austausch von Ergebnissen zwischen den Projekten wurden Synergien erwartet. Insgesamt war der Lehrstuhl bereits seit Jahren erfolgreich mit der Koordination nationaler und internationaler interdisziplinärer F&E-Vorhaben betraut.

AG Duttmann (CAU)

Der Lehrstuhl für Landschaftsökologie und Geoinformation (LGI) an der CAU unter der Leitung von Prof. Dr. Rainer Duttmann verfügt über langjährige Erfahrung in der Anwendung und Entwicklung rechnergestützter Verfahren zur flächenhaften Modellierung von Wasser- und Stofftransporten auf Landoberflächen und in der ungesättigten Bodenzone sowie in der auf geostatistischen Methoden aufsetzenden Regionalisierung bodenphysikalischer und –hydrologischer Umweltprozessvariablen und Umweltprozesse (z.B. DFG-Verbundvorhaben „Soil structure dynamics and land use effects on preferential water and chemical fluxes in paddy rice fields at different spatial scales“). Der Antragsteller war bereits zu Projektbeginn seit 20 Jahren auf dem Gebiet der Geographischen Informationsverarbeitung tätig. Er ist wissenschaftlicher Leiter des 2009 gegründeten Zentrums für Geoinformation an der CAU (ZfG) (EFRE-Projekt „Kompetenzzentrum Geoinformation“). Seine Arbeitsschwerpunkte liegen auf der räumlichen Prognose und Bewertung oberflächengebundener Umweltprozesse (u.a. Modellierung von Winderosionsrisiken für das MLUR und LLUR Schleswig-Holstein) und dem Aufbau von Geodateninfrastrukturen für nationale und internationale Forschungsprojekte wie im EU-FP7-Projekt „CLIMB“, in dem der Antragsteller als Leiter des Work Package 2 „Geodata management“ beteiligt war.

AG Hohmeyer (EUF)

Prof. Dr. Olav Hohmeyer, Europa-Universität Flensburg (EUF) ist seit 1998 Professor für Energie- und Ressourcenwirtschaft an der EUF. Er arbeitete zu Projektbeginn bereits seit 35 Jahren zu Fragen der Integration erneuerbarer Energiequellen in Energiesysteme und zu Fragen der Auswirkungen von Energienutzung auf den anthropogenen Treibhauseffekt. Er war maßgeblich an der Strukturierung des Sonderberichts des IPCC „Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation“ beteiligt und hat das Sondergutachten des Sachverständigenrats für Umweltfragen „Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung“ verantwortlich koordiniert. Seit gut fünf Jahren werden in seiner Arbeitsgruppe Energiesystemmodelle auf der Basis von Open-Source- und Open-Data-Ansätzen entwickelt. Die Forschungsarbeiten reichen von den Details einzelner Technologien bis hin zur Entwicklung konsistenter Zielszenarien für 100 Prozent regenerative Energien. Die systemische Betrachtungsweise der Umstellung des Energiesystems beinhaltet die Modellierung von verschiedenen Energiewende-Pfaden auf regionaler, nationaler und internationaler Ebene. Im Forschungsprojekt "VerNetzen: Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende" (Laufzeit Mai 2013 bis Ende April 2016) wurden konsistente Zielszenarien bis 2050 entwickelt und modelliert. Die Szenarien beinhalten neben technischen und ökonomischen Randbedingungen auch lokale sozial-ökologische Faktoren und bilden somit eine Schnittstelle zwischen der Energiesystemmodellierung und der regionalen Sozialforschung im Bereich Akzeptanz von Windenergie und Netzausbau in Deutschland. Im

Projekt "open_eGo: Netzebenen-übergreifendes Planungsinstrument – zur Bestimmung des optimalen Netz- und Speicherausbaus in Deutschland - integriert in einer OpenEnergy-Plattform" (Laufzeit August 2015 bis Ende Juli 2018) wurde auf nationaler Ebene ein transparentes Netzplanungsinstrument erstellt um volkswirtschaftlich günstige Netzausbau-Szenarien zu ermitteln. Auf internationaler Ebene wurden im Projekt "MENA Energy Pathways: Energie für nachhaltige Entwicklung in Nordafrika und im Nahen Osten" (Laufzeit Januar 2015 bis Ende Dezember 2017) Pfade einer zukünftigen Stromerzeugung für die MENA Region identifiziert. Dabei wurde ein transdisziplinärer Ansatz genutzt, welcher Szenarientwicklung, empirische Feldforschung, Multi-Kriterien-Analyse und einen konsequent partizipativen Prozess kombinierte.

AG Kolditz (UFZ)

Das Department Umweltinformatik unter der Leitung von Herrn Prof. Dr. Olaf Kolditz wurde im Jahr 2007 am UFZ in Leipzig eingerichtet in gemeinsamer Berufung auf die Professur für Angewandte Umweltsystemanalyse an der TU Dresden. Die wissenschaftlichen Schwerpunkte liegen in der Angewandten Mathematik (Numerische Methoden für Mehrfeldprobleme) und der Angewandten Informatik (Datenintegration, Visualisierung, Höchstleistungsrechnen und Software-Engineering). Neben der Methodenentwicklung besteht ein sehr starker Anwendungsbezug in der Hydrologie, der Geotechnik und der Energiespeicherforschung. In der Hydrologie stehen Hydrosystemanalyse und integriertes Wasserressourcenmanagement in verschiedenen klimatisch sensitiven Modellregionen im Vordergrund. Das Anwendungsportfolio in der Geotechnik reicht von Endlagerung und CO₂-Speicherung bis hin zur tiefen und flachen Geothermie. Die technische Energiespeicherung war zu Projektbeginn als Anwendungsfeld relativ neu, dabei ging es um die Entwicklung thermischer Feststoffspeicher in Zusammenarbeit mit der DLR in Stuttgart. Das UFZ ist Mitglied des internationalen OpenGeoSys-Konsortiums (www.opengeosys.net) zur Modellierung thermo-hydro-mechanisch-chemischer (THMC) Prozesse in porösen Medien.

AG Rabbel (CAU)

Die Arbeitsgruppe Angewandte Geophysik der CAU unter der Leitung von Prof. Dr. Wolfgang Rabbel befasst sich mit der Entwicklung und Anwendung geophysikalischer Feldmessverfahren, die zur Erkundung und Überwachung des Untergrundes von der Erdoberfläche (wenige m Tiefe) bis in die tiefere Erdkruste (10er km) Tiefen eingesetzt werden. Wichtige Feldmessprojekte der letzten Jahre vor ANGUSII-Projektbeginn befassten sich mit der zerstörungsfreien Untersuchung von Böden (EU-Projekt iSOIL), archäologischen Stätten (BMBF-Projekte im Rahmen von NTG, EU Intensive Program) und marinem Baugrund in der Nord- und Ostsee, insbesondere für offshore Windkraftanlagen (BMU-Projekt FINO3). In Verbundvorhaben wurden Verfahren zur Beurteilung des geothermischen Potenzials entwickelt (BMU-Projekt MeProRisk) und Strategien zur Überwachung untertägiger CO₂-Speicherung entwickelt bzw. evaluiert. Im Rahmen des Sonderforschungsbereichs 574 (DFG) wurde der Transport von Fluiden in der Erdkruste seismologisch erforscht. Eine besondere Expertise der Arbeitsgruppe liegt im Kombinieren unterschiedlicher geophysikalischer Feldmessverfahren gestützt auf numerischen Simulationsrechnungen.

AG Richnow (UFZ)

Dr. habil. Hans H. Richnow ist Geochemiker und leitet das Department für Isotopenbiogeochemie am UFZ, bestehend aus einem interdisziplinären Team von Biologen, Molekularbiologen, Chemikern und Isotopenspezialisten. Das Department verfügt über Erfahrung in der Nutzung stabiler Isotopentechniken zur Charakterisierung mikrobieller Prozesse in Feldstudien. Es wurden Methoden zum qualitativen Nachweis und zur Quantifizierung des Abbaus organischer Schadstoffe sowie zur Analyse biogeochemischer Prozesse im Kohlenstoff-, Stickstoff-, und Schwefelkreislauf entwickelt und diese in Feldstudien erfolgreich angewandt. Molekularbiologische Methoden (16S DNA-basiert), Tracer-experimenten und stable Isotope Probing werden seit vielen Jahren zur

Charakterisierung mikrobieller Gemeinschaften für ökologische Fragstellungen aber auch für Prozessuntersuchungen eingesetzt. In bereits zu ANGUSII-Projektbeginn weit mehr als 100 Veröffentlichungen sind die Arbeiten der Departments zur Analyse von mikrobiellen Gemeinschaften in Umweltsystemen und deren Aktivität in biologischen Abbauprozessen von organischen Schadstoffen dokumentiert. Eine hohe Expertise besteht in der Untersuchung langsam ablaufender anaerober Abbauprozesse. Das Department besitzt ein hervorragend ausgestattetes Isotopenlabor, verschiedene mikrobiologische Labore sowie Labore für molekularbiologische und proteinchemische Arbeiten.

AG Sirocko (JGU)

Prof. Dr. Frank Sirocko hat in Kiel habilitiert und arbeitet seit 1998 als Professor für Sedimentologie an der JGU in Mainz. Seit den Kieler Jahren ist die wissenschaftliche Untersuchung rezent aktiver Störungen in Norddeutschland im Rahmen des DFG SPP „Norddeutsches Becken“ (Zusammenarbeit mit RWE und LANU) eines seiner Schwerpunktthemen; dabei kamen vor allem topographisch statistische Verfahren, Luftbildanalyse, Seismik, Georadar, Bohrungen, Wasser- und Radonanalysen zum Einsatz.

Insbesondere die Publikationen zur Wechselwirkung von Salzaufstieg und Eisauflast in Schleswig-Holstein waren der Grund für die Teilnahme am ANGUSII Verbund, da beide geodynamischen Prozesse Zonen erhöhter Permeabilität entlang teckontischer Störungen von der geologischen Tiefe bis an die Erdoberfläche verursachen können. Die Arbeitsgruppe beschäftigt sich seit 20 Jahren mit der Frage, in welchem Umfang mit den Störungen verbundene Durchrüttungszonen zum Aufstieg von Gasen und Flüssigkeiten führen können und damit Zonen potentieller Leckagen eines Speichers bilden. Im Rahmen des ANGUSII Projektes sollten technische Verfahren entwickelt werden, um die Zonen potentieller Leckagen kostengünstig und effektiv zu lokalisieren bzw. Leckagen nachzuweisen, insbesondere über die Erfassung des Radonflusses aus der Tiefe an die Erdoberfläche.

AG Tuschy (HSF)

Die Arbeitsgruppe Thermische Energieanlagen der Hochschule Flensburg unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Ilja Tuschy ist dem gemeinsam mit der Europauniversität Flensburg betriebenen Zentrum für nachhaltige Energiesysteme zugeordnet und arbeitet dort an der Auslegung, Analyse und Weiterentwicklung von Kraftwerksanlagen und Wärmeversorgungsanlagen. Im Rahmen des Technologietransfers werden in der Arbeitsgruppe vornehmlich Auftrags-, aber zunehmend auch öffentlich geförderte Forschungsprojekte durchgeführt. Schwerpunkte der Arbeiten sind kraftwerkstechnische Koppelprozesse und solche mit Speicheranteil, wie KWK-Anlagen und Druckluftspeicherkraftwerke. Aufbauend auf einer langjährigen Expertise im Bereich der Prozessthermodynamik, wurden bereits zu ANGUSII Projektbeginn über ein großes technisches Spektrum hinweg technische und energiewirtschaftliche Bewertungsaufgaben vorgenommen, so etwa zu Dampfturbinen in solarthermischen Kraftwerken, zur Systemwirkung motorischer Blockheizkraftwerke mit integrierter Wärmepumpe oder, in Fortführung entsprechender industrieller Arbeiten des Gruppenleiters, zu kombinierten Spitzenlast- und Druckluftspeicherkraftwerken. Ein besonderes Merkmal der durchgeführten Forschungsvorhaben ist, dass Technologien und Konzepte der thermischen Energietechnik insbesondere auf ihre Perspektive unter sich wandelnden Rahmenbedingungen untersucht werden. Dabei werden die Technologien ebenso wie das umgebende System dem Untersuchungszweck entsprechend in der jeweils gebotenen Tiefe abgebildet und mit Hilfe aktueller numerischer Berechnungs- und Optimierungsmethoden der Einsatz in zukünftigen Versorgungsstrukturen simuliert. Eine Technologiebewertung auf dieser Basis unterscheidet sich insbesondere durch die dabei eingenommene Akteursperspektive deutlich von allgemeinen qualitativen Abschätzungen, wie sie insbesondere häufig im Zusammenhang mit Flexibilisierungstechnologien zu finden sind.

AG Wuttke (CAU)

Die Forschungsschwerpunkte der Arbeitsgruppe Geomechanik und Geotechnik an der CAU unter der Leitung von Prof. Dr.-Ing. Frank Wuttke umfassen die Entwicklung und Analyse von neuen experimentellen Methoden, Geomaterialien und numerischen Methoden von gekoppelten thermischen, hydraulischen, mechanischen Problemstellungen innerhalb der Energie Geotechnik. Dabei werden Grundlagenthemen als auch viele angewandte Fragestellungen zu Energiespeichermethoden, eingeerdeten Hochspannungskabeln, Geothermie oder Fundierungen von Windenergieanlagen behandelt. Neben der experimentellen Analyse von gekoppelten T-H-M Prozessen zur numerischen Modellierung, erfolgte bereits vor dem ANGUSII-Projektbeginn eine Neuentwicklung von Lattice-Element-Methoden zur Mikrobasierten Analyse der gekoppelten Problemstellungen. Für die Modellierung komplexer Rand- und Materialbedingungen und der transienten Belastung der Fundierungen von Windenergieanlagen, werden Systemmodellierungen entwickelt, so dass beliebige zyklische Lasten, Geometrien und Materialstrukturen abgebildet werden können. Die Arbeitsgruppe war bereits zum ANGUSII Projektbeginn in einer Vielzahl von Projekten zur Energie Geotechnik Themenstellung eingebunden, oft als Verbundprojekte des BMBF, des BMU (IGLU), der EU (DESCRABLE, EXCHANGE-RISK) und des BMWi (DUOFILL, GEOMOE, GLUESTRENGTH). Weitere Arbeitsinhalte der Arbeitsgruppe sind die Struktur-Geomaterial-Interaktion und die Entwicklung des Prozess-Monitorings bzw. Materialidentifikation. Den Stellenwert der Arbeitsgruppe auf internationaler Ebene unterstrich die Ausrichtung der 1. Internationalen Konferenz zu Energie Geotechnik im Jahr 2016, wo die zum Zeitpunkt aktuellen wesentlichen internationalen Forschungsschwerpunkte und -entwicklungen präsentiert wurden.

I.3. Planung und Ablauf des Vorhabens, Darstellung der Verantwortlichkeit der Partner für die Arbeitsteile

Die Arbeiten für das Verbundvorhaben sind in die vier großen Arbeitspakete

AP1: Parametrisierung

AP2: Modellentwicklung

AP3: Szenarienanalyse und

AP4: Raumplanung des Untergrundes bei Nutzung als Energiespeicher und Systemintegration

gegliedert, die jeweils wieder in insgesamt 21 Teil-Arbeitspakete gegliedert sind (Abbildung 1). Dabei sind die Teil-Arbeitspakete thematisch angelegt, sodass diese zumeist von mehr als einer Arbeitsgruppe bearbeitet werden. Ebenso sind die Arbeiten der beteiligten Arbeitsgruppen und Institutionen oft über mehrere Arbeitspakete verteilt. Diese Art der Strukturierung ist inhaltlich an den Bedürfnissen des sehr integrativen Projektes orientiert, und erfordert und unterstützt gleichzeitig die Zusammenarbeit der einzelnen Gruppen und Institutionen. Dies spiegelt sich in einem erhöhten Koordinationsaufwand sowie den dazu notwendigen Projekttreffen und Absprachen wieder. Die Antragsteller sind jedoch überzeugt, dass nur so eine integrative Bearbeitung des Themas „Speicher“ erfolgen kann, und nur durch eine enge Verknüpfung der einzelnen Arbeitsgruppen wesentliche Erkenntnisse gewonnen und Fortschritte erzielt werden können.

In Arbeitspaket AP-1 werden geomechanische (AP-1.1) geochemische (AP-1.2, AP1.3), mikrobiologische (AP-1.3, AP-1.4) Laboruntersuchungen durchgeführt, um die entsprechenden Prozesse aufgrund von Gasspeicherung (Wasserstoff, Methan, Druckluft) bzw. Wärmespeicherung zu quantifizieren. In AP-1.5 werden Versuche auf der Technikumskala durchgeführt, um numerische Simulationsmodelle zu verifizieren und das Prozessverständnis zu überprüfen. In AP-1.6 werden im Feldmaßstab Störungen und Störungszonen in Schleswig-Holstein charakterisiert und parametrisiert, sowie eine Methodik zu deren Bewertung als potentielle Leckagepfade erarbeitet. AP-2 dient der Weiterentwicklung der für die Szenariensimulationen

benötigten Modelle. In AP-2.1 wird das Netzmodell der Energienetze erweitert, in AP-2.2 das Modell zur Abbildung von Kraftwerken auf der Skala der Einzelanlagen erstellt. AP-2.3 dient der Entwicklung und Implementierung von Schnittstellen zwischen Energienetzmodell, Kraftwerksmodell und dem Modell für die geologischen Speicher. In AP-2.4 und AP-2.5 wird das Modell zur Simulation der geologischen Speicher um die benötigten Komponenten zu Abbildung der Temperatureinflüsse (AP-2.4) sowie von Leakagepfaden (AP-2.5) erweitert. Ebenso wird in AP-2.5 das geophysikalische Modell für die erarbeitet. In AP-3 werden die geplanten Szenariosimulationen durchgeführt. Hierzu werden Szenarien zum Netzausbau (AP-3.1), zur Prognose des Wärmebedarfes (AP-3.2), zur Auswirkung von Gasspeichern (AP-3.3), zur Ausbreitung von Gas- oder Soleckagen (AP-3.4) sowie zur Auswirkung von thermischen Speichern (AP-3.5) berechnet, wobei die in AP-2 entwickelten Methoden zum Einsatz kommen. In AP-4 werden die Prozessanalysen aus AP-1 und die Szenarioanalysen aus AP-3 im Hinblick auf Speicherdimensionierung und Einsatzmöglichkeiten (AP-4.1) sowie im Hinblick auf einen Ausbaupfad für erneuerbare Energien unter Ausnutzung der unterirdischen Speicheroptionen (AP-4.2) ausgewertet. AP-4.3 untersucht Managementkonzepte für Wärmespeicher im urbanen Raum, AP-4.4 entwickelt Methoden zur Integration und Visualisierung der gewonnenen Daten und entwickelt ein internet-basiertes Informationssystem. AP-4.4 schließlich dient der Verbreitung der Projektergebnisse in Form von öffentlichen Leitfäden.

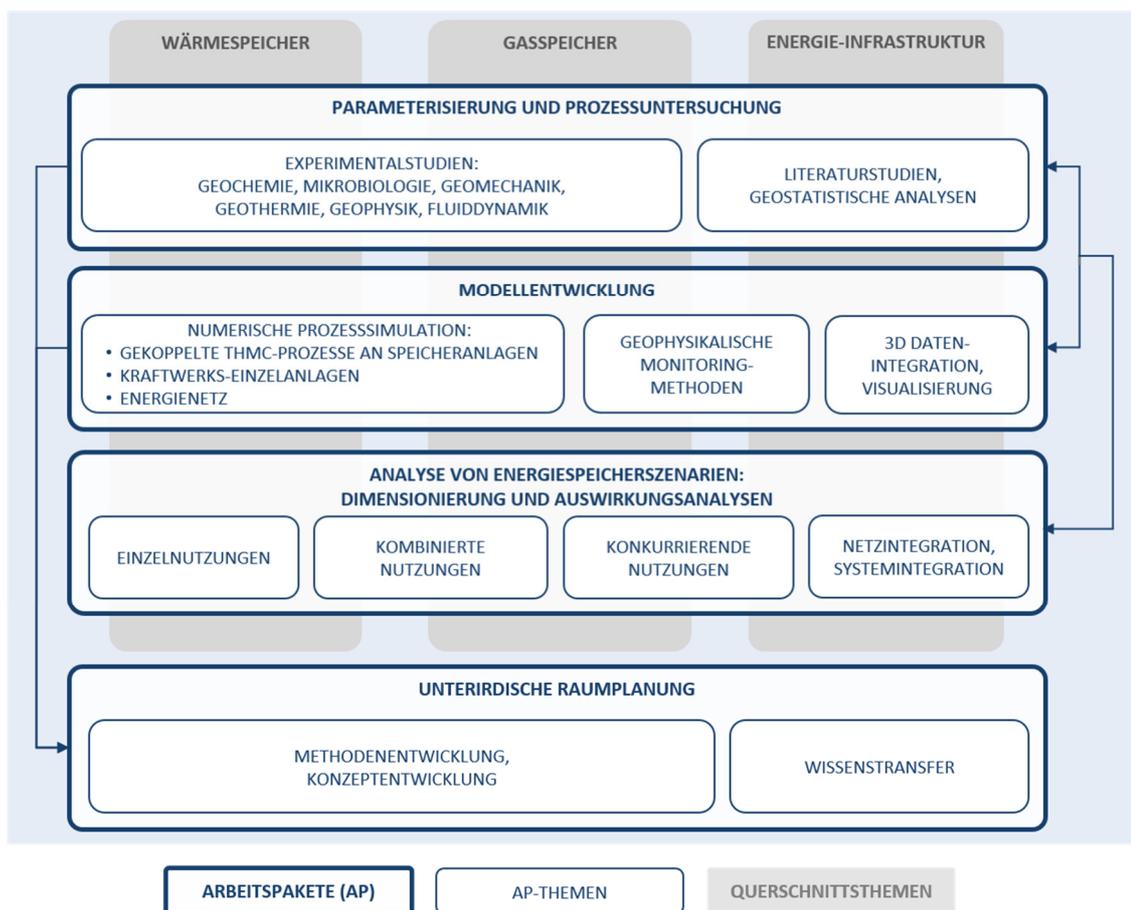


Abbildung 1: ANGUSII Projektstruktur

Die Zeitplanung des Verbundvorhabens wurde nach Antragstellung und mit Zustimmung des Projektträgers jeweils bedarfsbezogen geändert (04/2017, 08/2017, 04/2019, 11/2019, 04/2020), um insbesondere auf verspätete Personaleinstellungen zu reagieren. Ab Frühjahr 2020 wurden die Arbeiten durch die Maßnahmen zur Eindämmung der Corona-Pandemie stark verzögert, die starke Auswirkungen vor allem auf die experimentellen Arbeiten hatten und zu erheblichen

Verzögerungen in allen Bereichen der Projektarbeit führten, da gemeinsames Arbeiten und Absprachen erheblich erschwert wurden. Diese Situation zog sich leider, saisonal bedingt in unterschiedlicher Ausprägung, bis zum Projektende hin. Zwei Projektverlängerungen um sechs bzw. drei Monate wurden in diesem Zusammenhang beantragt und genehmigt, um den erfolgreichen Abschluss der geplanten Arbeiten auch unter den durch die Maßnahmen zur Eindämmung der Corona-Pandemie erheblich erschwerten Bedingungen sicherzustellen.

Die folgenden Projekttreffen dienten der internen Abstimmung zwischen den Projektpartnern:

1. ANGUS II Gesamtverbundtreffen: 05.04.17, 12h – 06.04.17, 16.30h; Kiel (CAU und Wissenschaftszentrum)
2. ANGUS II Gesamtverbundtreffen: 29.11.17, 09 – 16h; Kiel (Wissenschaftszentrum)
3. ANGUS II Gesamtverbundtreffen: 25.04.18, 12h – 26.04.18, 14h; Kiel (Kunsthalle)
4. ANGUS II Koordinationstreffen: 04.12.18, 12h – 05.12.18, 15h; Kiel (Kunsthalle)
5. ANGUS II Gesamtverbundtreffen: 13.06.19, 09 – 14h; Leipzig (UfZ)
6. ANGUS II Gesamtverbundtreffen: 26.11.19, 12h – 27.11.19, 15h; Kiel (Seeburg)
7. ANGUS II Koordinationstreffen: 03.07.20, 13 – 15h; Online
8. ANGUS II Koordinationstreffen: 08.02.21, 12 – 14h; Online
9. ANGUS II Gesamtverbundtreffen: 30.03.21, 09 – 17h; Online

Weiterhin wurden zur Vorbereitung der ANGUS-Symposien sowie der dort vorgestellten Arbeiten intensive Absprachen im Vorfeld durchgeführt:

10. ANGUS Symposium 2017: Energiespeicher im geologischen Untergrund, 28.11.2017, Kiel; eine Veranstaltung der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel und des ANGUS Forschungsverbundes
11. ANGUS Symposium 2021: Energiespeicher im geologischen Untergrund, 17.06.2021, Online

I.4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Das Verbundprojekt ANGUSII baut wesentlich auf Arbeiten im zuvor geförderten Verbundvorhaben ANGUS+ („Auswirkungen der Nutzung des geologischen Untergrundes als thermischer, elektrischer oder stofflicher Speicher im Kontext der Energiewende – Dimensionierung, Risikoanalysen und Auswirkungsprognosen als Grundlagen einer zukünftigen Raumplanung des Untergrundes“, Förderkennzeichen: 03EK3022 A-D; Laufzeit bis 06/2017) auf. Die wesentlichen technischen und wissenschaftlichen durchgeführten Arbeiten und Ergebnisse des ANGUS+ Projektes waren:

- Erstellung eines konsistenten geologischen Untergrundmodells als Basis der geowissenschaftlichen Prozessbeschreibung. Dies wurde am Beispiel Schleswig-Holsteins repräsentativ für den Norddeutschen Raum entwickelt. Für ausgewählte Reservoirschichten wurden Parametrisierungen aus Bohrungsdaten ermittelt, die oberirdische Infrastruktur wurde – soweit Daten zugänglich sind – erfasst und georeferenziert in ein Gesamtmodell eingebracht.
- Geochemischen Auswirkungen von Temperaturänderungen in ausgewählten geologischen Speicherformationen wurden im Labor parametrisiert. Ebenso wurden Interaktionen mit Altlasten, wie diese im urbanen Raum häufig sind, beispielhaft experimentell und durch numerische Simulation untersucht. Es zeigte sich, dass die geochemischen Rückkopplungen und die mikrobiologischen Effekte divers und standortspezifisch sind, positive Effekte jedoch in Betracht gezogen werden können. Auswirkungen der Gasspeicherung (Methan, Wasserstoff) bei Leckage in oberflächennahe Grundwasserleiter wurden geochemisch und mikrobiologisch ermittelt, sodass Umsetzungsraten für zukünftige Risikobetrachtungen zur Verfügung gestellt werden können.
- Weiterentwicklung eines Prognosemodells für gekoppelte thermische, hydraulische, und geochemische Prozesse im Untergrund. Für die wesentlichen untersuchten Speicheroptionen, d.h. geotechnische Wasserstoffspeicher, Druckluftspeicher und Wärmespeicher,

wurden die bei Antragstellung als wesentlich erkannten Prozesse implementiert. Die Modelle wurden für eine erste Abschätzung der hydraulischen und thermischen Auswirkungen der Speicher eingesetzt, und eine vorläufige Abschätzung der räumlichen Auswirkungen der Speicher entwickelt sich vielversprechend.

- Entwicklung von realitätsnahen Szenarien für diese Speicher und Erfassung der Auswirkungen der Speicher im Untergrund. Für Wasserstoff, Druckluft- und Wärmespeicher wurden erste Nutzungsszenarien entwickelt und entsprechende Speicher dimensioniert. Es zeigt sich, dass die Nutzung der geotechnischen Speicher eng mit der Einbindung der Speicher in die Energienetze und die geforderten Profile verknüpft ist. Ebenso zeigt sich, dass der geologische Untergrund eine Vielzahl an Möglichkeiten bezüglich der benötigten Speichergröße und der geforderten Lastkurven ermöglicht.
- Entwicklung einer Methodik zur Raumplanung des Untergrundes durch Beschreibung der Raumbeanspruchung der einzelnen induzierten Prozesse sowie deren Überwachung durch neue Monitoringkonzepte. Auf Basis der durchgeführten Arbeiten wurde ein umfassendes und für alle Nutzungen des Untergrundes gültiges Konzept zur Bestimmung und Quantifizierung der räumlichen Auswirkungen im Untergrund entwickelt. Dieses Konzept geht damit über die Nutzung als Energiespeicher hinaus und berücksichtigt andere Nutzungsformen sowie Nutzungskonkurrenzen und Nutzungsinteraktionen. Ebenso wird eine Methodik zu deren Bestimmung anhand der erlangten experimentellen Ergebnisse und anhand der entwickelten numerischen Modellwerkzeuge entwickelt und in ersten Studien erfolversprechend eingesetzt, die die Anwendbarkeit der Methodik plausibel machen. Die Ergebnisse sollen noch mit dem GIS-Informationssystem zur Raumplanung des Untergrundes, welches bereits die Untergrunddaten enthält, verbunden werden.

Trotz erheblicher Fortschritte auf den skizzierten Feldern konnte aus Kapazitätsgründen im Projekt ANGUS+ nicht der komplette Untergrund und nicht alle induzierten Prozesse und Risiken sowie alle relevanten Randbedingungen betrachtet werden. So wurden in den bisherigen Arbeiten nur die Reservoirformationen als die Zielhorizonte für Gasspeicher detailliert betrachtet, nicht jedoch die abdeckenden Stauschichten, die ebenso thermischen, hydraulischen und geochemischen Veränderungen unterliegen. Ebenso wurden zwar die Auswirkungen von Gas- oder Soleleckagen in oberflächennahen Grundwasserleitern untersucht, nicht jedoch Aufstiegsraten und Einträge entlang von Störungen oder bevorzugten Wegsamkeiten. Diese äußerst komplexe und relevante Fragestellung soll im Projekt ANGUSII durch die geologische Charakterisierung von Störungen, durch hochauflösende seismische Methoden sowie durch detaillierte Prozesssimulationen des Aufstiegsverhaltens untersucht werden, um das damit verbundene Risiko besser eingrenzen zu können. Für Wärmespeicher wurden bisher die Auswirkungen nur im gesättigten Grundwasserbereich und dort für hydraulisch durchlässige Schichten betrachtet. Es zeigt sich jedoch, dass diese Speicher teilweise im ungesättigten Bereich des Untergrundes oder in hydraulisch dichten bindigen Schichten installiert werden, sodass hier weitere Arbeiten zur Charakterisierung und Prognose notwendig werden. Für Gas- als auch Wärmespeicher ergaben sich durch die eigenen Arbeiten Hinweise, dass die Anzahl und die Ausprägung von Speicherzyklen einen erheblichen Einfluss sowohl auf die Speichereffizienz und Speicherkapazität als auch die Dauerhaftigkeit eines geotechnischen Speichers haben können. Daher sollten im Projekt ANGUSII die Zykleneffizienz und die Zyklenbeständigkeit der Speicher sowohl experimentell als auch anhand von Modellstudien untersucht werden. Die bisher durchgeführten numerischen Simulationen zeigen, dass die Speicher eine große Bandbreite an Kapazitäten und Speicherraten prinzipiell erfüllen können, wodurch sich diese als flexibel einsetzbar zeigten. Spezifischere Anforderungen an die geotechnischen Speicher ergeben sich daher aus der Integration der Speicher entweder direkt mit einzelnen Kraftwerken (Druckluft, KWK-Anlagen) oder mit den Energienetzen. Als ein Ergebnis von ANGUS+ wurde erkannt, dass die dafür notwendige Fachexpertise direkt im Projekt eingebunden werden muss. Daher sollten in ANGUSII die Integration der Speicher in die Energienetze für Strom und Wärme und die Kopplung mit technischen Kraftwerksanlagen im Projekt bearbeitet werden, um realistische Betriebsszenarien für die geotechnischen Speicher auf Basis von Netzausbau-pfaden für ihre Verwendung zu bestimmen.

I.5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Koordination

Aus dem ANGUS II Forschungsverbund heraus wurden, vertreten in erster Linie durch die Projektleitung und wissenschaftliche Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter eine Vielzahl an öffentlichen Veranstaltungen ausgerichtet, um Kontakte zu Anwendern, Planern und zu Entscheidungsträgern sowie zu anderen Forschungsverbänden zu gewinnen. Konzepte und Methoden des Projekts konnten so allgemein bekannt gemacht und kritisch diskutiert werden. Die aus dem ANGUS II Verbund heraus organisierten oder mit-organisierten Tagungen und Workshops sind im Folgenden zusammengestellt:

- Fachgespräch: Unterirdische Wärmespeicherung im Spannungsfeld Grundwasserschutz – Grundwassernutzung, 01.03.2017, Hamburg; eine Veranstaltung der CONSULAQUA Hamburg und der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel unter Beteiligung der Forschungsverbände ANGUS+ und ANGUS II
- Workshop zum Austausch der Projekte ANGUS und GEWISS (Geographisches Wärmeinformations- und Simulationssystem), 19.06.2017, Hamburg
- Workshop: Auswirkung von oberflächennaher Geothermie und Wärmespeicherung auf den Untergrund, 20.-21.03.2017, Karlsruhe; eine Veranstaltung des LFZG, des ANGUS-Projektes, der Universität Kiel, der Hochschule Merseburg & des KIT Zentrums Klima und Umwelt; Mitwirkung u.a. des Umweltbundesamtes
- 80. Tagung der Arbeitsgemeinschaft Norddeutscher Geologen, 06. – 09.06.2017, Rendsburg; eine Veranstaltung der Arbeitsgemeinschaft Norddeutscher Geologen wird ausgerichtet durch den Geologischen Dienst am Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (LLUR) mit dem GEOMAR Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung Kiel und der Christian-Albrechts-Universität unter Beteiligung der Forschungsverbände ANGUS+ und ANGUS II als Kooperationspartner.
- Workshop: Konzepte und Methoden für eine quantitative Raumplanung des Untergrundes, 18.05.2017, Kiel; eine Veranstaltung des ANGUS Projekts
- ANGUS Symposium 2017: Energiespeicher im geologischen Untergrund, 28.11.2017, Kiel; eine Veranstaltung der Christian-Albrechts-Universität zu Kiel und des ANGUS Forschungsverbundes
- Öffentlicher Abendvortrag: Klimagerechte Wärmeversorgung in der Hansestadt Hamburg, Christian Maaß, Hamburg Institut, 03.12.2018, Kiel
- Öffentlicher Workshop „Urbane Wärmewende: Was kommt nach der Kohle? – Transformation des Energiesystems in der Metropolregion Mitteldeutschland“, 12.06.2019, Leipzig. Prof. Dr. Sebastian Bauer und Prof. Dr. Andreas Dahmke als Co-Organisatoren
- ANGUS Symposium 2021: Energiespeicher im geologischen Untergrund, 17.06.2021, Online

Neben der Ausrichtung von öffentlichen Veranstaltungen wurde auch durch die (Co-) Organisation von Sessions zur Nutzung des unterirdischen Raumes, insbesondere auf großen geowissenschaftlichen Fachkonferenzen, eine Möglichkeit zum intensiven Austausch und zur Verbreitung der Ergebnisse des ANGUS II Projektes geschaffen. Forschungsthemen können so gezielt in den Fokus gerückt werden, aber auch Ansätze der experimentellen Analyse, der Modellentwicklung und der Systemintegration können so diskutiert werden.

- Session zum Thema "Geothermal heat supply in areas of high population density" auf der GeoBremen, 24.09.2017, Bremen; Organisation und Moderation der Session durch Prof. Dr. Sebastian Bauer und Dr. Ralf Köber (beide CAU)
- Session ERE5.3 "Process quantification and modelling in subsurface utilization" auf der EGU Jahrestagung 2018, 08.-13.04.2018, Wien; Prof. Dr. Sebastian Bauer als Convener
- Session ERE6.1 "Integrated lab, field and modelling studies in subsurface utilization" auf der EGU Jahrestagung 2019, 07.-12.04.2019, Wien; Prof. Dr. Sebastian Bauer als Co-Convener
- Session „Grundwassertemperaturen im urbanen Raum – Monitoring, Management und Prozessverständnis anthropogener Einflussfaktoren“ auf der Tagung der Deutschen Geologischen Gesellschaft, Fachsektion Hydrogeologie (FHDGG) 22.- 23.03.2018, Bochum. Prof. Dr. Sebastian Bauer als Co-Convener

- Session ERE6.1 "Process quantification and modelling in subsurface utilization" auf der EGU Jahrestagung 2020, 03.-08.05.2020, Online. Prof. Dr. Sebastian Bauer als Co-Convener

Prof. Dr. Andreas Dahmke hatte im Projektzeitraum die Federführung bei der Beantragung der Teilfinanzierung eines Kompetenzzentrums Geo-Energie (KGE) aus Zuwendungen zur Förderung von anwendungsorientierter Forschung, Innovation, zukunftsfähigen Technologien und des Technologie- und Wissenstransfers im Landesprogramm Wirtschaft (EFRE) inne. Als Antragsteller waren aus dem ANGUS II Verbund auch Prof. Dr. Sebastian Bauer, Prof. Dr. Wolfgang Rabbel und Prof. Dr.-Ing. Frank Wuttke beteiligt. Das Konzept des Kompetenzzentrums greift u.a. den im Zusammenhang mit ANGUS und anderen an der CAU bearbeiteten Projekten zur untertägigen Energiespeicherung (z.B. IGLU, TestUM Aquifer, GeoMINT) festgestellten Forschungs- und Fortbildungsbedarf auf. Die Förderung der ersten Phase des KGE wurde bewilligt. In Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen führt das KGE zunächst im Zeitraum vom 11/2017 bis 11/2022 projektbezogene Forschungsarbeiten und Weiterbildungen zur energetischen Nutzung des geologischen Untergrundes durch. Das KGE unterstützt dabei insbesondere den Austausch von Wissenschaft und Praxis. Enger Austausch bestand zwischen ANGUSII und den Projekten TestUM-Aquifer und TestUM II während der Aufbauphase des Testfeldes TestUM in Wittstock und im Sinne des Proben-Austausches (untenstehend näher spezifiziert) bzw. beim Design und Aufbau des Temperatur-Monitorings. Ergebnisse des Projektes ANGUSII aus dem Bereich der Wärmespeicherung konnten des Weiteren in eine UBA-Studie zum Thema „Umweltwirkungen und umweltverträglicher Ausbau der oberflächennahen Geothermie“ überführt werden und so einen erweiterten Kreis von Entscheidungsträgern erreichen. Der Abgleich mit den Anforderungen aus der Genehmigung und Anwendung wurde in einem Expertengespräch mit maßgeblicher Beteiligung des Projekts ANGUSII sichergestellt. Die Ergebnisse der Studie werden im Frühjahr 2022 veröffentlicht.

Im Rahmen des Projekts „Geothermische Technologien in Ballungsräumen“ der acatech (Deutsche Akademie der Technikwissenschaften) war Prof. Dr. Dahmke des Weiteren an der Erarbeitung eines Positionspapiers zur regenerativen Wärmeversorgung insbesondere von Ballungszentren beteiligt. Weiterhin agierte Prof. Dr. Andreas Dahmke im Projektzeitraum als Mitglied des 2014 durch das Energiewendeministerium Schleswig-Holstein gegründeten, unabhängigen Beirates für Energiewende und Klimaschutz (Energiewendebeirat) mit Vertretern aus Naturschutz, Wirtschaft, Forschung und Politik aus Schleswig-Holstein.

Neben den oben genannten Aktivitäten wurde insbesondere durch die Koordinatoren Prof. Dr. Sebastian Bauer und Prof. Dr. Andreas Dahmke eine Vielzahl von hier nicht einzeln aufgeführten Vorträgen auf diversen regionalen, nationalen und internationalen Veranstaltungen gehalten, um das Projekt bekannt zu machen, in Expertenforen kritisch zu reflektieren und entsprechende Kontakte im Bereich Forschung und Anwendung zu knüpfen. Hervorzuheben sind hierbei jedoch insbesondere die Aktivitäten auf der Hannover-Messe (2018) sowie mehrfach auf dem „Science Match Future Energies“, ausgerichtet durch den Tagesspiegel, bei denen die Ergebnisse direkt bei potentiellen Interessenten aus der Wirtschaft bekannt gemacht werden konnten.

CAU

Im Rahmen der Durchführung der experimentellen Säulenversuche zum partikelspezifischen temperaturabhängigen Transportverhalten in AP 1.3.1 wurde vor dem Hintergrund des temperaturinduzierten Transportverhaltens künstlicher Partikel in natürlichen Sedimenten Material vom Forschungstestfeld „TestUM“ in Wittstock verwendet, da hier auf der Feldskala im Rahmen des vom BMBF geförderten Projektes „TestUM-II (FKZ 03G0898A/B) Versuche zu Auswirkungen von Hochtemperaturwärmespeichern (<80°C) in oberflächennahen Grundwasserleitern durchgeführt werden. Somit besteht eine Verknüpfung z.B. hinsichtlich des temperaturinduzierten Potenzials einer partikelinduzierten Abnahme der Infiltrationsleistung von Aquiferen infolge von Cloggingprozessen. Weiterhin flossen die Ergebnisse des AP 1.3.1 zur temperaturabhängigen Partikelreaktivität und Gasphasenbildung zum einen bei der im Auftrag des Umweltbundesamts

erstellten Studie „Umweltwirkungen und umweltverträglicher Ausbau der oberflächennahen Geothermie“ unter der Leitung von Prof. Dr. Andreas Dahmke mit ein. Zum anderen wurde auf Grundlage der Ergebnisse u.a. in Zusammenarbeit mit dem Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung Leipzig ein Forschungsantrag für einen Feldversuch zur Nutzung kontaminierter Aquifere für eine Wärmebewirtschaftung mit ATES Anlagen im Rahmen des BMBF-Förderschwerpunkts „Möglichkeiten und Grenzen thermischer Energiespeicherung in Aquiferen“ eingereicht.

Zur Durchführung der Bohrlochradar-Messungen im Zusammenhang mit den Technikumversuchen zur Quantifizierung der Auswirkungen von Hochtemperatur-Wärmespeichern im gesättigten und teilgesättigten Untergrund (AP 1.5) bestand eine technische Zusammenarbeit mit Ideen- und Erfahrungsaustausch mit dem Umweltforschungszentrum Leipzig. Die Expertise des Leibniz-Instituts für Angewandte Geophysik Hannover wurde in diesem Zusammenhang zur Optimierung von Inversionsberechnungen der 3D-Elektrikdaten herangezogen.

Im Rahmen der Bestimmung und Prognose des zeitlich und räumlich aufgelösten Wärmebedarfs in Schleswig-Holstein und der Erarbeitung von Szenarienanalyse zur Bedarfsdeckung durch hohe Anteile erneuerbarer Energien Arbeiten (AP 3.2) sowie im Zusammenhang mit der Entwicklung von Methoden zur Datenintegration und Datenvisualisierung als Basis für ein Informationssystem zur Raumplanung des Untergrundes (AP4.4) wurde mit folgenden Behörden, Institutionen, Forschungsprojekten und Firmen Kontakt aufgenommen. Die Kontaktaufnahme diente dem fachlichen Austausch, der Nutzung externer Geodaten und der Zusammenarbeit in Teilbereichen der AP und wird untenstehend im Einzelnen spezifiziert:

- Landesamt für Vermessung und Geoinformation Schleswig-Holstein: Bereitstellung von Geodaten für Schleswig-Holstein (ATKIS, ALKIS, 3D-Gebäudemodelle LoD1 & LoD2)
- Breitband-Kompetenzzentrum Schleswig-Holstein e.V.: Bereitstellung von Geodaten (Gemeindeteil-Kataster für Schleswig-Holstein mit Daten des Zensus 2011)
- Torresin & Partner GmbH: Bereitstellung von Geodaten und Zensus-Daten (Amt Jevenstedt, Kooperation bei einer Sonderauswertung des Zensus 2011)
- Statistikamt Nord: Bereitstellung von Geodaten (Agrarstrukturerhebung Schleswig-Holstein, Kooperation bei einer Sonderauswertung des Zensus 2011)
- Stadt Lübeck, Umweltamt: Bereitstellung von Geodaten (Gas-Verbrauchsdaten); Statistikamt: Bereitstellung von Geodaten (Zensus 2011)
- Stadt Neumünster, Statistikamt: Bereitstellung von Geodaten (Zensus 2011)
- Landeshauptstadt Kiel, Vermessungsamt: Bereitstellung von Geodaten (Solardachkataster, 3D-Gebäudemodell LoD2, Baublöcke); Statistikamt: Bereitstellung von Geodaten (Zensus 2011)
- Stadtwerke Kiel: Bereitstellung von Geodaten (Fernwärmenetz & Daten zu Lastgängen)
- Stadtwerke Flensburg: Bereitstellung von Verbrauchsdaten und Lastgang Fernwärmenetz
- Europa-Universität Flensburg, AG Prof. Bernd Möller: Austausch bzgl. Geodaten, Methoden und Ergebnisse der Projekte „Pan-European Thermal Atlas (PETA)“ und „Wärmeplan.SH“
- Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen GmbH: fachlicher Austausch bzgl. Nutzung der Gebäudetypologie Schleswig-Holstein
- Energieagentur der Investitionsbank Schleswig-Holstein: Bereitstellung von Geodaten (Wärmenetzkarte Schleswig-Holstein)
- Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein: Bereitstellung von Geodaten (Biogas- und Biomasseanlagen)
- HAW & HCU Hamburg, Projekt GEWISS: fachlicher Austausch bzgl. Wärmekataster Hamburg
- Landkreis Plön, Klimaschutzmanagement: fachliche Beratung zum Aufbau des Wärmekatasters
- Orthodrone GmbH: fachlicher Austausch bzgl. Drohnen, TIR-Kamera und Bildauswertung
- Shell Deutschland Oil GmbH, Abteilung Energy Transition, Hamburg: fachlicher Austausch zur

Wärmebedarfsermittlung für ganze Städte mittels UBEM (Urban Building Energy Modeling)

- Sustainable Design Lab (SDL) am Department of Architecture des Massachusetts Institute of Technology (MIT) Boston: Teilnahme an Workshop zur Anwendung der UMI Software für UBEM
- Landeshauptstadt Kiel: Anwendung des UMI UBEM mittels Geodaten der Stadt Kiel

Im Rahmen der Entwicklung von Managementkonzepten zur Nutzung des oberflächennahen Untergrunds als Wärmespeicher in AP 4.3 wurden Strukturdaten zum Standort Dradenau vom Geologischen Landesamt Hamburg zur Verfügung gestellt. Weiterhin wurden Daten aus dem Grundwassermodell von Consulaqua Hamurg sowie Informationen (Abschlussbericht) zum Pilotversuch einer Wärmespeicherung in Hamburg Dradenau dem AP bereitgestellt.

Ebenso wurden durch das Amt für Umwelt der Stadt Kiel Daten zum geologischen Untergrund projektbezogen zur Verfügung gestellt, auf deren Basis die typisierten geologischen Modelle zum Einsatz der geologischen Wärmespeicher für ATES und BTES abgeleitet wurden. Desweiteren gab es Austausch mit dem Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein im Rahmen der Erstellung der Potentialstudie für tiefe Energiespeicher. Hierbei wurden die Datenverfügbarkeit und die Interpretation der Ergebnisse abgesprochen und gesichert. Im Rahmen der Weiterentwicklung der open-source Software OpenGeoSys (www.opengeosys.org) wurde mit der entsprechenden Entwickler- und Anwender-Community informell zusammengearbeitet und sich auf den Jahrestreffen ausgetauscht.

UFZ

Im Rahmen einer Zusammenarbeit mit verbundexternen Stellen haben sich die Beteiligten am AP 1.4.2 an einem Feldexperiment beteiligt, welches im Rahmen des BMBF-Projekts ‚TestUM-Aquifer‘ am Standort Wittstock/ Dosse durchgeführt wurde. Diese Versuchsbeteiligung ermöglichte es, die Isotopenfraktionierung von H₂ auf Feldskala (*in situ*) zu bestimmen.

JGU

Eine Zusammenarbeit mit verbundexternen Stellen ist im Rahmen der Projektaktivitäten nicht erfolgt.

HSF

Die Hochschule Flensburg arbeitete außerhalb des Konsortiums im Rahmen des Vorhabens nicht mit weiteren Stellen zusammen. Die während der Projektlaufzeit weiterentwickelte Software TESP_y zur komponentengenauen Abbildung wärmetechnischer Anlagen wurde aber als Open Source Software über das Open Energy Modelling Framework (oemof) beliebigen Nutzern frei zur Verfügung gestellt. So wurden die hier entwickelten Werkzeuge schon während der Projektlaufzeit beispielsweise für weitere geothermische Fragestellungen, insbesondere gemeinsam mit dem UFZ Leipzig, außerhalb des Projekts eingesetzt.

EUf

Im Rahmen der Weiterentwicklung des Open Energy Modelling Frameworks (oemof) hat die Europa Universität Flensburg mit der Entwickler Community des Open Source Projektes zusammengearbeitet (siehe <https://github.com/oemof>). Für die Entwicklung des Energiesystemmodells in AP 2.1 wurden von anderen Mitwirkenden entwickelte Teile des Frameworks genutzt und die im Rahmen des ANGUS Projektes erarbeiteten Features in oemof integriert.

I.6. Ergebnisse des Verbundvorhabens

Übergeordnete Ergebnisse des ANGUS II Verbundvorhabens

Energiespeicher werden in einer zukünftigen, stark auf erneuerbare Energien ausgerichteten Energieversorgung zum Ausgleich von Erzeugerfluktuationen und saisonalen Schwankungen sowie zur Erschließung neuer erneuerbarer Energiequellen insbesondere im Wärmebereich unverzichtbar sein. Geotechnische Energiespeicher im geologischen Untergrund zur Speicherung von Wasserstoff, synthetischem Methan oder Druckluft sowie zur Speicherung von Wärme bieten sowohl große Speicherkapazitäten als auch Speicherzeiten von Stunden bis hin zu Monaten bzw. Jahren. Im ANGUS II Vorhaben wurden daher die Voraussetzungen zum Einsatz geologischer Energiespeicher betrachtet, Prognoseinstrumente entwickelt bzw. verbessert und durch den Speicherbetrieb induzierte Prozesse sowie der verursachte Raumbedarf quantifiziert und beschrieben.

Das im ANGUS+ Vorgängervorhaben erstmals entwickelte Konzept zur quantitativen Raumplanung des geologischen Untergrunds wurde dabei ebenso weiterentwickelt wie die zur Umsetzung benötigten Kenntnisse des geologischen Systems als Speicher und des zur Charakterisierung benötigten Instrumentariums. Dadurch ist nun eine systematische Beschreibung und Prognose der unterirdischen Auswirkungen und des Raumbedarfs von Energiespeichern wie Druckluftspeicher, Wasserstoff- oder Methangasspeicher sowie (Hochtemperatur-) Wärmespeicher im Kontext der nationalen Transformation des Energiesystems und unter Berücksichtigung anderer unterirdischer Nutzungen möglich. Dazu können nun die geologischen Energiespeicher für bestimmte Ausbaupfade und Entwicklungsszenarien des nationalen Energiesystems unter detaillierter Abbildung der benötigten Kraftwerksanlagen transient energetisch dimensioniert und für die stark fluktuierenden Bedingungen realistische Speichereinsätze identifiziert werden. Auf Basis dieser realistisch zu erwartenden Speicherbetriebe können die betriebsbedingt induzierten Auswirkungen sowohl im Ausmaß als auch bezüglich ihrer Raumbeanspruchung räumlich und zeitlich aufgelöst quantitativ und ortskonkret prognostiziert werden. Für die Charakterisierung des Geosystems als Energiespeicher sowie zum Monitoring der induzierten Veränderungen stehen nun im Vorhaben neu entwickelte und getestete Methoden für eine Vielzahl an geochemischen, geomechanischen, thermischen und geophysikalischen Einzelaspekten zur Verfügung. Somit können nun geologische Energiespeicher in einem transienten, sich zu erneuerbaren Energiequellen hin entwickelnden Energiesystem flexibel dimensioniert, deren untertägige Auswirkungen ortskonkret bewertet, der durch den konkreten Betrieb entstehende Raumbedarf prognostiziert sowie eventuelle Nutzungskonflikte im Rahmen einer Raumplanung im Sinne einer nachhaltigen ökologischen und ökonomischen Bewirtschaftung des Untergrundes adressiert werden.

Die entwickelten Methoden und Konzepte werden bereits bei der ortskonkreten Planung von Aquiferwärmespeichern im Rahmen der Reallabore IW3 beziehungsweise Tiefstack zur Bewertung der Plausibilität und der Vorbereitung der Genehmigung ebenso eingesetzt wie am Campus der Universität Kiel, wo der Beitrag eines Aquiferwärmespeichers zur langfristig gesicherten klimaneutralen Energieversorgung des Universitätscampus geprüft und in die Anwendung überführt werden soll. Teile der Ergebnisse sind in den Landesentwicklungsplan Schleswig-Holstein eingeflossen ebenso wie in eine durch das Umweltbundesamt beauftragte Studie zu geologischen Wärmespeichern.

Szenarien zur Entwicklung des Energiesystems

Im Rahmen des ANGUS II Vorhabens wurde erstmalig eine durchgängige und konsistente Betrachtung des Einsatzes von geologischen Energiespeichern in zukünftige Energiesysteme erreicht. Hierzu wurde eine innovative Modellkopplung zwischen den drei Modellebenen Energiesystem, Kraftwerksanlagen und Geo-Speicher entwickelt, implementiert, erfolgreich getestet und eingesetzt. Die dabei für Zeitscheiben des zukünftigen, stark durch erneuerbare Energien geprägten, Energiesystems entwickelten hochdynamischen Lastkurven und

Nutzungsintensitäten der geologischen Energiespeicher werden dabei detailliert unter Abbildung der kraftwerkstechnischen Anlagen und der geologischen Speicherformationen sowie der Speicherinstallationen in einen konkreten Betrieb überführt und bilanziert. Als Steuergröße des Einsatzes einzelner Energieanlagen oder Speicher dient hierbei der im Energiesystem berechnete Schattenpreis, aus dem der Dispatch der jeweiligen Einzelanlage bestimmt werden kann. Hiermit wurde ein Werkzeug geschaffen, das flexibel zukünftige Transformationspfade des Energiesystems unter Einbindung der geologischen Speicheroptionen und der benötigten technischen Anlagen abbilden und somit als Grundlage zur Bewertung und Ausgestaltung dieser Pfade dienen kann.

Neben der Kopplung der verschiedenen Modelle für das Energiesystem, der kraftwerkstechnischen Anlagen sowie der geologischen Speicher wurden diese auch jeweils für die anvisierten Einsatzzwecke entsprechend weiterentwickelt, sodass diese zum einen hinreichend inhaltlich flexibel einsetzbar sind, zum anderen aber auch die benötigte Recheneffizienz auch bei der Abbildung großer geologischer Speicher mitbringen. Da die Software-Entwicklung auf Open-source Basis durchgeführt wurde, stehen somit nun für eine Vielzahl an Einsatzszenarien die benötigten numerischen Simulationsmodelle auch langfristig gesichert zur Verfügung.

Um das Ziel einer CO₂-neutralen Stromversorgung in Deutschland im Jahr 2050 zu erreichen wurden für die Szenariojahre 2030, 2040 und 2050 mit Hilfe der neu entwickelten Modelle energetisch und technologisch konsistente Szenarien für die Energiesystemtransformation abgeleitet. Dabei wurden zum einen für den Ausbaupfad unterschiedlich ambitionierte Anteile an erneuerbaren Energien für die Szenariojahre 2030 und 2040 angenommen, zum anderen für das Szenariojahr 2050 bei vollständiger Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen verschiedene Gewichtungen der Energiequellen, hier insbesondere für den Einsatz von Biomasse, betrachtet. Somit liegen repräsentativ für den Transformationspfad als auch für die vollständige Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien im Szenariojahr 2050 die Anforderungen an Speicher und Kraftwerksanlagen bezüglich benötigter Speicherkapazität und benötigter Speicherleistung vor. Dabei wurde ein über die Jahre mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien ansteigender Speicherbedarf identifiziert, der sich im Jahr 2050 in einem Bedarf von einigen zehner TWh im Stromsektor äußert, dem eine voraussichtlich zur Speicherbeladung zur Verfügung stehende Energie von etwas über einhundert TWh gegenübersteht. Hohe Speicherbedarfe ergeben sich ebenfalls für höhere CO₂-Preise sowie geringere Biomassenutzung.

Eine wesentliche Voraussetzung für die Entwicklung der Szenarien zur Wärmeversorgung auf der Quartiersebene ist die Kenntnis sowohl des zeitlich und räumlich aufgelösten Wärmebedarfs als auch erneuerbarer bzw. alternativer Wärmequellen. Der im Rahmen dieses Vorhabens am Beispiel Schleswig-Holsteins entwickelte Wärmealas umfasst daher innovative Methoden zur Ableitung des zeitabhängigen und örtlich bis auf die Skala von Einzelhäusern aufgelösten Wärmebedarfs, die auf Basis von Messungen an Einzelhäusern bzw. Quartieren verifiziert werden konnten, ebenso wie Potentiale erneuerbarer Energiequellen und die Wärmenetzinfrastruktur, sodass räumlich und zeitlich aufgelöst Wärmespeicherbedarfe abgeleitet werden konnten. Damit steht eine skalenübergreifende Methodik zur Ermittlung der Gebäudewärmebedarfe als Beitrag zu einer kommunalen Wärmeplanung zur Verfügung. Der so entwickelte Wärmealas wurde in einen Energieatlas für Schleswig-Holstein integriert, der diesen Ansatz auf die oberirdische Energieinfrastruktur, Erzeuger erneuerbarer Energien, raumplanerische Vorgaben sowie um die untertägigen Speicherformationen erweitert, sodass exemplarisch die technische Machbarkeit eines solchen Energieatlas demonstriert wurde.

Unter diesen Randbedingungen konnte nun anhand von Variantenbetrachtungen Aufschluss über die technische Nutzung und ökonomische Attraktivität von energietechnischen Anlagen mit integriertem geologischem Speicher abgeleitet werden. Dabei zeigen sich für den wirtschaftlichen Betrieb von Druckluftspeicherkraftwerken durchgehend schwierige Randbedingungen. Der Betrieb von kurzzeitigen bis saisonalen thermischen Energiespeichern kann jedoch eindeutig von Vorteil

sein, sofern ein saisonal den Bedarf übersteigendes Angebot an regenerativer oder ansonsten ungenutzter Wärme vorliegt.

Für die so auch kraftwerkstechnisch ausgearbeiteten Szenarien konnten anhand der Modellkopplung auch die entsprechenden geologischen Energiespeicher für Gas und Wärme basierend auf realistischen Speicherstrukturen betrachtet werden. Es zeigte sich dabei, dass für alle Szenariojahre als auch alle Ausbaupfade und unterschiedliche Ausbaustufen der erneuerbaren Energiequellen geologische Energiespeicher für Gas oder Wärme dimensioniert werden können, welche die geforderten Speicherkapazitäten als auch hoch-dynamischen Leistungen jederzeit bedienen können. Diese Speicher zeigten sich als robust gegenüber Variationen der Ausbaupfade, wobei die Speicherdimensionierung im Wesentlichen durch die geforderten Ein- und Ausspeicherleistungen bestimmt wird. Während der Stromspeicherbedarf durch Wasserstoff- oder Druckluftspeicher deutschlandweit im TWh Bereich liegt und aufgrund der Netzstruktur auch national gedeckt werden kann, ergeben sich für die lokalen Wärmespeicher auf der Quartiersebene Speicherbedarfe von einigen zehn GWh.

Für die so nun sinnvoll in zukünftigen Energiesystemen eingebetteten geologischen Energiespeicher konnten anschließend für die einzelnen Technologieoptionen Druckluftspeicher, Wasserstoffspeicher und Wärmespeicher (ATES, BTES) detailliert die induzierten Auswirkungen im Untergrund im Sinne von räumlich und zeitlich dynamischen Temperaturveränderungen bzw. Druckveränderungen ermittelt und bewertet werden. Auf dieser Basis konnte dann auch die Raumbeanspruchung der Speicher zum einen absolut, zum anderen relativ zur genutzten Speicherkapazität angeleitet werden. Für alle betrachteten Speicheroptionen ergab sich dabei, dass die prognostizierte benötigte Kapazität weit unterhalb der zur Verfügung stehenden Kapazität liegt. Für die Gasspeichertechnologien konnte dies anhand einer Charakterisierung aller geeigneten Speicherformationen am Beispielstandort Schleswig-Holstein gezeigt werden. Da eine Speicherstätte zumeist nur partiell genutzt wird, wäre daher auch eine dynamische Erweiterung als langfristige dynamische Anpassung an einen sich ändernden Bedarf möglich. Für Wärmespeicher steht keine Übersicht aller potentiellen Speicherlokationen zur Verfügung, sodass hier nur generische Ableitungen des Speicherpotentials möglich waren. Es existieren daher für Wasserstoff- oder Druckluftspeicher weder bezüglich der benötigten Speicherkapazitäten oder Speicherleistungen noch bezüglich der zu erwartenden Größe geologische Einschränkungen. Für geologische Wärmespeicher zeigt sich dasselbe Bild, falls lokal geeignete Formationen vorliegen. Die Herausforderung besteht daher in erster Linie in der ökonomisch und ökologisch sinnvollen Einbindung von geologischen Energiespeichern in die zukünftigen Energiesysteme, für die nun sowohl erweiterte Modellansätze als auch Basisszenarien zur Verfügung stehen.

Der Einsatz von geologischen Energiespeichern erfordert die Nutzung sehr vieler als auch sehr heterogener Daten sowohl zum Energiesystem als auch zu den geeigneten Speicherformationen, ebenso wie die Veranschaulichung der Simulationsergebnisse. Daher wurde ein integratives Visualisierungskonzept entwickelt, in dem die verwendeten räumlichen Daten und Modellergebnisse in einen drei-dimensionalen Raum eingebettet und getrennt als auch gemeinsam visualisiert werden. Dies erlaubt eine detaillierte Einsicht und somit erhöhte Transparenz bezüglich der verwendeten Datengrundlage als auch deren Auswirkungen auf die Modellergebnisse zu den Einzelspeicheranlagen. Zur Veranschaulichung der entwickelten Methodik und der erarbeiteten Inhalte wurde ein Demonstrationsvideo erstellt, in welchem auch der zeitabhängige Speicherbetrieb veranschaulicht wird.

Vervollständigung des Prozessverständnisses des Geosystems

Aufgrund tektonischer Ereignisse in der Erdgeschichte, im Norddeutschen Bereich insbesondere durch Salzgesteine verursacht, können Störungszonen auch im Bereich von Fallenstrukturen, welche potentielle Speicherstätten darstellen, auftreten und eventuell zu Wegsamkeiten für aufsteigende Fluide führen. Dazu wurde zum einen eine Radonflux-Methode zur Vermessung von

Radonanomalien unter Berücksichtigung witterungsbedingter und geogener Einflüsse aufgebaut. Deren Testanwendung an mehreren Feldstandorten zeigte dabei erhöhte Radonflüsse an Störungszonen auf, die auf eine Auflockerung und verstärkte Belüftung der obersten Schichten hinweisen, jedoch keine Aussagen über den tieferen Untergrund erlauben. Zum anderen wurde zur geometrischen Charakterisierung von Störungszonen ein innovativer Ansatz zur verbesserten seismischen Detektion anhand der sog. Full-Waveform-Inversion weiterentwickelt, der eine räumlich höher aufgelöste Darstellung der kleinräumigen Variabilität des Untergrunds erlaubt. Die Ergebnisse der Teststandorte weisen auf ein oberflächennahes Auffächern in einem eher großräumig zerrütteten Bereich, der die im tieferen Untergrund bekannten Störungen überlagert, hin. Die Ergebnisse geochemischer Untersuchungen auf gelöste Kohlenwasserstoffe an tiefen Messstellen in räumlicher Nähe zu Störungszonen deuten darauf hin, dass das im Grundwasser bestimmte Methan nicht thermogenen Ursprungs ist und daher an keiner der untersuchten Messstellen ein Hinweis auf eine aktive hydraulische Verbindung bis in die Tiefenlage potentieller Speicherformationen vorliegt.

Die Nutzung des Untergrunds als Wärmespeicher bedingt eine zyklische Beaufschlagung des Untergrundmaterials mit Temperaturveränderungen. Um sowohl das Spannungs- und Dehnungsverhalten als auch temperaturbedingte Variationen der Materialeigenschaften vorherzusagen, wurde ein konstitutives Materialmodell abgeleitet, mit dem das statische als auch zyklische Verhalten beschrieben werden kann. Dieses wurde durch eine Vielzahl an Messungen der benötigten Parameter für typische geologische Materialien (Sand, Geschiebemergel, Ton) des Norddeutschen Untergrunds exemplarisch parametrisiert und anhand von Vergleichsmessungen anschließend erfolgreich bezüglich des Spannungs-Dehnungsverhaltens verifiziert werden. Im Ergebnis zeigt sich eine Akkumulation der plastischen Dehnung mit der Anzahl der mechanischen als auch thermischen Belastungszyklen, wobei die größten Dehnungen innerhalb der ersten Zyklen auftreten. Dieses Verhalten kann nun erstmals anhand des identifizierten Materialmodells für die exemplarisch untersuchten Materialien prognostiziert werden. In Laborversuchen konnten die durch hohe Temperaturschwankungen induzierten Spannungen und Dehnungen beobachtet werden, die auf die Ausdehnung und Umlagerung der Gesteinskörner zurückgeführt werden können. Deren Ausmaß ist jedoch insgesamt gering und im Anwendungsfall sind daher keine signifikanten Auswirkungen auf die Sicherheit und den Betrieb zu erwarten.

Neben mechanischen Veränderungen können auch geochemische Veränderungen aufgrund von Temperaturänderungen auftreten. Hierzu wurden Arbeiten zu bindigen Sedimenten, zu Sanierungsverfahren bei bestehender Kontamination, zum Partikeltransport sowie zur Gasphasenbildung durchgeführt. Neu untersucht wurden im Vorhaben die Auswirkungen von Temperaturveränderungen auf die Porenwasserchemie von bindigen Sedimenten. Dazu wurden entsprechende Mess- und Extraktionsverfahren entwickelt bzw. angepasst und getestet. Es zeigte sich dabei, dass für die untersuchten Sedimente mit steigender Temperatur die Lösungskonzentrationen einiger Haupt- und Spurenstoffe ebenso wie der gelöste organische Kohlenstoff ansteigen. Eine Temperaturveränderung in diesen Sedimenten mit anschließender Verlagerung des Porenwassers in die angrenzenden Aquifere könnte daher zu geringen Stoffeinträgen führen, die als Indikator genutzt werden könnten. Weiterhin zeigte sich ein verstärkter Umsatz von organischen Substanzen mit steigender Temperatur, wobei eine zeitliche Abfolge von Sulfatreduktion und Methanogenese beobachtet wurde und zu einer erhöhten Produktion von CO₂ und Methan führen kann.

Da gerade im urbanen Untergrund teilweise Kontaminationen durch Altlasten bestehen, wurde die Temperaturabhängigkeit von Sanierungsverfahren exemplarisch untersucht. Hierbei zeigte sich, dass beim Einsatz von Eisennanopartikeln für mäßige Temperaturerhöhungen ein langfristig beschleunigter PCE-Abbau beobachtet werden konnte. Für hohe Temperaturveränderungen steigen die Umsatzraten weiter, jedoch nimmt die Langzeitreaktivität der zugegebenen Eisennanopartikel so schnell ab, sodass langfristig sogar eine Reduktion der Abbauraten beobachtet wurde. Moderate Temperaturerhöhungen können daher eine Sanierung einfach

unterstützen, für hohe Temperaturveränderungen kann durch eine Erhöhung des Materialeinsatzes der Eisennanopartikel eine beschleunigte Reaktion und somit eine kürzere Sanierungsdauer erreicht werden. Bei der Untersuchung des temperaturabhängigen Transportverhaltens künstlicher Nanopartikel (Kolloide) zeigte sich ein für hohe Temperaturen deutlich verzögerter Transport der Nanopartikel durch verstärkte Anlagerung an das Sediment sowie eine verringerte Remobilisierung, sodass bei signifikanten Temperaturveränderungen in einem Grundwasserleiter Einflüsse auf das Ausbreitungsverhalten umweltrelevanter Kolloide zu erwarten sind. Zur Beschreibung des temperaturabhängigen Ausgasungsverhaltens von Schadstoffen für höhere Temperaturen konnten bestehende Lücken der temperaturabhängigen Löslichkeiten für eine Vielzahl an relevanten Stoffen geschlossen werden. Der Vergleich der berechneten durch Temperaturveränderungen gebildeten Gasvolumina mit Laborexperimenten zeigt, dass damit für unterschiedliche Kontaminationssituationen das zu erwartende Gasphasenvolumen für die wichtigsten organischen Schadstoffe in Abhängigkeit der NAPL-Zusammensetzung und der Temperatur prognostiziert werden kann. Erste szenariobasierte Abschätzungen ergeben dabei kein generelles Ausschlusskriterium für Hochtemperatur-Wärmespeicher auch bei Vorliegen einer Kontamination, ein Vorgehen für den Einzelfall wurde exemplarisch demonstriert. Fokussierend wurde der Einfluss erhöhter Temperaturen auf eine etablierte Sanierungstechnologie, hier Eisenreaktionswände, untersucht, um die Optionen einer verbesserten Sanierung bei gleichzeitiger Nutzung als Wärmespeicher zu bewerten. Dabei wurden typischerweise deutlich erhöhte Reaktionsraten der Schadstoffe bei ebenfalls erhöhter Temperatur gefunden. Ergebnisse aus Laborversuchen zu mikrobiellen Aquiferlebensgemeinschaften weisen darauf hin, dass geringe Temperaturerhöhungen generell stimulierend für die Mineralisierung von Substraten wirken. Bei höheren Temperaturen werden an diese Temperaturen angepasste spezifische Mikroorganismengemeinschaften aktiv, während sehr hohe Temperaturen stark hemmend auf die katalysierten Prozesse wirken.

Bei steigender Nutzung von Wasserstoffgas als Energieträger kann es auch zum Eintritt von Wasserstoff in oberflächennahe Grundwasserleiter kommen. In Kombination aus Labor- und Feldversuchen konnte gezeigt werden, dass die mikrobiell katalysierte Gleichgewichts isotopenfraktionierung von Wasserstoff und Wasser ein Indikator der mikrobiellen Oxidation von Wasserstoff ist und somit ein Monitoringinstrument für biologische Abbaureaktionen darstellt. Ein aus den Laborversuchen abgeleitetes Reaktionsmodell konnte für den Feldstandort nur eingeschränkt übertragen werden, was vermutlich auf die räumlich stark heterogene Gasphasenverteilung zurückzuführen ist. Auch unterschieden sich die genauen Reaktionsabläufe im Labor und im Feld. Eine direkte Übertragbarkeit ist daher nicht garantiert, sodass eine Prognose der induzierten geochemischen Prozesse eine Herausforderung bleibt.

Ebenso wurden die Auswirkungen erhöhter Untergrundtemperaturen auf die Fließprozesse im Untergrund experimentell untersucht. So zeigte sich für permeable gesättigte Zwischenschichten an Hochtemperatur-Erdwärmesonden der Eintritt einer temperaturinduzierten Konvektion und somit ein erhöhter Wärmeverlust, der durch ein numerisches Modell prognostiziert werden kann. Unter teilgesättigten Bedingungen wurden keine Indizien für eine induzierte thermische Konvektion beobachtet, allerdings sind die Wärmetransferraten stark reduziert. Selbst für hohe Vorlauftemperaturen der Sonden von über 70°C wurde keine signifikante Austrocknung der Sedimente im Labor noch im meso-skaligen Versuch erreicht, sodass im Anwendungsfall von keiner sich über die Zeit reduzierenden Speicherleistung auszugehen ist. Ein hochdynamischer Betrieb eines Erdwärmesondenspeichers führt zu starken räumlich-zeitlichen Interaktionen der einzelnen Sonden, die im numerischen Modell nur bei detaillierter Abbildung der Geometrie richtig erfasst werden können. Da im Speicherbetrieb eine Überwachung durch einzelne Temperatursensoren sehr aufwändig wäre, wurden ebenfalls geophysikalische Untersuchungsmethoden zur Abbildung der Temperaturverteilung getestet. Dabei zeigt sich für die Methode Geoelektrik, dass ein sedimentspezifischer Zusammenhang zwischen Temperatur und elektrischer Leitfähigkeit besteht. Durch geeignete Messanordnung kann der elektrische Widerstand gemessen und dieser dann im Raum dreidimensional und zeitabhängig in eine

Temperaturverteilung invertiert werden. Damit konnten die hochdynamischen Testphasen des meso-skaligen Versuchsfeldes nachvollzogen werden, ebenso wie die Detektion von austretendem Wärmeträgerfluid, sodass hier eine Perspektive auf eine nicht-lokale Monitoringmethode besteht.

Die detaillierten Ergebnisse der am Projekt beteiligten Partner sind für die Hochschule Flensburg nachfolgend in diesem Dokument dargestellt. Die Partner CAU Kiel, UFZ, JGU und EUF haben ihre detaillierten Projektergebnisse jeweils in eigenen Berichten zu diesem Vorhaben dargestellt.

II. EINGEHENDE DARSTELLUNG

II.1. Verwendung der Zuwendung und erzieltes Ergebnis im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

Die Kurzdarstellung in Berichtsabschnitt I. hat in einer verbundweiten Betrachtung die zentralen Ergebnisse des ANGUS II-Gesamtverbunds zusammengefasst (siehe Kapitel I.6). Die folgende ausführliche Darstellung der durchgeführten Arbeiten und der wichtigsten Ergebnisse in den einzelnen Arbeitspaketen bezieht sich jeweils auf die Aktivitäten des berichterstattenden Zuwendungsempfängers. Eine Zusammenarbeit zwischen den Arbeitsgruppen der verschiedenen Zuwendungsempfänger hat in verschiedenen Arbeitspaketen stattgefunden, die jeweiligen Ergebnisse sind im Einzelnen in den entsprechenden Berichten dargelegt. Im Folgenden sind in diesem Sinne die Arbeiten und Ergebnisse an der Hochschule Flensburg ausführlich beschrieben.

Ziele des Verbundprojekts ANGUSII waren die Entwicklung von Methoden zur Dimensionierung und Auswirkungsanalyse geotechnischer Speicher für Wasserstoff, synthetisches Methan, Druckluft und Wärme, sowie die Integration der hier entwickelten Methoden in Konzepte der unterirdischen Raumplanung. Zur Unterstützung dieses übergeordneten Projektziels war die Aufgabe des Teilprojekts „Simulation energietechnischer Einzelanlagen“ die Entwicklung und Anwendung eines Modellinstrumentariums zur wirtschaftlich-technischen Simulation und Optimierung von Energiespeicheranlagen im umgebenden Versorgungssystem. Damit sollten technisch belastbare und mit zukünftigen Entwicklungen des Versorgungssystems übereinstimmende Betriebsdaten der untersuchten geologischen Speicher ermittelt werden. Weiter sollte auf dieser Basis die Technologieperspektive einzelner Energiespeicherkonzepte bewertet werden.

Im Einzelnen wurden von der Hochschule Flensburg für das Projekt ANGUS II

- in AP 2.2 komponentenbasierte Modelle für den Betrieb von energietechnischer Anlagen mit geologischem Speicher entwickelt,
- in AP 2.3 gemeinsam mit den Arbeitsgruppen Bauer und Hohmeyer Schnittstellen zwischen Netzmodell, geologischem Modell und Kraftwerks-Komponentenmodell definiert,
- in AP 3.1 in Zusammenarbeit mit den vorgenannten Konsortialpartnern verschiedene Szenarien zur Einbindung geologischer Speicher Energieversorgung analysiert und
- in AP 4.2 schließlich eine Technologiebewertung für entsprechende Konzepte vorgenommen.

Die Arbeiten der Hochschule Flensburg stellten so die Verbindung zwischen Energieversorgungsstruktur und konkreten technisch-physikalischen Auslegungs- und Betriebsdaten von geologischen Speichern her. Zur Untersuchung stofflicher Speicher wurden Druckluftspeicherkraftwerke gewählt. Thermische Speicher wurden am Beispiel von netzgebundenen Wärmeversorgungsanlagen untersucht.

Die folgende eingehende Darstellung der Arbeiten und Ergebnisse des ANGUS II Teilprojekts gliedert sich nach den Beiträgen zu den oben genannten Arbeitspaketen des Verbundprojekts. Was die Beiträge der Arbeitsgruppen Bauer und Hohmeyer zu diesen Arbeitspaketen betrifft, sei wiederum auf die Schlussberichte der Zuwendungsempfänger CAU und EUF verwiesen.

AP 2.2- Entwicklung von komponentenbasierten Kraftwerksmodellen zur integrierten Beschreibung des Betriebs von Druckluftspeicherkraftwerken und Anlagen der Wärmeversorgung mit geologischem Speicher in Energienetzen

Innerhalb von AP 2.2 verfolgte die Hochschule Flensburg die Zielsetzung, ein auf komponentengenauer Abbildung auf der Ebene energietechnischer Maschinen und Apparate, wie Turbinen, Verdichter und Wärmeübertrager, beruhendes Simulationspaket für energietechnische Einzelanlagen zur Verfügung zu stellen. Dieses sollte es für spezielle Anlagentypen einerseits erlauben, konsistente physikalische Betriebsdaten für damit verbundene geologischer Speicher abzuleiten. Andererseits sollte mit dessen Hilfe eine Aussage über die Attraktivität unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen unter sich verändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ermöglicht werden.

Als erster Meilenstein wurde Definition des technologischen Rahmens für die zu betrachtenden Einzelanlagen festgelegt. Dazu wurde sowohl für Druckluftspeicherkraftwerke als auch für Anlagen der Wärmeversorgung ein Technologiescreening durchgeführt. Bei den Druckluftspeicherkraftwerken wurde hinsichtlich der Konzepte der energietechnischen Einzelanlagen zwischen folgenden Ansätzen unterschieden:

- Diabate Konzepte mit Eintrag thermischer Energie von außen
- Adiabate Konzepte mit (nichtgeologischem) thermischem Speicher
- Kombinationen beider Ansätze

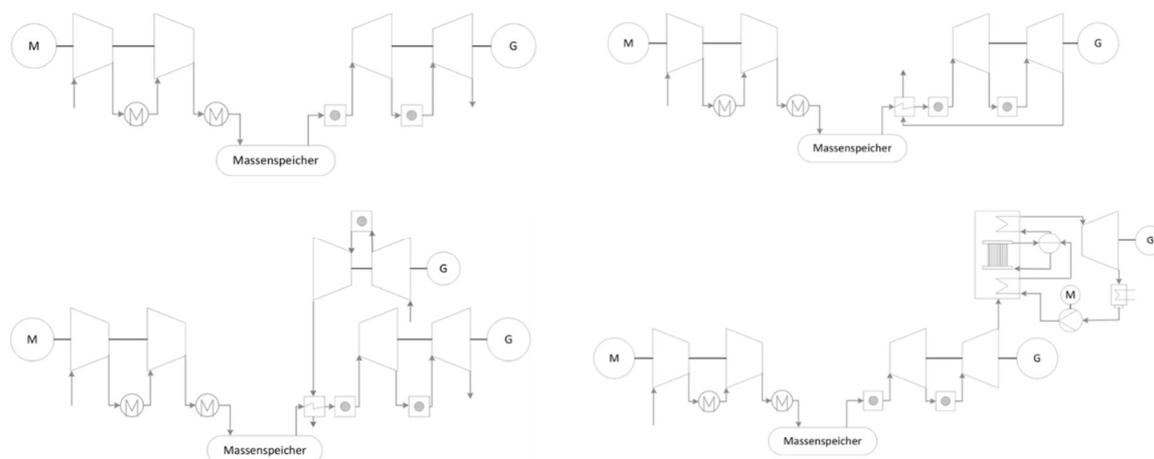


Abbildung 2.2- 1: Auswahl diabater Konzepte für Druckluftspeicherkraftwerke.

Zur Illustration der technologischen Breite ist in Abbildung 2.2- 1 eine Auswahl diabater Konzepte dargestellt. Daraus wird deutlich, dass sich die wärmetechnischen Schaltungen zwar unterscheiden, in der Regel darin aber eine überschaubare Anzahl von Komponenten wiederkehrend eingesetzt werden. Es konnte daher schon frühzeitig festgestellt werden, dass sich für die komponentengenaue Simulation ein generischer Ansatz anbietet, und zwar unabhängig von der Auswahl konkreter Konzepte.

Für die Auswahl der genauer zu betrachtenden Einzeltechnologien konnten daher qualitative Kriterien zur Beurteilung der Technologiereife, des energiewirtschaftlichen Einsatzgebiets und der technologischen Komplexität angelegt werden. Demnach wurde zunächst ein diabates Konzept mit Rekuperator nach Abbildung 2.2- 2 ausgewählt. Für dieses Konzept sprechen die hohe technologische Reife und die vergleichsweise geringen Investitionskosten.

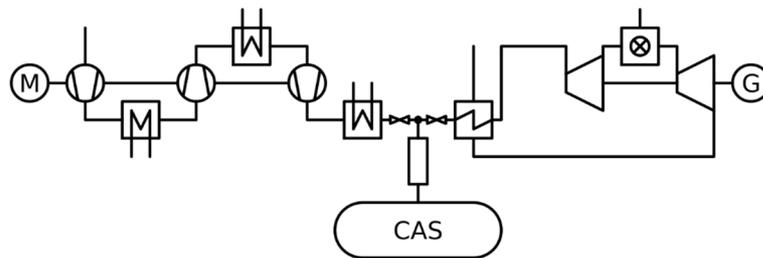


Abbildung 2.2- 2: Diabates Druckluftspeicherkraftwerk mit Rekuparator (D-REC).

Allerdings ist zu beachten, dass es sich bei den diabaten Konzepten typischerweise nicht um reine Speicherkraftwerke handelt. Vielmehr liegt hier unter gegenwärtigen Randbedingungen eine Kombination aus Speicher- und Spitzenlastkraftwerk vor, weil im Entladebetrieb zusätzlich zur Entnahme der im geologischen Reservoir gespeicherten Druckluft auch ein Brennstoff zum Betrieb der Niederdruckbrennkammer eingesetzt wird. Nur wenn es sich dabei um einen mit Hilfe elektrischer Energie synthetisch hergestellten Brennstoff handelt, könnte unter Erweiterung der Betrachtungsgrenzen eine Bilanzierung als reiner Speicher für elektrische Energie erfolgen. Weil dies aber weit über die Behandlung des Druckluftspeicherkraftwerks als geologischer Energiespeicher hinausgehen würde, wird von dieser Betrachtung hier Anstand genommen. Es soll lediglich darauf hingewiesen werden, dass auf dem oben beschriebenen Weg auch ein diabates Druckluftspeicherkraftwerk ausschließlich mit regenerativer Energie be- und entladen werden könnte. Das Wesen eines Koppelprozesses bliebe dabei mindestens aus technischer Sicht aber erhalten.

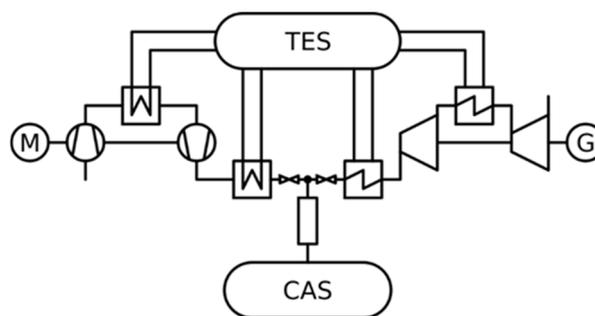


Abbildung 2.2- 3: Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk zweistufiger Kompression und Entspannung (A2).

Ein auch in engen Betrachtungsgrenzen als reines Speicherkraftwerk für elektrische Energie zu bilanzierendes Konzept lässt sich dagegen mit adiabaten Schaltungen umsetzen. Hier wird neben dem geologischen Massenspeicher noch ein thermischer Speicher eingesetzt, der allerdings aufgrund des vergleichsweise hohen Temperaturniveaus nicht als geologischer Speicher umgesetzt werden kann. Anlagen mit thermischem Speicher sind bisher nicht gebaut worden. Ihr technologischer Reifegrad ist also gegenüber den diabaten Konzepten als geringer zu bewerten. Hinsichtlich des zukünftig zu erwartenden erhöhten Bedarfs an großtechnischen Speichern für elektrische Energie wird aber auch diese Technologie für die weiteren Betrachtungen ausgewählt. Dabei werden mit zweistufiger (vgl. Abbildung 2.2- 3) und dreistufiger (vgl. Abbildung 2.2- 4) Kompression und Entspannung zwei zwar im grundsätzlichen Aufbau ähnlich, aber in der Ausführung unterschiedlich komplexe Anlagen betrachtet, um auch hierüber eine vergleichende Aussage zu ermöglichen.

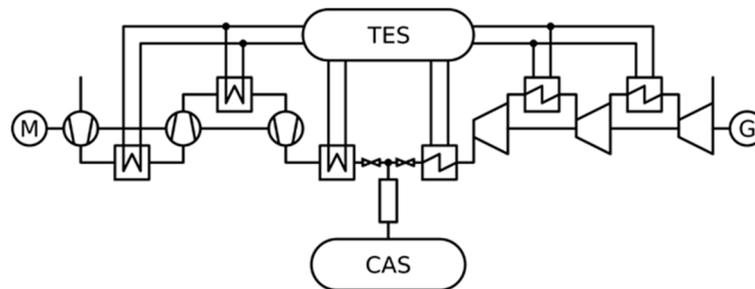


Abbildung 2.2- 4: Adiabates Druckluftspeicherkraftwerk dreistufiger Kompression und Entspannung (A3).

Um das Spektrum der Technologien einzugrenzen, die in Kombination mit geothermischen Speichern zur in netzgebundenen Systemen zur Wärmeversorgung eingesetzt werden können, wurden auch hier zunächst Technologiegruppen identifiziert. Diese sind:

- Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)
- Power-to-Heat (P2H)
- Spitzenlastkessel (SLK)
- Direkte Wärmenutzung (DW)
- Thermische Energiespeicher (TES)

In den einzelnen Gruppen sind wiederum mehrere Schaltungen oder energietechnische Konzepte zu finden, die sich zwar zum Teil erheblich voneinander unterscheiden, aber doch wieder auf einen überschaubaren Satz von Anlagenkomponenten zurückführen lassen. Abbildung 2.2- 5 illustriert das am Beispiel unterschiedlicher KWK-Technologien. Der Ansatz einer generischen Abbildung der kraftwerkstechnischen Anlagen konnte also über beide Anwendungsfelder hinweg beibehalten werden und erforderte lediglich eine punktuelle Erweiterung der Basiskomponenten.

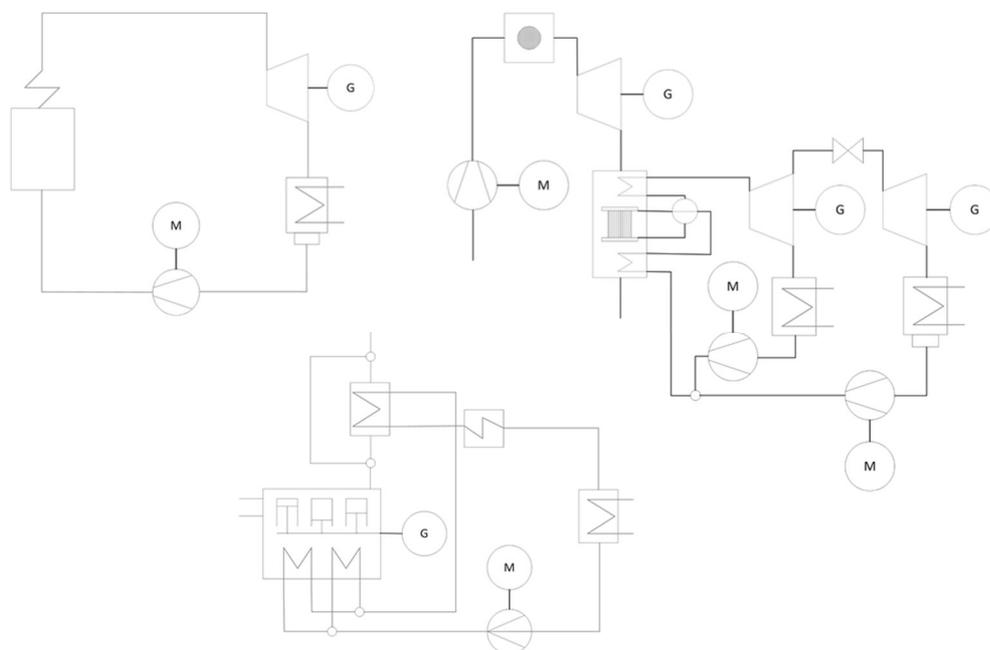


Abbildung 2.2- 5: Verschiedene kraftwerkstechnische Konzepte zur Kraft-Wärme-Kopplung.

Aus den besagten Technologiegruppen wurden Einzeltechnologien ausgewählt, um im Projekt verschiedene multivalente, das heißt aus mehreren Technologien bestehende, Anlagen zur Wärmeversorgung abzubilden, die der Deckung einer Wärmeversorgungsaufgabe dienen. Die Auswahl der Technologien musste dem Projektziel entsprechend mindestens einen TES als geologischen

Speicher beinhalten. Darüber hinaus wurde angestrebt, die Technologieperspektive verschiedener Anlagenportfolios unter zukünftigen energiewirtschaftlichen Entwicklungen hin zu einem nachhaltigen Energiesystem zu untersuchen. Aus diesem Grunde wurden Technologien so ausgewählt, dass mit einer daraus zusammengesetzten Anlage die zunehmende Nachhaltigkeit des Energiesystems unterstützt werden kann.

Die Technologieauswahl erfolgte auf Basis eigener Vorarbeiten, in denen mithilfe verschiedener Bewertungskriterien und einem spezifischen Gewichtungsschema eine Technologieauswahl getroffen wurde. Die Kriterien zur Auswahl der KWK-Technologien betreffen die technische Effizienz, die Betriebsflexibilität sowie die Kostenstruktur. Vor allem aufgrund der hohen Betriebsflexibilität und guter Brennstoffausnutzungsgrade wurde für das Vorhaben als großtechnische KWK-Technologie das Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GUD) mit Entnahmekondensationsturbine ausgewählt. Aus der Gruppe der verbrennungsmotorischen KWK-Technologien wurde zudem das Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einem zusätzlichen Bypass zur Erhöhung der Betriebsflexibilität vorgesehen. In der Gruppe der P2H-Technologien wurde einerseits aufgrund der hohen Effizienz eine Wärmepumpe (WP) mit zweistufigem Verdichter und Zwischenkühlung und zum anderen ein flexibel einsetzbarer Elektrodenheizkessel (EHK) ausgewählt. Dieser zeigt im Vergleich zur elektrischen Widerstandsheizung geringfügige Vorteile in der Effizienz. Ein Spitzenlastkessel wird mit Blick auf die nachhaltige Strategie der Wärmeerzeugung nicht im Anlagensetup berücksichtigt, wohl aber die Möglichkeit einer direkten Wärmenutzung vorgesehen.

Die Kombination solcher Technologien zu einer multivalenten Wärmeversorgungsstruktur mit thermischem Speicher ist beispielhaft in Abbildung 2.2- 6 zu sehen. Hiermit können betriebliche Nutzungsprofile des geologischen Speichers ermittelt sowie das Zusammenspiel zwischen KWK und PTH untersucht werden.

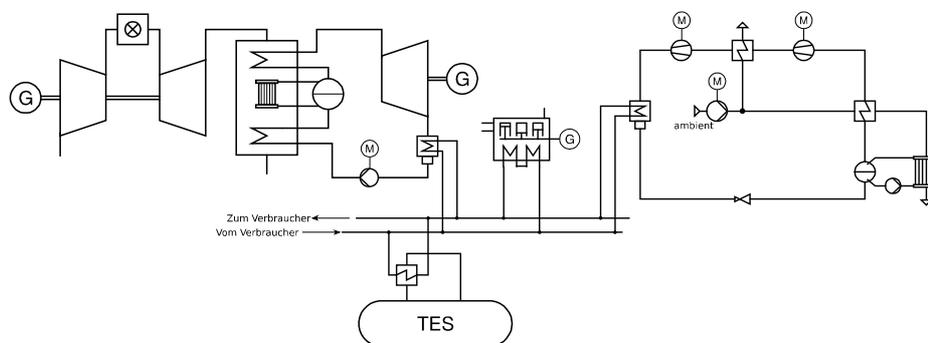


Abbildung 2.2- 6: Kombination verschiedener Technologien zu einer multivalenten Wärmeversorgungsanlage.

Mit Hilfe der am ZNES der Hochschule Flensburg entwickelten open-source-Software TESP_y wurden die ausgewählten Schaltungen komponentengenau abgebildet, parametrisiert und daraus durch entsprechende Teillastberechnungen Betriebscharakteristiken generiert. Lediglich der EHK und die direkte Wärmenutzung erforderten keine detaillierte Abbildung auf Komponentenebene, weil Letztere schlicht durch ein entsprechendes Dargebot und der EHK ohne nennenswerten Genauigkeitsverlust mit einem konstanten Wirkungsgrad abzubilden sind.

TESP_y löst dazu für ein Netzwerk aus Einzelkomponenten Massen- und Energiebilanzen, so dass für alle Komponenten beispielsweise die Massenerhaltung nach Gleichung 2.2-1

$$0 = \sum_i \dot{m}_{in,i} - \sum_o \dot{m}_{out,o} \quad (\text{Gl. 2.2-1})$$

sowie (unter Vernachlässigung potenzieller und kinetischer Energien) die Energieerhaltung nach Gleichung 2.2-2

$$0 = \sum_i \dot{m}_{in,i} h_{in,i} - \sum_o \dot{m}_{out,o} h_{out,o} - P - \dot{Q} \quad (\text{Gl. 2.2-2})$$

erfüllt ist. Dazu kommen komponentenspezifische Gleichungen, die typischerweise den Druck betreffen, wie beispielsweise im Fall einer Turbine Gleichung 2.2-3

$$0 = \frac{\dot{m}_{in,ref} p_{in}}{p_{in,ref}} \sqrt{\frac{v_{in,p_{in,ref}}}{v_{in,ref} p_{in}}} \frac{1 - \left(\frac{p_{out}}{p_{in}}\right)^2}{1 - \left(\frac{p_{out,ref}}{p_{in,ref}}\right)^2} \quad (\text{Gl. 2.2-3})$$

an der auch zu erkennen ist, dass in einer Auslegungsrechnung Referenzgrößen für die Berechnung von Teillasten ermittelt oder festgelegt werden können. So ergeben sich für auf diese Weise abgebildete energietechnische Anlagen auf Komponenteneigenschaften beruhende lineare Gleichungssysteme nichtlinearer Gleichungen, die bei korrekter Parametrisierung und geeigneten Startwerten numerisch über ein Newton Raphson-Verfahren lösbar sind und deren Lösungsparameter die thermodynamischen Zustandsgrößen der Anlagen in bestimmten Betriebspunkten eindeutig beschreiben.

Mit Hilfe von TESP_y wurden die Betriebsfelder verschiedener Einzelanlagen durch systematische Berechnung relevanter Betriebspunkte beschrieben. Beispielhaft ist dies für den Einspeicherbetrieb eines Druckluftspeicherkraftwerks in Abbildung 2.2-7 zu sehen. Die diskreten Punkte stellen dabei Simulationsergebnisse entsprechender TESP_y-Berechnungen dar, die Fläche eine linearisierte Approximation. Für sämtliche ausgewählte Schaltungen und sowohl für das Einspeichern als auch für das Ausspeichern wurden so Anlagenmodelle entwickelt und Charakteristiken abgeleitet.

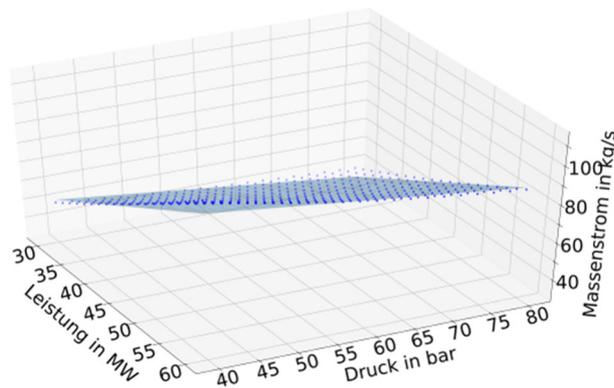


Abbildung 2.2- 7: Betriebscharakteristik eines Druckluftspeicherkraftwerks im Einspeicherbetrieb.

Neben der Behandlung von Schaltungen für Druckluftspeicherkraftwerke wurden auch kraftwerkstechnische und andere Konzepte der netzgebundenen und sektorenkoppelten Wärmeversorgung mit Hilfe von TESP_y komponentengenau abgebildet, parametrisiert und simuliert.

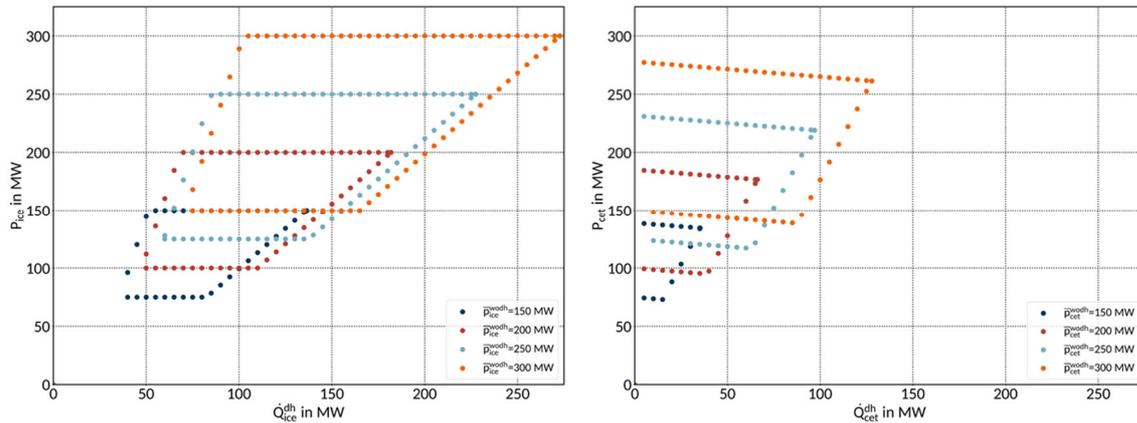


Abbildung 2.2- 8: Betriebscharakteristiken für BHKW (links) und GuD (rechts) für verschiedene beispielhafte Dimensionierungen.

In Abbildung 2.2- 8 sind beispielhaft für die beiden KWK-Technologien die aus entsprechenden TESP-Simulationen abgeleiteten Betriebscharakteristiken zu sehen. Diese unterscheiden sich zwar nach kraftwerkstechnischer Schaltung, Parametrisierung und Dimensionierung. Sie sind aber im Grundsatz allesamt geordnet linearisierbar und eignen sich somit für die Verwendung in MILP-Programmen zur Einsatzoptimierung.

Zur weiteren Verwendung der Charakteristiken wurde für die Druckluftspeicherkraftwerke ein vielfältig nutzbares MILP-Programm zur betriebswirtschaftlichen Einsatzoptimierung von Massenenergiespeichern entwickelt. Für die Einsatzoptimierung von multivalenten Wärmeversorgungsanlagen gilt Entsprechendes. Außerdem wurde im Rahmen des Vorhabens eine alleinstehende Implementation zur Einsatzoptimierung mit Hilfe der open-source-Software oemof-solph verwendet, deren allgemeine Struktur Abbildung 2.2- 9 zu entnehmen ist.

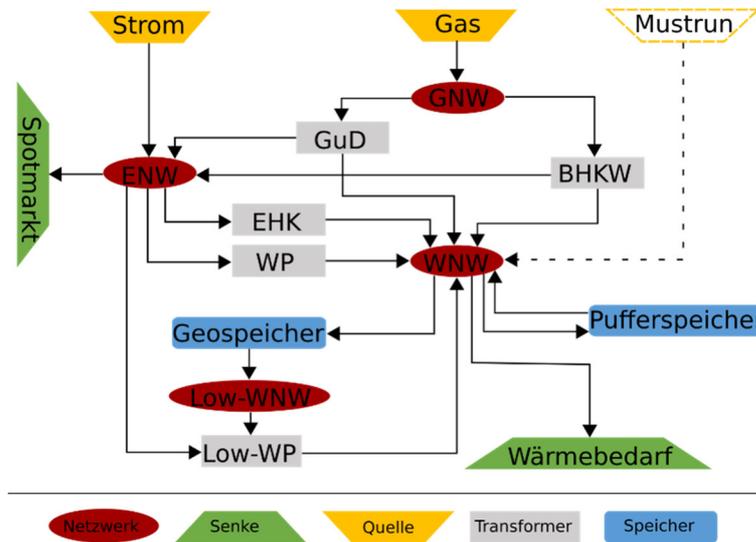


Abbildung 2.2- 9: Topologie eines frei parametrisierbaren Wärmeversorgungssystems zur Einsatzoptimierung mit oemof-solph.

Alle Optimierungsmodelle lassen sich frei für beliebige Auslegungen mit Hilfe der oben beschriebenen Charakteristiken parametrisieren und unter Verwendung temporär aufgelöster Preis- und Kostendaten alleinstehend nutzen.

Darüber hinaus können die im Rahmen des Vorhabens entwickelten Einsatzoptimierungsmodelle, wie oben erwähnt, auch in eine Auslegungsoptimierung eingebunden werden. Für das Projekt ANGUS wurde dazu eine Architektur entworfen und implementiert, deren allgemeine Struktur in

Abbildung 2.2- 10 zu sehen ist. Auf Basis dieser Struktur wurden für ausgewählte Konstellationen in Arbeitspaket 3.1 kombinierte Einsatz- und Auslegungsoptimierungen durchgeführt.

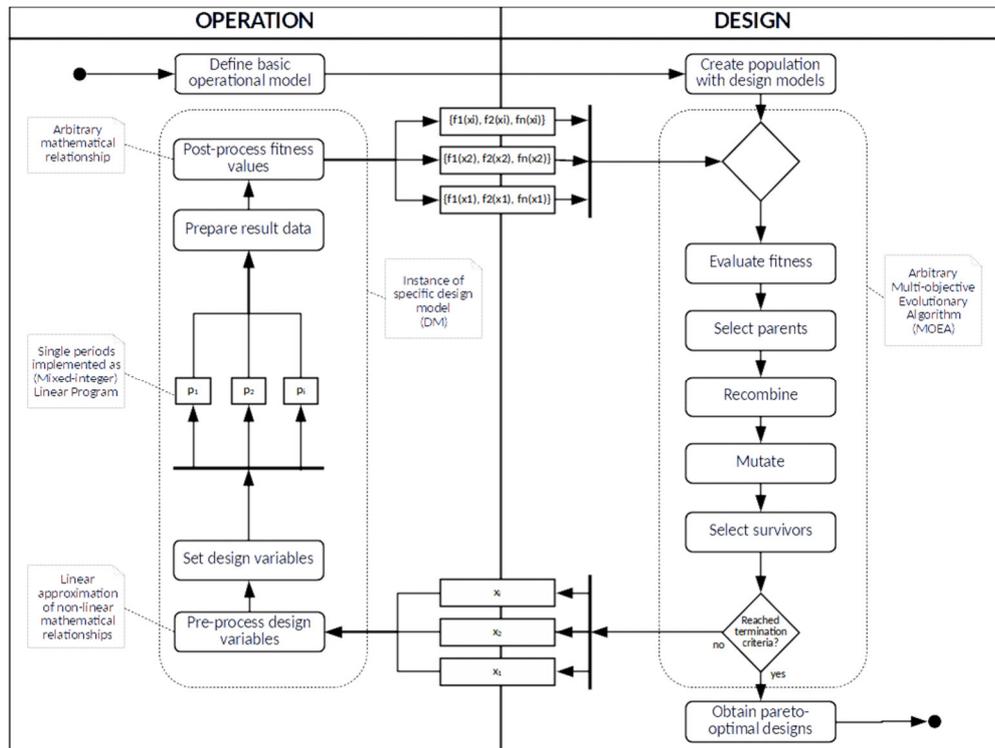


Abbildung 2.2- 10: Allgemeine Architektur der kombinierten Auslegungs- und Einsatzoptimierung

Als Ergebnis lässt sich festhalten, dass in AP-2.2 sowohl für Druckluftspeicherkraftwerke als auch für zukünftige Wärmeversorgungssysteme eine Auswahl wärme- und kraftwerkstechnischer Anlagen getroffen wurde, die als repräsentativ gelten kann. Mit Hilfe von darauf zugeschnittener Software konnten diese Anlagen komponentengetreu abgebildet werden, um so ihren Betrieb zu simulieren. Die so entstandenen technisch-thermodynamischen Betriebsmodelle sind ebenso alleinstehend verwendbar wie die darauf aufbauenden Programme zur Optimierung von Einsatz und Auslegung solcher Anlagen aus Betreibersicht.

Die hier bereitgestellten Simulationspakete für den Betrieb konkreter technischer Energieanlagen eignen sich wegen der schlanken und offenen Architektur sowie der kurzen Laufzeiten auch für die direkte Kopplung an bestehende Modelle zur Simulation geotechnischer Energiespeicher oder können eng damit verknüpft verwendet werden. Darüber hinaus können die auch alleinstehend anzuwendenden Optimierungsmodelle die Perspektive potenzieller Anlagenbetreiber in der Bewertung verschiedener Technologien und Konzepte abbilden. Sie dienen so der Entwicklung realistische Nutzungsszenarien und bilden damit eine wichtige methodische Voraussetzung für eine umfassende Einordnung unterschiedlicher Technologieoptionen im Zusammenhang mit geologischen Energiespeichern. Dafür können auch die Modelle zur kombinierten Einsatz- und Auslegungsoptimierung genutzt werden, auch wenn Sie sich wegen ihrer wesentlich längeren Laufzeiten nicht für eine direkte Kopplung eignen.

Abgesehen von dieser Einschränkung wurden die Ziele zur Entwicklung komponentenbasierter Kraftwerksmodelle für Druckluftspeicherkraftwerke und Wärmeversorgungsanlagen mit geologischem Speicher vollumfänglich erreicht.

AP 2.3- Entwicklung von Schnittstellen zwischen Netzmodell, geologischem Modell und Kraftwerks-Komponentenmodell zur integrierten Systembetrachtung von geologischen Speichern, Kraftwerken, Obertageanlagen und Stromnetzen

Aus Sicht der wärme- und kraftwerkstechnischen Obertageanlagen sollte im Rahmen von AP-2.3 über die Entwicklung geeigneter Schnittstellen sichergestellt werden, dass sich einerseits der Einsatz der kraftwerkstechnischen Anlagen in realistischer Weise am Energiesystem- und Marktumfeld ausrichtet und dass dabei andererseits die physikalisch korrekte Verknüpfung von geologischem Energiespeicher und technischer Anlage berücksichtigt wird. Die Aufgabe der Hochschule Flensburg im Rahmen dieses Arbeitspakets war es damit, eine geeignete Anbindung der technischen Anlage an die angrenzenden Systeme zu erreichen.

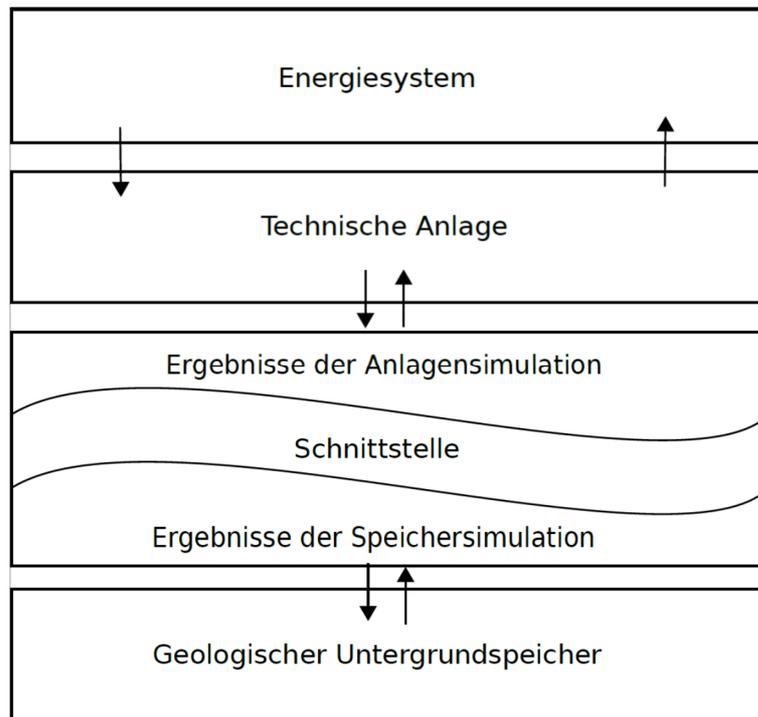


Abbildung 2.3- 1: Zusammenwirken von Energiesystem, technischer Anlage und geologischen Speicher.

Freiheitsgrade für den Einsatz der oberirdischen Anlagen werden von Betreibern genutzt, um unter den ökonomischen Randbedingungen der umgebenden Versorgungsstruktur einen möglichst hohen Betriebsgewinn zu erzielen. Daher ist für die Vorhersage eines aus Betreibersicht wünschenswerten und attraktiven Betriebs die Übergabe von relevanten wirtschaftlichen Parametern (z.B. Preise für elektrische Energie) aus dem Netzmodell an das Kraftwerksmodell notwendig. Was die Entscheidung über eine direkte oder mittelbare Anbindung betrifft, gilt es vor allem zweierlei zu beachten. Zum einen unterscheiden sich Laufzeit und methodische Architektur von Energiesystem- und Anlagenmodellen deutlich. Zum anderen stellt sich bei einer direkten Einbindung einer Einzelanlage in ein ansonsten auf einer abstrakteren Formulierung der Erzeugungskapazitäten beruhenden Systemmodellierung die Frage, ob eine ungleichmäßige Detailtiefe nicht zu methodisch unzulässigen Verzerrungen führt. Mit Blick auf diese Aspekte wurde nach sorgfältiger Abwägung entschieden, die Anbindung an das übergeordnete Energiesystem durch die Übernahme von zeitlich aufgelösten Preis- beziehungsweise Kostensignalen zu realisieren. Diese unterscheiden sich nach energiewirtschaftlichem Szenario und beschreiben so verschiedene energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, unter denen eine Anlage betrieben werden kann. Durch Verwendung von unterschiedlichen Preiszeitreihen in den in AP-2.2 beschriebenen Modellen zur Einsatzoptimierung ergeben sich dann unterschiedliche Einsatzanforderungen an die technische Anlage und so auch eine unterschiedliche Bewirtschaftung des geologischen Speichers.

Die Anbindung der technischen Obertageanlage an den physikalischen Geospeicher konnte demgegenüber, wie in Abbildung 2.3-1 dargestellt, wesentlich enger erfolgen. Mit Hilfe der in AP-2.2 entwickelten TESP-Anlagenmodelle wurden die Simulationsmodelle für Anlage und Speicher direkt aneinander gekoppelt und für jeden Zeitschritt miteinander abgeglichen. Aus Anlagensicht ist dabei zu unterscheiden, welche Parameter an der Schnittstelle zum geologischen Speicher in das in die direkte Modellkopplung einbezogene Anlagenmodell eingehen und welche darüber hinaus gehenden Eigenschaften des Geospeichers auch bei der Modellierung von Charakteristiken zum Zweck der Einsatzvorhersage berücksichtigt wurden.

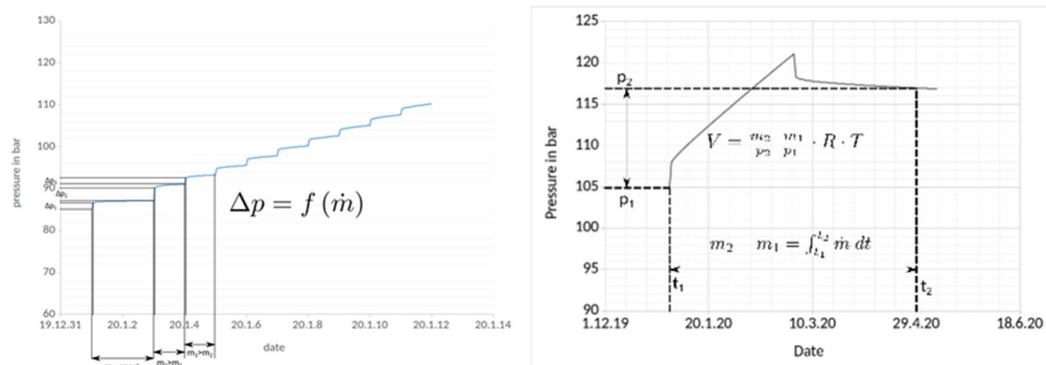


Abbildung 2.3- 2: Ermittlung von Eigenschaften des geologischen Speichers für die Einsatzoptimierung.

Abbildung 2.3- 2 zeigt am Beispiel der Druckluftspeicher, wie charakteristische physikalische Speichereigenschaften in das Anlagenmodell zur Einsatzoptimierung einfließen können. In einem Pre-Processing wurden die aus der Einspeisung verschiedener Massenströme resultierenden Druckantworten des Speichers aufgenommen. Diese wurden dann zur Parametrisierung eines Modells benutzt, das neben den technischen Eigenschaften der Obertageanlage auch einzelne Charakteristiken des Speichers enthält, wie etwa ein virtuelles Speichervolumen oder einen für Strömungsprozesse innerhalb des Speichers repräsentativen dynamischen Druckverlust. In Abbildung 2.3- 3 ist dieser Schritt links oben dargestellt.

Gemeinsam mit den Informationen zur Dimensionierung der kraftwerkstechnischen Anlage kann daraus nun einerseits unter Zuhilfenahme der ökonomischen Informationen die Einsatzanforderung generiert werden – im Bild im mittleren Strang dargestellt. Andererseits werden die Anlagenmodelle so auf die konkrete Dimensionierung zugeschnitten, dass damit, mit der Einsatzanforderung und dem Speichermodell schließlich eine gekoppelte Simulation durchgeführt werden kann, bei der Massenströme und Drücke an der physikalischen Schnittstelle zwischen Speicher und technischer Anlage in Einklang gebracht werden. Sofern dabei die Einsatzanforderungen weitgehend erfüllt werden können, darf das Einsatzmodell als im Sinne der Durchgängigkeit der Modelle zutreffend eingestuft werden.

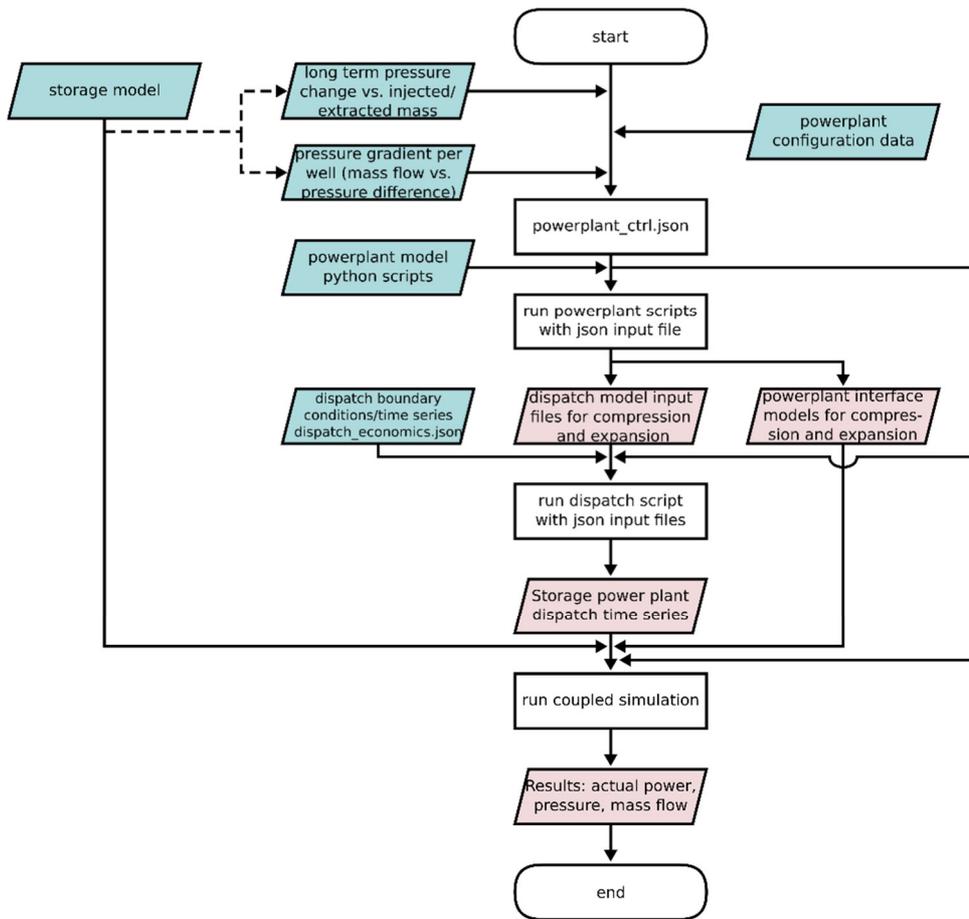


Abbildung 2.3- 3: Schematischer Ablauf der Einbettung der gekoppelten Anlagen- und Speichersimulation.

Für die gekoppelte Abbildung des Wärmesystems mit geologischem Speicher war das Vorgehen zwar im Grundsatz analog. Tatsächlich war aber auf der einen Seite die Abbildung der Speichereigenschaften im Einsatzmodell wesentlich einfacher: Hier wurden nur Kapazität und Leistung übernommen. Andererseits war der Abgleich der physikalischen Parameter an der Schnittstelle zwischen multivalenter Wärmeversorgungsanlage und thermischem Geospeicher wesentlich aufwendiger. Der Unterschied an dabei zu berücksichtigenden Betriebs-, Auslegungs- und Grenzwerte wird in der Gegenüberstellung von Abbildung 2.3- 4 und Abbildung 2.3- 5 deutlich. Trotzdem konnten beide Modellarchitekturen erfolgreich am Beispiel getestet werden.

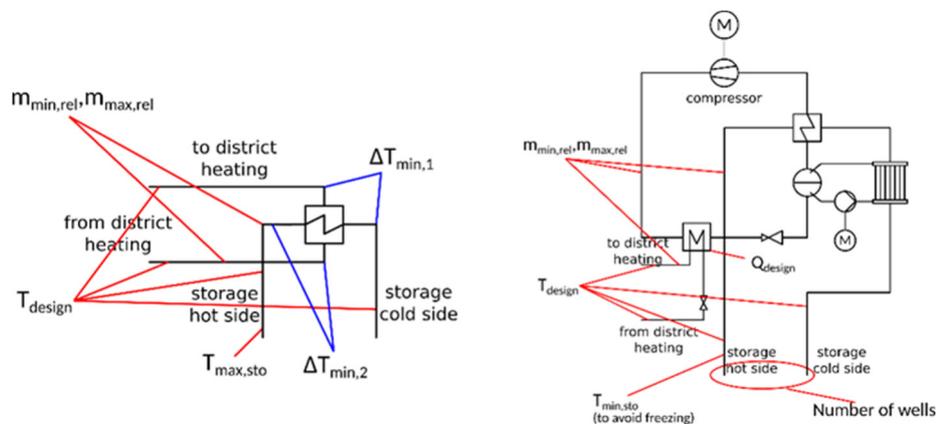


Abbildung 2.3- 4: In der Modellkopplung zu berücksichtigende Betriebs-, Auslegungs- und Grenzwerte für thermische Energiespeicher.

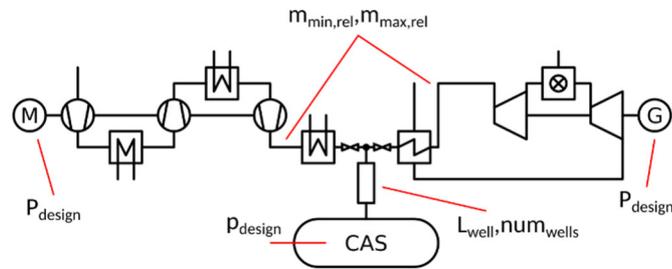


Abbildung 2.3- 5: In der Modellkopplung zu berücksichtigende Betriebs, Auslegungs- und Grenzwerte für Druckluftspeicher.

Eine vollständige Kopplung zwischen Netzmodell, Anlagenmodellen und geologischen Speichern im Sinne eines einzigen geschlossenen und voll automatisierten Simulationswerkzeugs konnte aus Gründen der Softwarearchitektur und der Abbildungsskalen nicht erreicht werden. Trotzdem war eine Übergabe der charakteristischen Eigenschaften der technischen Anlage in beide angrenzenden Abbildungsebenen möglich.

In AP-2.3 wurde damit erstmals eine Modellierungsstruktur geschaffen, die eine durchgängige Abbildung von Energiesystem über technische Einzelenergieanlage bis hin zum geologischen Speicher erlaubt. Auch wenn an verschiedenen Stellen die Datenübergabe noch nicht automatisiert erfolgte, wurde damit gegenüber dem Stand der Wissenschaft vor Projektbeginn ein deutlicher Fortschritt erreicht. Dadurch ist es möglich, realistische Betriebsdaten für verschiedenste Szenarien hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, der technischen Ausführung der Obertageanlagen und der Ausgestaltung von geologischen Speichern zu untersuchen.

Die Schnittstellen, über die im Rahmen des Vorhabens entwickelte Kraftwerksmodelle Daten vom Energiesystem entgegennehmen und mit dem geologischen Modell austauschen, konnten hinsichtlich der zu übertragenden Daten definiert werden. Die diesbezüglichen Ziele wurden entsprechend vollständig erreicht. Das Ziel, eine funktionierende und am Beispiel getestete bidirektionale und automatisierte Schnittstelle bereitzustellen, konnte zwischen kraftwerkstechnischer Anlage und geologischem Speicher ebenfalls erreicht werden, zwischen kraftwerkstechnischer Anlage und Energiesystem jedoch nicht vollumfänglich. Dennoch ist aus Sicht der kraftwerkstechnischen Anlage von einer ganz überwiegend guten Erreichung der Ziele zu sprechen, insbesondere, weil dem Anspruch, dass sich der Betrieb der Anlage am energiewirtschaftlichen Umfeld orientieren muss, auch so genügt wurde.

AP 3.1- Szenarienanalyse der Netzausbaupfade mit EE-Anteilen bis 100% für Schleswig-Holstein, Deutschland und im europäischen Kontext; Einbindung geologischer Speicher in die Netzinfrastruktur und Ermittlung von zeitabhängigen hochfrequenten Lastprofilen

Aus Sicht der Obertageanlage war im Rahmen der Szenarienanalyse zu ermitteln, welche technischen Lösungen sich unter verschiedenen energiewirtschaftlichen Randbedingungen für den Einsatz von Druckluftspeicherkraftwerken und Wärmeversorgungssystemen mit thermischem Geospeicher nach Optimierung mit den zuvor entwickelten Methoden und Werkzeugen als attraktiv darstellen. Darüber hinaus sollten für verschiedene energiewirtschaftliche Szenarien technisch belastbare Betriebsdaten des geologischen Speichers in unterschiedlichen technischen Anlagen bereitgestellt werden.

Zu diesem Zweck wurden sowohl für Druckluftspeicherkraftwerke als auch für multivalente netzgekoppelte Wärmeversorgungsstrukturen mit Hilfe der entwickelten Werkzeuge Simulationsrechnungen für verschiedene Fälle durchgeführt. Diese unterschieden sich zum einen in den angenommenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und zum anderen in den unterstellten technischen Konfigurationen. Hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Szenarien sei auf den Schlussbericht zum Teilprojekt des Zuwendungsempfängers EUF verwiesen, was die Eigenheiten der geologischen Formationen betrifft, auf den entsprechenden Bericht der CAU. In

jedem Fall wurde dabei zunächst für das Jahr 2030 eine Basisanalyse durchgeführt. Anschließend wurde untersucht, wie sich Veränderung des umgebenden Versorgungssystems und Technologievariationen auswirken.

Im Fall der Druckluftspeicherkraftwerke wurde als Ankerkonzept die diabate Schaltung D-REC gewählt. Dies ist dadurch zu begründen, dass hier weitgehend etablierte Technik zum Einsatz kommen kann und insbesondere neben dem geologischen Massenspeicher kein zusätzlicher thermischer Speicher nötig ist. Weil das alleinstehende Modell zur kombinierten Auslegungs- und Einsatzoptimierung von Druckluftspeicherkraftwerken schon frühzeitig zur Verfügung stand, wurde zunächst mit Hilfe dieses Modells eine Analyse zur wirtschaftlichen Attraktivität von Druckluftspeicherkraftwerken unter verschiedenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen durchgeführt. Um dabei den Rechenaufwand in vertretbarem Rahmen zu halten, wurden die zu optimierenden Zeiträume jeweils mit Hilfe einer Zyklusanalyse komprimiert.

Zum betreffenden Zeitpunkt lagen aus dem Projekt lediglich Preiszeitreihen für das Szenariojahr 2030 vor. Neben diesen wurden zusätzlich historische Preiszeitreihen des Jahres 2014 verwendet, um eine möglichst große Bandbreite an energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen abzudecken. Dementsprechend sind die darauf basierenden Ergebnisse zwar nicht geeignet, Aussagen über die Attraktivität in den Szenariojahren 2040 oder 2050 zu treffen. Grundsätzliche Tendenzen zur Bewertung der Technologie lassen sich daraus aber sehr wohl ableiten, wie im Folgenden gezeigt wird. Weil mit Hilfe der entsprechenden Untersuchungen ohnehin keine feinabgestimmten Lastkollektive für die verschiedenen Szenariojahre zu ermitteln sind, wurde ferner entschieden, zunächst mit einer stark vereinfachten Modellierung des geologischen Massenspeichers, die eher der Abbildung einer Kaverne entspricht, zu beginnen. Es wurde also zunächst verfahren, wie in Abbildung 3.1- 1 rechts dargestellt. Das Vorgehen zur Erstellung konsistenter Lastprofile, im Bild links, und die dazu gehörigen Ergebnisse sind weiter unten beschrieben.

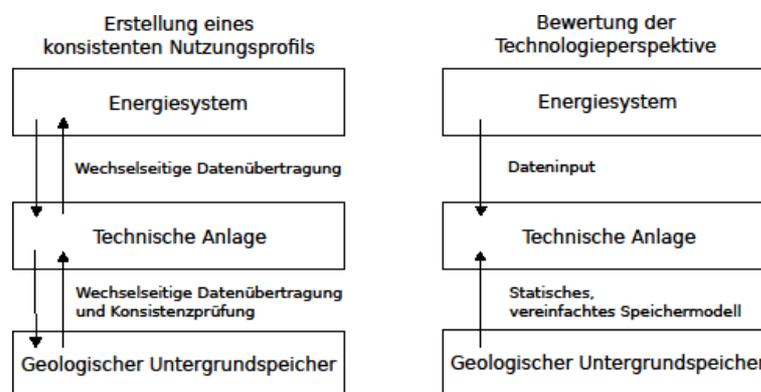


Abbildung 3.1- 1: Relation der technischen Anlage zu Energiesystem und geologischem Speicher.

Die multikriterielle Auslegungs- und Einsatzoptimierung erfolgte für Druckluftspeicher nach den Kriterien eines möglichst hohen Kapitalwerts gemäß Gleichung 3.1-1

$$C = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{E_t - A_t}{(1+i)^t} \quad (\text{Gl. 3.1-1})$$

und eines möglichst großen Speicherwirkungsgrads nach Gleichung 3.1-2

$$\eta = \frac{W_{exp} - \eta_{ref} Q_{exp}}{W_{comp}} \quad (\text{Gl. 3.1-1})$$

der für die Kombination von Speicherkraftwerk und Spitzenlastkraftwerk angewandt werden sollte.

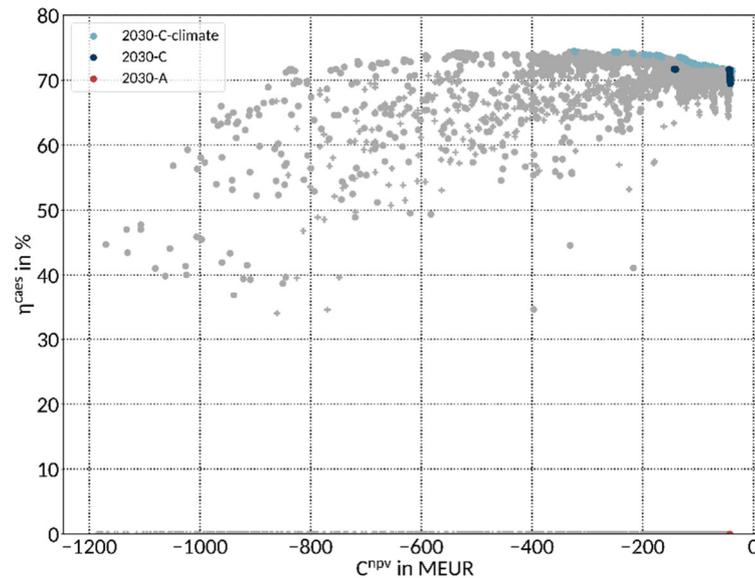


Abbildung 3.1- 2: Ergebnisse der multikriteriellen Auslegungs- und Einsatzoptimierung für ein diabates Druckluftspeicherkraftwerk in verschiedenen Energieszenarien für das Jahr 2030.

Abbildung 3.1- 2 zeigt die Ergebnisse einer entsprechenden Optimierung, bei der für eine gegebene Speicherkapazität Auslegungen mit verschiedener Leistung von Expansions- und Kompressionsteil jeweils betriebswirtschaftlich im Einsatz optimiert wurden. Dem ist zu entnehmen, dass in keinem der für das Jahr 2030 im Vorhaben entwickelten Energieszenarien ein aus Sicht eines Betreibers profitabler Betrieb zu erreichen wäre. Dabei bildet sich nur im Szenario 2030-C-Climate überhaupt eine nennenswerte Paretofront aus, die es erlaubte, Rückschlüsse auf eine geeignete Dimensionierung der Anlagenteile zu ziehen.

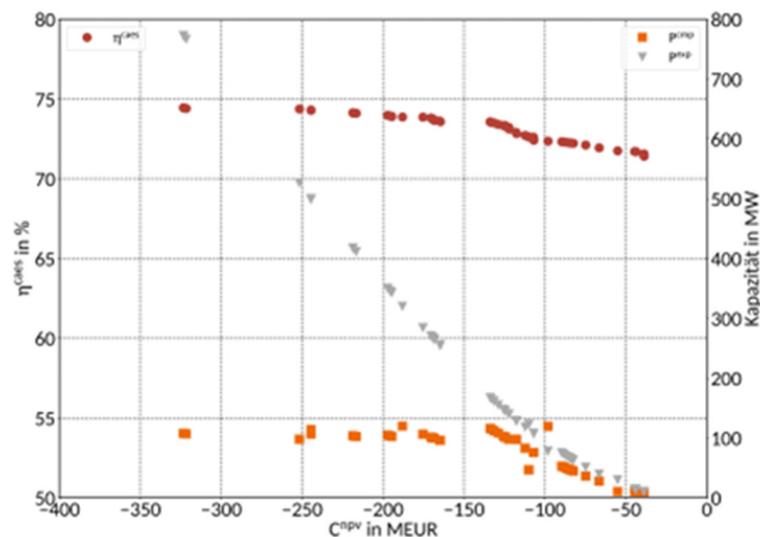


Abbildung 3.1- 3: Ergebnisse der multi-kriteriellen Auslegungsoptimierung hinsichtlich der Dimensionierung eines D-REC-Konzepts mit Kaverne im Szenario 2030-C-Climate.

Nach Abbildung 3.1- 3 würde eine nach wirtschaftlichen Kriterien optimierte Anlage die Leistung aller Komponenten minimieren, um die ökonomischen Verluste so gering wie möglich zu halten. Anders ausgedrückt, würde diese Anlage aus wirtschaftlicher Sicht nicht gebaut. Außerdem ist zu erkennen, dass der Einfluss der Anlagendimensionierung auf den Wirkungsgrad eher gering ist. Dies erklärt auch die wenig ausgeprägten Fronten in Abbildung 3.1- 2.

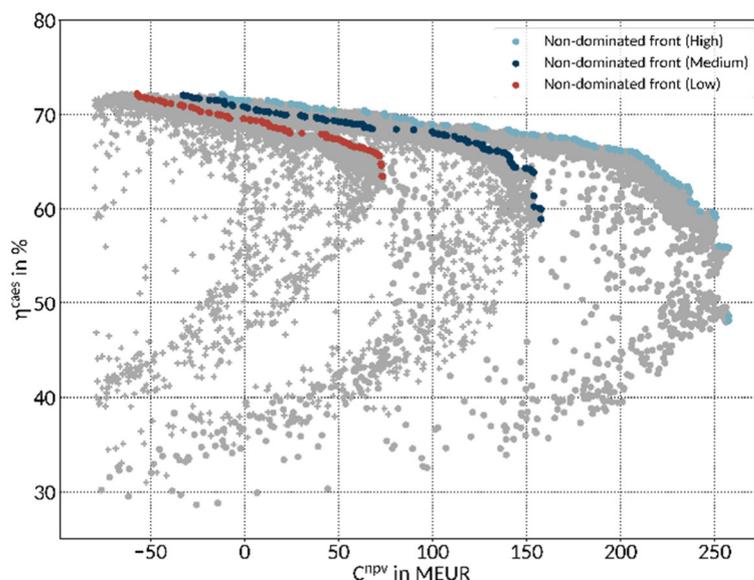


Abbildung 3.1- 4: Ergebnisse der kombinierten Einsatz- und Auslegungsoptimierung bei unterschiedlicher künstlicher Preisspreizung von historischen Strombörsendaten aus dem Jahr 2014.

Um zu untersuchen, unter welchen Bedingungen die Investition in ein Druckluftspeicherkraftwerk aus Sicht eines potenziellen Anlagenbetreibers attraktiv wäre, wurden historische Preiszeitreihen aus dem Jahr 2014 künstlich gespreizt, indem der Abstand der Preise zum Mittelwert um die Faktoren 2, 2,5 beziehungsweise 3 erhöht wurde. Mit diesen Daten, die danach eine deutlich höhere Preisspreizung zwischen Einspeicher- und Ausspeicherbetrieb ermöglichen, wurden weitere Optimierungen durchgeführt. Abbildung 3.1- 4 zeigt, dass positive Kapitalwerte erwirtschaftet werden können, wenn sich der Betriebsgewinn durch stärker gespreizte Preise steigert. Es ist allerdings auch zu erkennen, dass sehr große wirtschaftliche Anreize auch zu wenig effizienten Lösungen führen können. Die größte betriebswirtschaftliche Attraktivität ergibt sich im Sinne der Mehrzieloptimierung naturgemäß bei niedrigsten Wirkungsgraden. Gleichzeitig ist eine hohe Spreizung aber offensichtlich nötig: Selbst bei einer Verdoppelung gegenüber den historischen Preiszeitreihen finden sich noch immer viele aus technischer Sicht effiziente Lösungen, die aber nicht rentabel für Investoren sind.

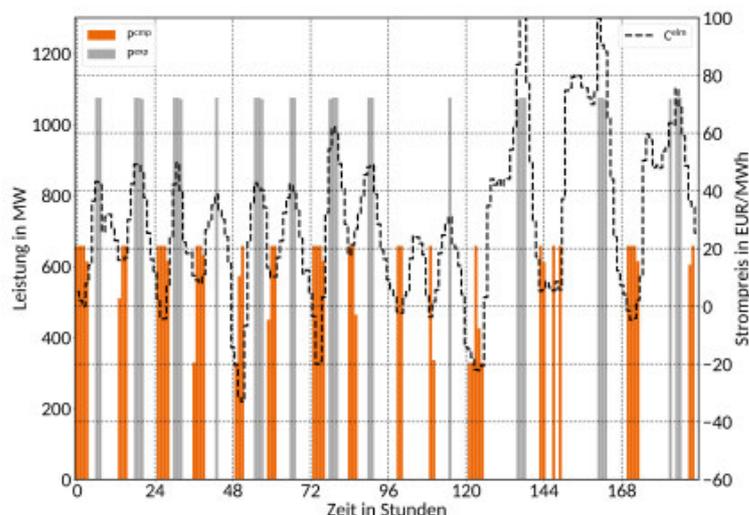


Abbildung 3.1- 5: Ausschnitt aus einem Betriebskollektiv als Ergebnis der kombinierten Optimierung bei höchster künstlicher Preisspreizung.

In Abbildung 3.1- 5 ist ein beispielhafter Einsatz eines optimierten DLSK im Szenario 2014-3 dargestellt. Es wird deutlich, dass der Kompressionsstrang in Zeiten vergleichsweise niedriger

Strompreise (lokaler Minima) betrieben wird, wohingegen die Ausspeicherung durch hohe Strompreise angereizt wird. In den Übergangszeiten werden keine Aktivitäten festgestellt. Zu erkennen ist eine Speicherzyklendauer von halben bis einigen Tagen. Für einen wirtschaftlich attraktiven Betrieb sind erkennbar große Preisschwankungen und verhältnismäßig häufige Be- und Entladevorgänge notwendig.

Mit diesem Wissen wurde für die gekoppelte Abbildung von kraftwerkstechnischer Anlage und geologischem Porenspeicher Lastkollektive ermittelt und analysiert. Dazu wurden die Eigenschaften des geologischen Speichers zunächst ebenso wie die der kraftwerkstechnischen Anlage in der alleinstehenden Einsatzoptimierung genutzt, um so Lastprofile zu ermitteln, die sich in den Szenariojahren 2030, 2040 und 2050 ergeben würden. Die technische Machbarkeit dieser Lastkollektive wurde dann mit Hilfe des gekoppelten Modells überprüft.

Für das D-REC-Konzept ergeben sich für verschiedene energiewirtschaftliche Szenarien die Speicherbewirtschaftungen nach Abbildung 3.1- 6. Es ist zu erkennen, dass der Speicher in allen Fällen saisonal bewirtschaftet wird, wobei die stärkste Nutzung im energiewirtschaftlichen Szenario für das Jahr 2040 vorliegt. In diesem Fall ist, untersaisonal auch eine höher-frequente Nutzung zu erkennen. Diese lässt sich zwar auch noch in verminderter Form im energiewirtschaftlichen Szenario 2050NB feststellen, im Referenzszenario für 2050 und im Szenario 2030 NEPC fallen jedoch sowohl saisonale als auch kurzfristigere Bewirtschaftung sehr gering aus.

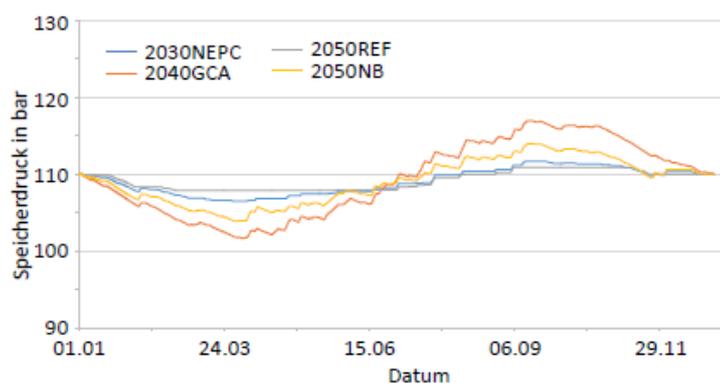


Abbildung 3.1- 6: Bewirtschaftung des Energiespeichers für ein D-REC-Druckluftspeicherkraftwerk unter verschiedenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Dies lässt sich sehr deutlich auch in Abbildung 3.1- 7 und Abbildung 3.1- 8 ablesen. Dort werden die energiewirtschaftlichen Szenarien mit der stärksten und schwächsten Speichernutzung einander gegenübergestellt. Die wenigen Einsatzzeiten im Szenario 2050 REF lassen erkennen, dass hier die Einsatzzeiten nicht ausreichen werden, um allein aus dem Einkauf und Verkauf elektrischer Energie die Kapitalkosten der Anlage zu erwirtschaften. Von den energiewirtschaftlichen Szenarien mit 100 % erneuerbaren Energien ist somit nur das Szenario 2050NB als ansatzweise aussichtsreich zu bewerten.

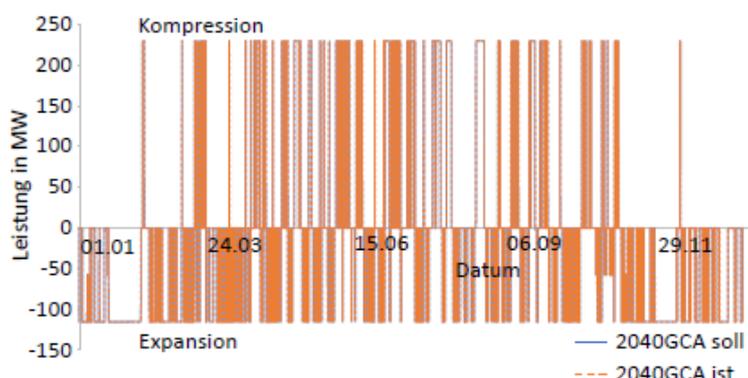


Abbildung 3.1- 7: Einsatz von Ein- und Ausspeichersteil der D-REC-Konfiguration bei stärkerer Bewirtschaftung im Szenario 2040GCA mit Vergleich von geforderter und lieferbarer Leistung.

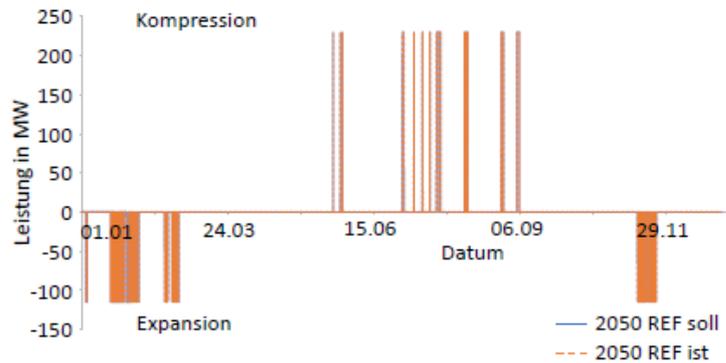


Abbildung 3.1- 8: Einsatz von Ein- und Ausspeichersteil der D-REC-Konfiguration bei schwacher Bewirtschaftung im Szenario 2050REF mit Vergleich von geforderter und lieferbarer Leistung.

Außerdem ist in beiden Abbildungen gut zu erkennen, dass die gemäß Einsatzoptimierung geforderten Lasten nahezu durchgehend technisch machbar sind. Zwischen Soll- und Istleistung sind keine nennenswerten Abweichungen auszumachen.

Im nächsten Schritt wurden die verschiedenen kraftwerkstechnischen Technologien miteinander verglichen. Der Vergleich unterschiedlicher oberirdischer Technologiekonzepte bei Nutzung des gleichen geologischen Speichers ist beispielhaft in Abbildung 3.1- 9 dargestellt. Daraus geht eine stärkere Nutzung des geologischen Massenspeichers bei den adiabaten Kraftwerkskonzepten hervor. Dabei ist allerdings zu beachten, dass diese im Gegensatz zum D-REC-Konzept keine Kombination mit einer Spitzenlastherzeugung aufweisen und daher für die gleiche Energiebereitstellung eine wesentlich größere Masseneinlagerung benötigen. Die stärkere Schwankung im Lagerstättendruck ist also zu einem Großteil auf die zusätzlich einzuspeisende Masse und weniger auf die eingespeiste Energie zurückzuführen.

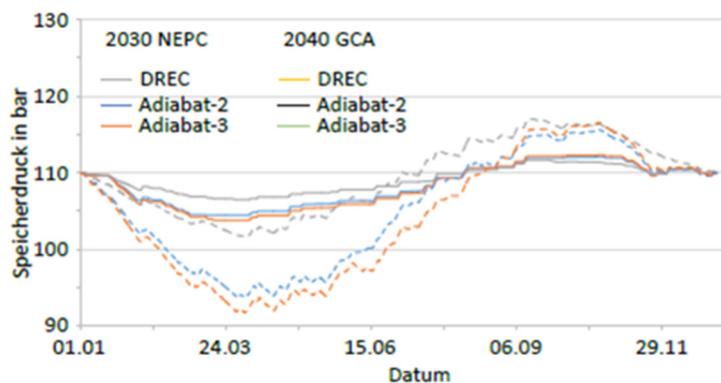


Abbildung 3.1- 9: Bewirtschaftung von Druckluftspeicherkraftwerken bei verschiedenen Anlagenkonzepten und unterschiedlich förderlichen Randbedingungen.

Die Unterschiede zwischen den adiabaten Konzepten mit zwei oder drei Stufen fallen relativ gering aus. Generell lässt sich auch hier festhalten, dass der saisonale Betrieb gegenüber dem kurzfristigen dominiert. Dazu lädt die große Kapazität des Porenspeichers sicher ein. Allerdings ist zu bedenken, dass adiabate Druckluftspeicherkraftwerke bei dieser Art der überwiegend saisonalen Bewirtschaftung einen sehr großen thermischen Speicher bräuchten, der dazu noch nur sehr geringe Standverluste aufweisen dürfte. Dies ist sowohl aus technischen wie aus ökonomischen Gründen als sehr unrealistisch zu beurteilen.

Auch für die netzgebundenen Wärmeversorgungssysteme wurde zunächst eine allein stehende Auslegungs- und Einsatzoptimierung mit den ersten ANGUS-Szenarien für das Jahr 2030 durchgeführt. Dabei wurden wiederum zwei Kriterien angelegt, nämlich die spezifischen Wärmegestehungskosten gemäß Gleichung 3.1-3

$$C_{LCOH} = \frac{I_0 - \sum_{t=0}^n \frac{E_t - A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{Q_t}{(1+i)^t}} \quad (\text{Gl. 3.1-3}),$$

in denen auf der Einnahmenseite keine Erlöse aus der Lieferung von Wärme an Abnehmer, sondern nur Einnahmen aus dem Verkauf elektrischer Energie ins Versorgungsnetz enthalten sind. Und die spezifischen Emissionen der Wärmebereitstellung nach Gleichung 3.1-4

$$e = \frac{\sum_{t=0}^n (Q_{t,fuel} e_{fuel} + (W_{t,el,P2H} - W_{t,el,KWK}) e_{t,el})}{\sum_{t=0}^n Q_t} \quad (\text{Gl. 3.1-4}),$$

in der neben den direkten Emissionen vor Ort auch die Emissionen, die durch den Betrieb von P2H-Elementen im jeweiligen Zeitschritt im elektrischen Netz verursacht oder durch KWK-Einheiten eingespart werden, berücksichtigt sind.

Abbildung 3.1- 10 zeigt die Ergebnisse der entsprechenden Optimierungen. Demnach bilden sich in allen betrachteten Szenarien deutliche Paretofronten aus. Es ist ebenfalls zu erkennen, dass die durch das umgebende Energiesystem vorgegebenen Randbedingungen die Kosten, zu denen Wärme bereitgestellt werden kann, ebenso beeinflussen wie das erreichbare Niveau an Emissionen.

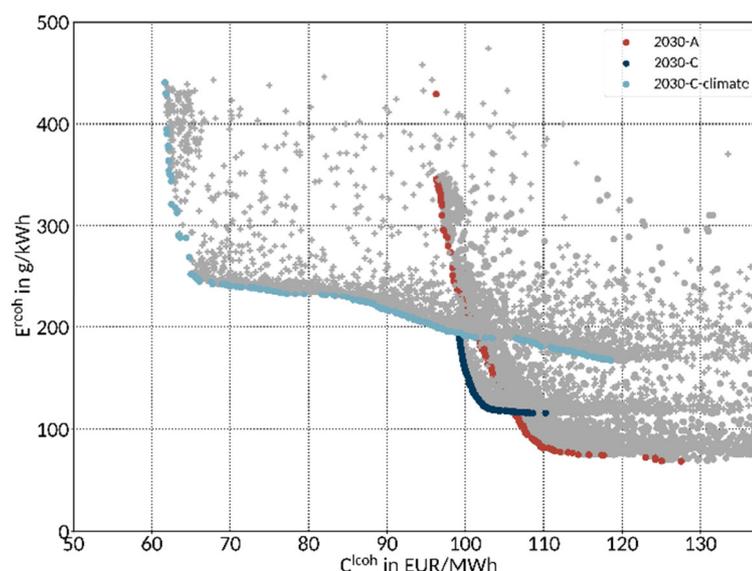


Abbildung 3.1- 10: Ergebnisse der multikriteriellen Auslegungs- und Einsatzoptimierung für ein multivalentes Wärmeversorgungssystem in verschiedenen Energieszenarien für das Jahr 2030.

Im Folgenden wird am Beispiel des Szenarios 2030-C erläutert, welche Mechanismen zum Tragen kommen. Dazu ist zunächst in Abbildung 3.1- 11 dargestellt, wie in einem beispielhaften Betriebszeitraum die Anlagen eingesetzt werden. Im Wesentlichen erfolgt der Einsatz dabei wiederum vom Strompreis getrieben. Bei hohen Strompreisen wird der Betrieb der KWK-Einheit angereizt, deren Betrieb sich dann nicht am Wärmebedarf orientiert, sondern möglichst hohe Einnahmen am Elektrizitätsmarkt erzielt. Die dabei zu viel bereitgestellte Wärme wird in den Speicher geliefert. Reicht die Kapazität der KWK-Anlage für die vollständige Deckung des Bedarfs nicht aus, wird der thermische Speicher entladen. Das geschieht auch dann, wenn moderate Strompreise vorliegen, bei denen sich der Betrieb der KWK-Einheit nicht lohnt, die aber auch nicht so gering sind, dass P2H-Einheiten wirtschaftlich attraktiv würden. Dementsprechend werden diese Teile der multivalenten Versorgungsanlage bei sehr niedrigen Strompreisen und dann wiederum nahezu unabhängig vom gegenwärtigen Wärmebedarf eingesetzt.

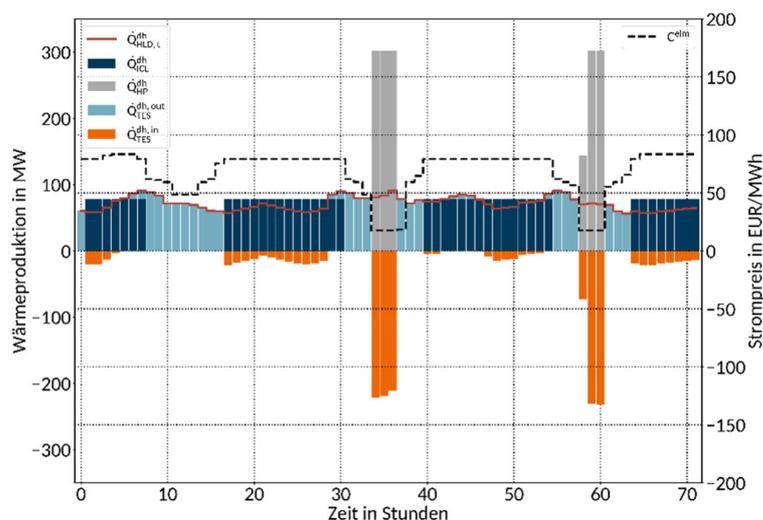


Abbildung 3.1- 11: Ausschnitt aus einem Betriebskollektiv als Ergebnis der kombinierten Optimierung bei im Szenario 2030-C.

Daher enthalten alle optimierten Systeme einen thermischen Speicher, wie Abbildung 3.1- 12 zu entnehmen ist. Ein größerer Speicher schafft demnach zusätzliche Freiheitsgrade, was beispielsweise die Reduktion von Emissionen betrifft. In der Regel werden darüber aber keine so großen Einnahmen oder Einsparungen am Elektrizitätsmarkt geliefert, dass die zusätzlichen Investitionen kompensiert werden.

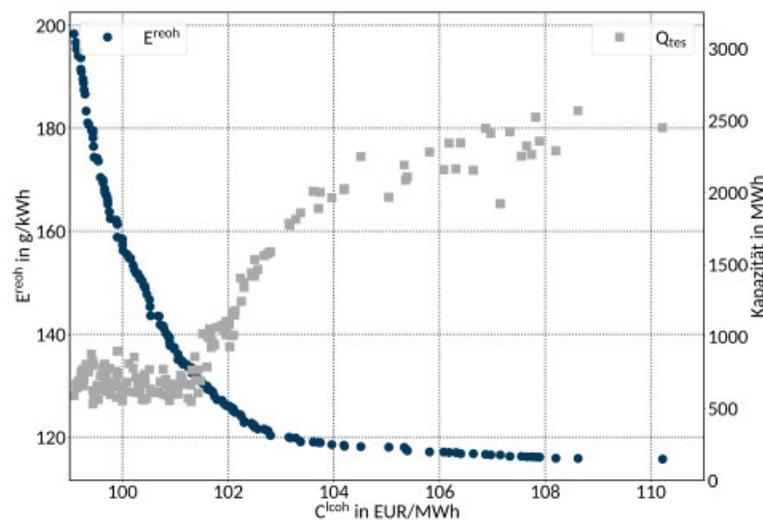


Abbildung 3.1- 12: Ergebnisse der multi-kriteriellen Auslegungsoptimierung hinsichtlich der Dimensionierung des thermischen Speichers in einem Wärmeversorgungssystem im Szenario 2030-C-Climate.

Es konnte also festgehalten werden, dass die Eigenschaften und das Betriebsverhalten multivalenter Wärmeversorgungsanlagen im Wesentlichen durch die Erzeugungseinheiten und nur mittelbar durch den Speicher geprägt werden. Insbesondere konnte gezeigt werden, dass für den Betrieb eines Speichers „Überschusssituationen“ auf Seiten der Wärmeerzeugung nötig sind. Wenn die Nutzung solcher Überkapazitäten attraktiv ist, stellt sich auch ein thermischer Speicher als nützlich dar. Darüber hinaus lässt sich ableiten, dass eine erhebliche ökologische Verbesserung von Wärmeerzeugungsanlagen oft schon zu geringen Mehrkosten erreicht werden kann. Für die kombinierte Optimierung muss allerdings festgehalten werden, dass aus Laufzeitgründen wiederum begrenzte Zeiträume als Ergebnis eine Zyklen-Cluster-Analyse behandelt wurden. Die Optimierung konnte demnach keine vollständig saisonale Speicherung berücksichtigen.

Daher wurden für die Entwicklung konsistenter Lastprofile technisch unterschiedlich zusammengesetzte Wärmeversorgungssysteme zusammenhängend über ein ganzes Jahr betrachtet. Weil nach der Zyklenanalyse Schwankungen des Strompreises eher weniger saisonal ausgeprägt sind, aber zu erwarten ist, dass sich das Niveau und die Schwankungen zwischen den langfristigen Szenarien unterscheiden, wurde dabei zum einen auf einen Unterschied in der Zusammensetzung der Erzeugungstechnologien geachtet, zum anderen aber auch eine Nutzung Abwärme (Mustrun) als Anreiz für saisonale Speicherung betrachtet. Es ergaben sich für die Erstellung der konsistenten Lastprofile damit die Anlagenkonfigurationen nach Tabelle 3.1-1. Diese vier Anlagenkonfigurationen wurden jeweils mit einem ATES mit einer Leistung von 12 MW und einem BTES mit einer Leistung von 6 MW kombiniert. Beide geothermischen Speicher wiesen dabei eine Kapazität von etwa 25 GWh auf. Ergänzt wurden beide eher auf saisonale Speicherung angelegten Geospeicher durch einen Pufferspeicher mit einer deutlich geringeren Kapazität von 0,5 GWh, aber einer höheren Leistung von 50 MW.

Tabelle 3.1-1: Leistung der verschiedenen Erzeugungseinheiten in multivalenten Wärmeversorgungssystemen in MW.

	KWK	KWK Mustrun	P2H	P2H Mustrun
BHKW	73,2	82,2	66,3	65,9
GUD	178,7	144,9	-	-
WP	43	35	220	200,4
EHK	372	326,2	348,7	295,3
Mustrun	-	53,8	-	53,8

Zunächst wurden die Speicherbewirtschaftung der verschiedenen Versorgungskonzepte für das Szenariojahr 2030 miteinander verglichen. Abbildung 3.1- 13 zeigt die Ergebnisse der Einsatzoptimierung für verschiedene Anlagenkonzepte, die einen ATES enthalten, Abbildung 3.1-14 die entsprechenden Ergebnisse für Konzepte mit einem BTES.

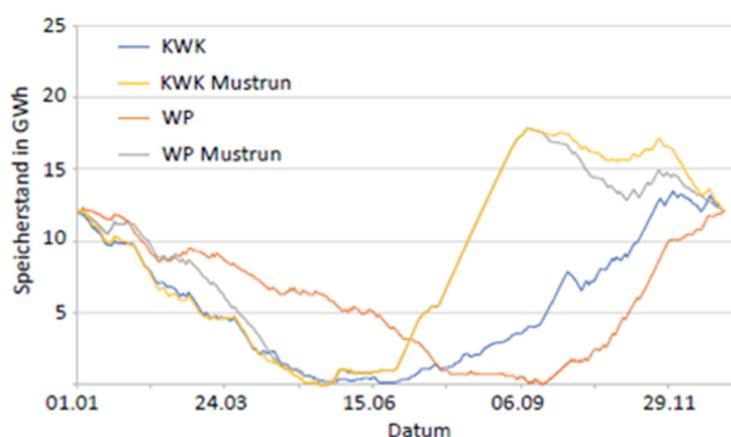


Abbildung 3.1- 13: Speicherbewirtschaftung für verschiedene multivalente Versorgungssysteme mit geologischem ATES unter den für 2030 unterstellten Rahmenbedingungen.

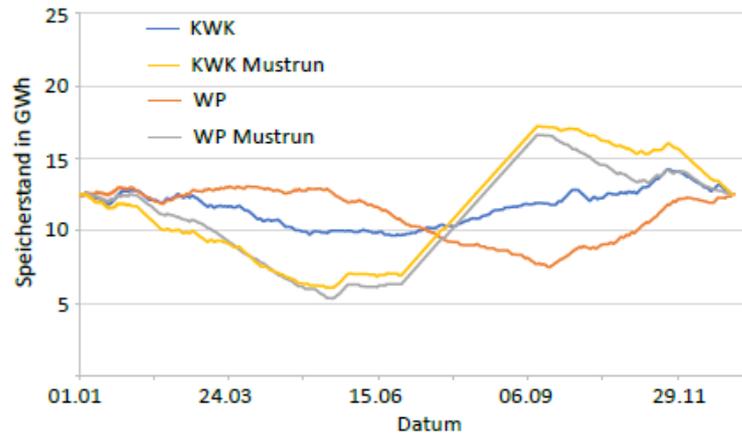


Abbildung 3.1- 14: Speicherbewirtschaftung für verschiedene multivalente Versorgungssysteme mit geologischem BTES unter den für 2030 unterstellten Rahmenbedingungen.

Eine aktive Speicherbewirtschaftung ist dabei insbesondere an einem Überschwingen der Speicherladung über den Jahresendwert zu erkennen. Dieses ist ausgeprägt nur bei den Konfigurationen mit erheblichem Mustrun-Anteil abzulesen. Bei den Konzepten ohne Mustrun-Anteil wird eher der Speicherverlust ausgeglichen, der bei ATES höher als bei BTES angesetzt wurde.

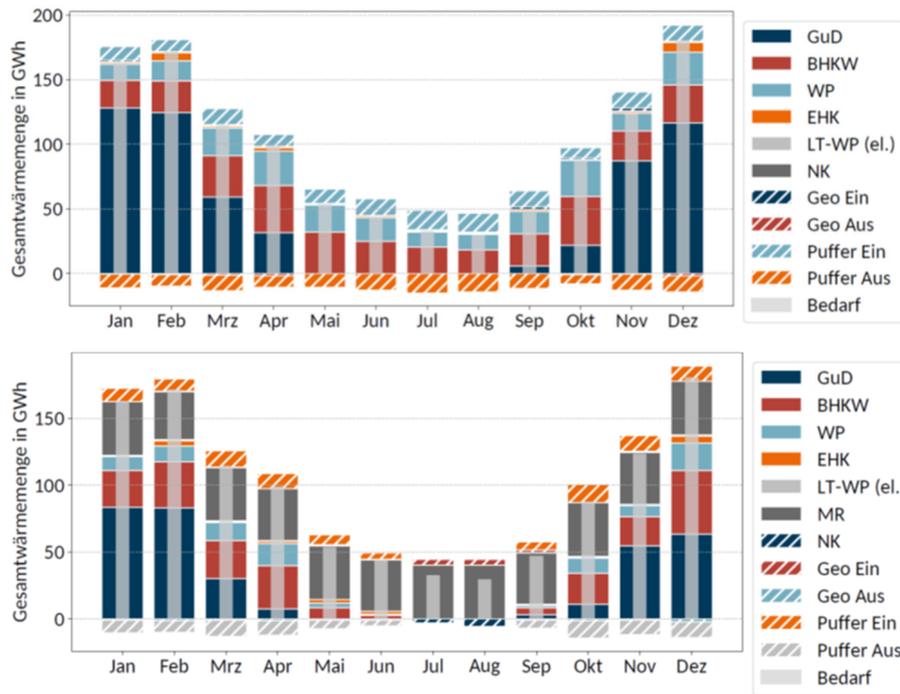


Abbildung 3.1- 15: Anteile verschiedener Erzeugungstechnologien an der Wärmebedarfsdeckung für BTES im Jahr 2030 mit KWK-orientiertem Versorgungssystem ohne (oben) und mit (unten) Mustrun-Kapazitäten

In Abbildung 3.1- 15 ist zu sehen, dass ohne Mustrun zwar eine intensive Nutzung des Pufferspeichers, aber demgegenüber quasi keine nennenswerte Bewirtschaftung des saisonalen Geospeichers erfolgt. Ferner verdrängt die Mustrun-Kapazität zunächst die KWK-Anteile der GuD-Einheit und dann in etwa gleichem Maße BHKW und Wärmepumpe. Im Sommer findet quasi keine Nutzung des Pufferspeichers mehr statt, weil das Dargebot der Mustrun-Kapazität den Wärmebedarf nahezu durchgehend übersteigt. Allerdings kann der BTES nicht die gesamte überschüssige Wärme aufnehmen, weil er in seiner Leistung begrenzt ist. An der entsprechenden Darstellung für die Kombination mit ATES in Abbildung 3.1- 16 ist zu erkennen, dass dort diese Einschränkung

aufgrund der höheren Leistung nicht greift. Ansonsten unterscheidet sich die Nutzung der Erzeugungseinheiten nicht besonders stark, auch wenn der ATES Speicher etwas stärker genutzt wird..

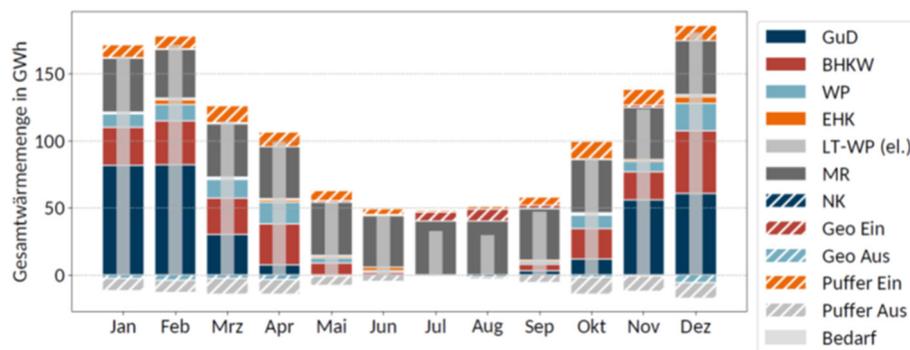


Abbildung 3.1- 16: Anteile verschiedener Erzeugungstechnologien an der Wärmebedarfsdeckung für ATES im Jahr 2030 mit KWK-orientiertem Versorgungssystem mit Mustrun-Kapazitäten

An der Gegenüberstellung der Speicherbewirtschaftung für ein Technologie-Setup in verschiedenen energiewirtschaftlichen Szenarien in Abbildung 3.1- 17 zeigt sich der verhältnismäßig geringe Einfluss der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf die Speicherbewirtschaftung. Lediglich im Szenario 2050REF fällt die Nutzung des Speichers auffällig stärker als in den übrigen Szenarien aus.

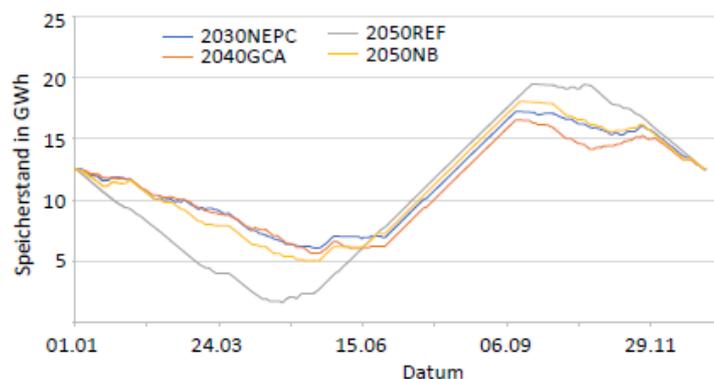


Abbildung 3.1- 17: Speicherbewirtschaftung für verschiedene ökonomische Randbedingungen für ein KWK-dominierendes Versorgungssystem mit Mustrun und BTES

In Abbildung 3.1- 18 ist darüber hinaus abzulesen, dass sich mit dem Fortschreiten der Dekarbonisierung des elektrischen Versorgungssystems zwar eine deutliche Verschiebung der sektorgekoppelten Wärmeerzeugung hin zu P2H ergibt, die Bewirtschaftung des Geospeichers davon aber nur wenig betroffen ist

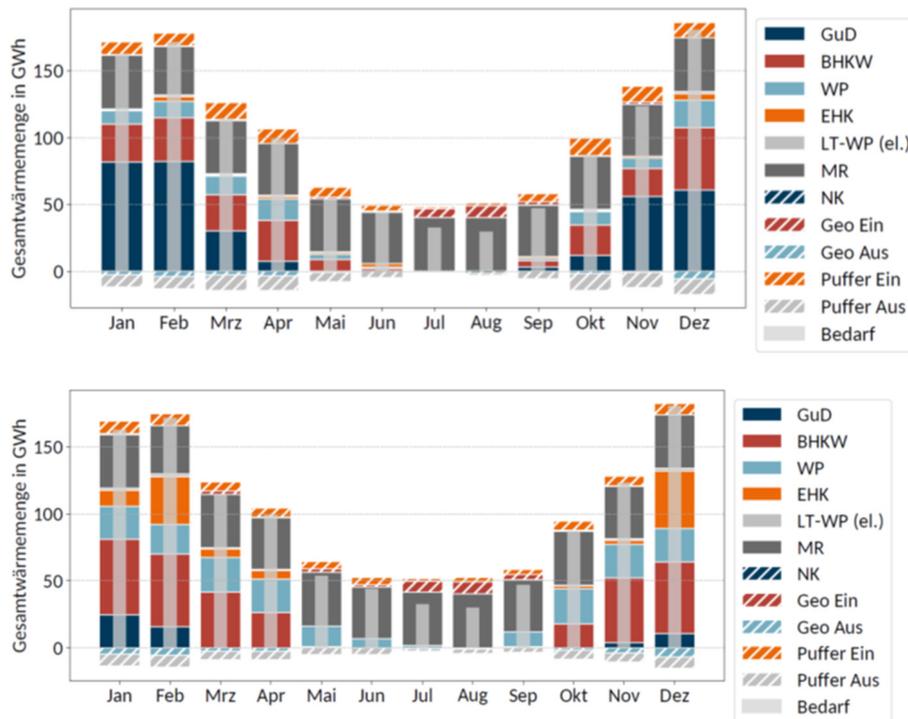


Abbildung 3.1- 18: Anteile verschiedener Erzeugungstechnologien an der Wärmebedarfsdeckung in KWK-orientierten multivalenten Versorgungssystemen mit Must-run und ATEs in den Jahren 2030 und 2050

Im Fall der multivalenten Wärmeversorgungssysteme lässt sich zusammenfassend für den Einsatz von Speichern mit einer im Verhältnis zur Leistung großen Kapazität ein eindeutiges Bild festhalten. Saisonale Speicherung hängt kaum von der Struktur des multivalenten Systems und auch wenig von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Ausschlaggebend für den Einsatz solcher Speicher, unter die in der Regel auch die geologischen Speicher fallen, ist einzig ein saisonal schwankendes Über- bzw. Unterangebot. Davon unabhängig ist die Nutzung von thermischen Pufferspeichern durchgehend erkennbar attraktiv.

In AP-3.1 konnte mit Hilfe der entwickelten Werkzeuge eine Vielzahl von szenarioartigen Simulationen durchgeführt werden, die Aufschluss über die technische Nutzung und ökonomische Attraktivität von energietechnischen Anlagen mit integriertem geologischen Speicher geben. Dabei zeigen sich für den wirtschaftlichen Betrieb Druckluftspeicherkraftwerke durchgehend schwierige Randbedingungen. Der Betrieb von saisonalen thermischen Energiespeichern kann jedoch eindeutig von Vorteil sein, sofern ein saisonal den Bedarf übersteigendes Angebot an regenerativer oder ansonsten ungenutzter Wärme vorliegt

Das für die Abbildung von Einzelanlagen entwickelte Simulationspaket und seine Einbindung in eine durchgängige Gesamtsimulation haben sich in der Anwendung als funktional erwiesen, weil dadurch belastbare Erkenntnisse gewonnen werden konnten. Für die Ableitung von Technologieperspektiven unterschiedlicher Technologien liegen mit der Anwendung der Werkzeuge in einem einen breiten Untersuchungsraum außerdem die erforderlichen inhaltlichen Grundlagen vor.

AP 4.2- Bestimmung eines Netz- und EE-Ausbaupfades bei starker Nutzung geologischer Speicher sowie Einbindung von Hochtemperatur-Wärmespeichern, Druckluftspeichern und Kleingeothermieanlagen mit jeweils spezifischen Speichernutzungskonzepten in die Energienetze; Ableiten von Nutzungsszenarien des Untergrunds

Aus Sicht der energietechnischen Einzelanlagen sollten im AP4.2 auf Basis der im Rahmen des Arbeitspakets AP-3.1 gewonnenen Ergebnisse aussichtsreiche Technologiepfade für Druckluftspeicherkraftwerke und netzgebundene Wärmeversorgungsanlagen mit geothermischem Speicher identifiziert werden. Diese werden im Folgenden für diese beiden Technologiegruppen separat diskutiert.

Für die Druckluftspeichertechnologien lässt sich zunächst festhalten, dass sich die mit Porenspeichern erreichten Wirkungsgrade zwar spürbar, aber nicht dramatisch von denen mit Kavernenspeichern unterscheiden. Der größere Unterschied zwischen den heute für Druckluftspeicher genutzten Kavernenspeichern und geologischen Porenspeichern ist darin zu sehen, dass es durch die große Kapazität von Porenspeichern bei intensiver Bewirtschaftung der Speicher zu deutlich saisonalen Effekten kommt. Zwischen Ein- und Ausspeichern liegt damit zum einen ein verhältnismäßig langer zeitlicher Abstand, zum anderen wird die Kapazität nicht hochfrequent, sondern in wenigen Zyklen im Jahr genutzt.

Letzteres bedeutet, dass die Investition in solche Anlagen in nur wenigen Betriebsstunden verdient werden muss. Das erfordert aus Sicht von Investoren und Betreibern solcher Anlagen, dass die im Betrieb erzielten Gewinne bezogen auf die gelieferte Energie sehr hoch sein müssen, wenn nicht zusätzlich noch eine hochfrequente Nutzung möglich ist. Diese ist in den im Rahmen des Vorhabens betrachteten Zukunftsszenarien lediglich übergangsweise im Szenariojahr 2040 und ansatzweise im Szenario 2050NB zu erkennen.

Darüber hinaus verringern lange Abstände zwischen Ein- und Ausspeicherung die technologische Passung zu adiabaten Konzepten massiv. Dies ist dadurch begründet, dass neben dem Massenspeicher auch ein thermischer Speicher benötigt wird. Dieser kann zum einen aufgrund des Temperaturniveaus nicht als günstiger Geospeicher ausgeführt werden, zum anderen sind die zwangsläufig zu erwartenden Standverluste bei langen Stillstandzeiten oder Zyklendauern von besonderer Bedeutung. Es ist also davon auszugehen, dass adiabate Konzepte für Druckluftspeicherviel eher als Kurzzeitspeicher in Frage kommen und dort langfristig mit hydraulischen Pumpspeicherkraftwerken und in geringerer Technologieskala auch mit elektrischen Batteriespeichern, gegebenenfalls auch als Teil von Elektromobilitätskonzepten, konkurrieren. Nur wenn die adiabaten Druckluftspeicherkraftwerke hier einerseits gegenüber den Konkurrenztechnologien günstigere Speicherkosten aufweisen und andererseits die Nutzung, wie oben beschrieben, häufig eintritt, sind die Investitionen in diese Technologie gerechtfertigt. Aus heutiger Sicht wäre eine solche Investition ohne Zweifel hoch risikobehaftet.

Dem Einsatz für auch längerfristige Speicherung kommt im Grundsatz das technologische Konzept der rekuperierten diabaten Systeme besser entgegen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass es sich um eine Kombination von Speicher- und Spitzenlastkraftwerk handelt, die ihre Berechtigung in zukünftigen vollständig regenerativen Systemen nur mit einem entsprechenden Brennstoff haben kann. Das bedeutet, dass dieses kraftwerkstechnische Konzept energiewirtschaftlich in Konkurrenz zu anderen Technologien steht, die mit einem synthetischen Brennstoff, wie beispielsweise Wasserstoff, Spitzenlasten zur Besicherung von Dunkelflauten bereitstellen. Hier weist das diabate Druckluftspeicherkraftwerk sicher Vorteile durch die überschaubare und reife Anlagentechnik auf. Gegenüber noch einfacheren Kraftwerkstechnologien, wie einfachen Gasturbinen, sind aber erheblich höhere Investitionskosten durch die Erschließung des Massenspeichers zu erwarten. Auch hier bietet also aus Akteurssicht sich keine verlässliche Perspektive.

Beide technologischen Grundkonzepte leiden also, unabhängig von der Frage, mit welcher Art von geologischem Speicher sie kombiniert werden, an den wirtschaftlich ungünstigen Rand-

bedingungen für elektrische Energiespeicher und der aus heutiger Sicht unklaren Konkurrenzsituation zu anderen Speichertechnologien. Sie werden aus heutiger Sicht im Markt nur dann attraktiv, wenn es eine gezielte Unterstützung der Speicherdienstleistung gibt oder wenn sich ein Markt für ebensolche Systemdienstleistungen sicher etabliert.

Weil das Energiesystem Speicher sowohl für kurzfristige als auch für langfristige Speicherung, wenn auch in überschaubarem Maß, durchaus fordert, ist eine Entwicklung des energiewirtschaftlichen Umfelds in diese Richtung zwar aus Sicht potenzieller Investoren denkbar, aber eine unsichere Perspektive, was besonders angesichts des nötigen Investitionsvolumens und der langen Projektierungsdauer gilt. Das bedeutet auch, dass Investitionen in Druckluftspeicherkraftwerke als Brückentechnologie, also für einen voraussichtlich durchaus attraktiven Betrieb nur in den Jahren mit einem Anteil von erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung zwischen 80 und 90 % aus Investorensicht nahezu ausgeschlossen sind.

Daher wird derzeit kaum ein potenzieller Anlagenbetreiber die Reservierung geologischer Ressourcen für die Verwendung mit Druckluftspeicherkraftwerken fordern. Ohne die verlässliche Aussicht auf einen zu erzielenden Gewinn ist die Technologieperspektive für alle Druckluftspeicherkraftwerke letztlich schwach. Daher können für diese Technologie auch allenfalls hypothetische Technologiepfade skizziert werden. Am ehesten scheint die Kombination aus diabatem Druckluftspeicherkraftwerk mit Kavernenspeicher die wahrscheinlichste Option. Um eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit zu erreichen, müssen aber die oben genannten Vorbedingungen erfüllt sein, nämlich ein verlässlich häufiger Einsatz bei hoher Preisspreizung oder ein Mechanismus, der die Investition auch bei seltenem Einsatz als Schattenkraftwerk absichert. Es ist davon auszugehen, dass dann, sollten tatsächlich Kavernenspeicher nicht mehr zur Verfügung stehen, allerdings auch ein Betrieb mit Porenspeichern technisch machbar ist.

Für Wärmespeicher in multivalenten Versorgungssystemen ergeben sich dagegen grundsätzlich gute Perspektiven. Speicher mit verhältnismäßig großer Leistung und kleiner Kapazität stehen als Pufferspeicher bereits heute verlässlich im Markt und stellen sich auch unter veränderlichen energiewirtschaftlichen Randbedingungen und bei verschiedenen Anlagenportfolios in multivalenten Wärmeversorgungsanlagen als attraktiv dar. Hier ist allerdings festzuhalten, dass für diese Dienstleistung bisher kaum geologische Speicher eingesetzt werden und dementsprechend andere etablierte technische Lösungen existieren. Im Grundsatz kommen hier aber auch geotechnische Lösungen in Frage, sofern die hinsichtlich der Beladungsraten darstellbar sind.

Geothermische Speicher kommen dagegen sicher für Aufgaben in Frage, bei denen die Dienstleistung im Bereich der mehrwöchigen und typischerweise saisonalen Verschiebung liegt. Für diese konnte im Rahmen des Vorhabens gezeigt werden, dass bei geeigneter Dimensionierung sowohl ATES- als auch BTES-Systeme dafür in Betracht kommen. Die Untersuchungen in AP3.1 haben allerdings gezeigt, dass für einen wirtschaftlich attraktiven Betrieb auf Seiten der Wärmeerzeugung bestimmte Voraussetzungen vorliegen müssen. Konkret kommen saisonale Wärmespeicher sinnvoll dort zum Einsatz, wo ein typischerweise sommerliches und deutliches Überangebot an regenerativer oder ansonsten ungenutzter Wärme bereitsteht. Perspektivisch ist das mit dem Einzug von solarthermischen Großanlagen in ländlichen Strukturen zu erwarten, wie sich heute beispielsweise schon in Dänemark zeigt. In urbanen Strukturen ist aus Platzgründen oft kein entsprechend großer Solaranteil zu erwarten. Hier spielt Abwärme als unflexible Wärmequelle im Einzelfall die größere Rolle.

Die Untersuchungen haben dagegen gezeigt, dass der Bedarf an saisonaler Speicherung von Wärme unter den oben genannten Voraussetzungen nahezu unabhängig von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist und auch von der Auslegung oder dem Betrieb der oberirdischen Anlagen nur sehr wenig beeinflusst werden. Das bedeutet eine sehr stabile Technologieperspektive für jede Art von saisonalem thermischen Speicher, solange die dafür leicht zu identifizierenden Voraussetzungen erfüllt sind. Auch ohne ein Vorliegen solcher Voraussetzungen ist die thermische Bewirtschaftung des geologischen Untergrunds aber langfristig in

jedem Fall von großem Interesse, weil die Bedeutung von Wärmepumpen unzweifelhaft mit dem Voranschreiten der Energiewende zunimmt.

Unter den Wärmepumpen nehmen die Erdwärmepumpen aufgrund der typischerweise vergleichsweise stabilen Quellentemperaturen eine bevorzugte Rolle ein. Das gilt sowohl für dezentrale Einzelanlagen als auch für Einheiten, die in multivalente Wärmeversorgungsanlagen eingebunden sind. Inwiefern dadurch im Untergrund eine Nutzungskonkurrenz entsteht, muss von geologischer Seite beurteilt werden. Es gilt hier aber festzuhalten, dass selbst eine Nutzungskonkurrenz nicht zum Ausschluss eines thermischen Speichers im geologischen Untergrund für die saisonale Verschiebung von Wärme in urbanen Strukturen führen muss. Vielmehr gibt es gerade in dichteren Siedlungsstrukturen die schon heute vielfach genutzte Möglichkeit, Wärmepumpen mit dem Abwasser von Kläranlagen oder anderen, zum Beispiel industriellen, Niedertemperatur-Abwärmquellen einzusetzen. Eine Kombination mit einem Untergrundspeicher bleibt dann weiter möglich.

Für saisonale geothermische Speicher ergibt sich also in zukünftigen netzgebundenen Wärmeversorgungssystemen im Einzelfall, der ausreichend häufig gegeben sein sollte, eine gute Perspektive. Die Wahl des Speichers zwischen ATES und BTES ist dabei aus Sicht der energietechnischen Anlage unerheblich und kann und wird daher von den geologischen Bedingungen am konkreten Standort abhängig gemacht werden. Es ist davon auszugehen, dass mit dem Fortschreiten der Energiewende die Attraktivität solcher Lösungen eher zu- als abnimmt, wie sich auch in den Szenarioanalysen gezeigt hat. Insofern können Lösungen, die sich an bestimmten Standorten als attraktiv darstellen auch als voraussichtlich zukunftssicher eingeordnet werden. Wie sich dabei die Konkurrenzposition von tieferen ATES oder BTES-Systemen im Vergleich zu einfachen Erdgrubenspeichern darstellt, ist in erster Line als geophysische Frage über die Standverluste zu beantworten.

Zur Einordnung der hier gefundenen Ergebnisse lässt sich festhalten: Die Ergebnisse bei den Druckluftspeichern decken sich mit der aktuellen Haltung der Akteure in der energiewirtschaftlichen Praxis: Elektrische Energiespeicher finden ohne erheblich veränderte Rahmenbedingungen kaum in den Markt. Die Technologieperspektive für Druckluftspeicherkraftwerke ist dementsprechend, unabhängig von Technologie und Art des Geospeichers schwach und darauf aufbauende Planungen mit erheblichen Risiken behaftet. Wärmespeicher stehen dagegen als Kurzzeitspeicher bereits im Markt, für saisonale Speicher gibt es bei Vorliegen saisonaler Verschiebeanreize und schon geringfügig stärkerer Wichtung ökologischer Kriterien eine energiewirtschaftlich relevante Perspektive in lokalen Netzen. Mindestens ebenso wichtig ist die thermische Bewirtschaftung des geologischen Untergrunds aber im Zusammenhang mit den aufkommenden Wärmepumpen.

Die Untersuchung verschiedener Technologien zur Nutzung des geologischen Untergrunds als Energiespeicher hat gezeigt, dass eine Vielzahl von Lösungen technisch umsetzbar ist. Allerdings ist der Bedarf an geologischen Ressourcen für die Speicherung elektrischer Energie, also beispielsweise mit Druckluftspeicherkraftwerken, wegen der wenig zuträglichen Rahmenbedingungen schwierig abzuschätzen, obwohl langfristig durchaus ein Speicherbedarf im System zu erwarten ist. Demgegenüber ist eine planvolle thermische Nutzung gleichermaßen notwendig wie attraktiv. Ob dabei die Funktion des Speichers wichtiger ist als die Rolle, die der geologische Untergrund im Zusammenhang mit geothermischen Wärmepumpen spielen kann, lässt sich nur beantworten, wenn die klar ist, welche Wechselwirkungen mit dem Bedarf an Speicherung elektrischer Energie besteht. Eine vorausschauende Planung sollte sowohl Speicherung als auch geothermische Nutzung berücksichtigen.

II.2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

AZA (CAU, EUF, HF, JGU)	Positionen wie AZA	Ausgaben (% von Gesamtausgaben)
Personal	357.268,16 €	99,6 %
Sächliche Verwaltungsausgaben ohne Dienstreisen	-	-
Dienstreisen	1.325,83 €	0,4 %
Gegenstände/ Investitionen von mehr als 410 €	-	-
SUMME: 358.593,99 €		100 %

Die obenstehende Tabelle fasst die wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises zusammen. Es ist zu erkennen, dass die Zuwendung nahezu ausschließlich für die Beschäftigung von Personal verwendet wurde. Innerhalb dieser Position entfällt wiederum ein Anteil von fast 99 % auf Beschäftigte der Tarifgruppe E 13.

II.3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die geleisteten Arbeiten dienten im Arbeitspaket 2 der Entwicklung eines für die Durchführung des Vorhabens geeigneten Software-Instrumentariums. Dazu ist festzuhalten, dass eine konsistente vom Energiesystem bis zum geologischen Speicher reichende Modellierung zu Beginn des Vorhabens nicht existierte. Dementsprechend waren nicht nur die Arbeiten zur Entwicklung einer Schnittstelle zwischen den verschiedenen Ebenen des integrierten Modells in AP 2.3 notwendig. Vielmehr war es auch unverzichtbar, im AP 2.2 eine Software zur Abbildung der energietechnischen Anlagen zu entwickeln, die hier nahtlos eingebunden werden kann und dem Anspruch einer frei zugänglichen Open-Source-Lösung gerecht wird. Diese Arbeit erforderte den Einsatz entsprechend vorqualifizierten Personals. Dabei wurde dieses Personal im Projekt nur für die Anpassung und Weiterentwicklung der Simulationssoftware mit Blick auf energietechnische Anlagen, die mit geologischen Speichern kombiniert werden, eingesetzt. Entwicklungen am Programmkern der Software TESPY wurden demgegenüber nicht aus dem Projekt finanziert, obwohl sie ihm durchaus zugutekamen. Insofern ist der Ressourceneinsatz hier auch in hohem Maße als dem Projekt angemessen zu bezeichnen. Entsprechendes gilt für die Entwicklung der Open-Source-Software zur kombinierten Auslegungs- und Einsatzoptimierung energietechnischer Anlagen. Diese war für die Szenarienanalysen in Arbeitspaket 3 ebenfalls notwendig und zu Beginn des Vorhabens nicht verfügbar. Auch hier wurden Projektressourcen nur für die Anpassung an Druckluftspeicherkraftwerke und Wärmeversorgungsstrukturen mit thermischem Speicher eingesetzt. Die allgemeine Architektur der Optimierung wurde vom dadurch vorqualifizierten Personal außerhalb des Projektes entwickelt. Es lässt sich festhalten, dass die Zuwendung den spezifischen Zielen des Vorhabens gemäß bei der Entwicklung des Modellierungsinstrumentariums äußerst aufgabengerecht und maßvoll eingesetzt wurde.

Im Arbeitspaket 3 wurden die zum großen Teil neuartigen Modellierungswerkzeuge erstmals für die umfangreiche Simulation energietechnischer Einzelanlagen in verschiedensten energietechnischen Szenarien und in Kombination mit unterschiedlichen geologischen Speichern eingesetzt. Abgesehen davon, dass solche Analysen selbstverständlich bis dato nicht vorlagen, erforderte dies wiederum wissenschaftliches Personal, das einerseits mit der speziellen Methodik und Software sicher umgehen konnte und andererseits in der Lage war, einen sehr umfangreichen und komplexen Untersuchungsraum zu überblicken. Zum Großteil wurde hier Personal eigens für das Vorhaben eingesetzt. Eine Kombination der bei der Durchführung der Szenarienanalysen in AP 3.1 geleisteten Arbeiten mit anderen Projekten des Zuwendungsempfängers war nicht möglich. Gleichzeitig waren die umfangreichen aber Simulationsarbeiten unverzichtbar, um eine solide Grundlage für die Einordnung der untersuchten Technologien in zukünftige Nutzungsszenarien in Arbeitspaket 4 zu schaffen. Insofern zeigen sich auch hier Notwendigkeit und Angemessenheit der im Rahmen des Vorhabens geleisteten Arbeiten.

Schließlich war für die Interpretation der Simulationsergebnisse und deren Einordnung in größere Zusammenhänge zur Bewertung der Technologieperspektive in Arbeitspaket 4 wiederum erfahrenes wissenschaftliches Personal erforderlich. Die entsprechenden Arbeiten in AP 4.2 bauten dabei auf den Arbeiten aus den vorgenannten Arbeitspaketen auf, was nochmals deren Notwendigkeit unterstreicht. Insgesamt ergab sich so für die Erreichung der Vorhabenziele ein erheblicher durch hohe Komplexität und inhaltliche Breite gekennzeichnete personeller und zeitlicher Aufwand, der ohne den Einsatz erfahrenen Personals und die Förderung im Rahmen dieses Projekts nicht hätte geleistet werden können.

II.4. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses

Im Projekt konnten neue wissenschaftliche Erkenntnisse zur Technologieperspektive der untersuchten Konzepte gewonnen werden, die aus einer separaten Betrachtung von geologischen, betriebs- und systemtechnischen Aspekten bislang nicht abgeleitet werden konnten. Die hier gewonnenen Erkenntnisse können von Akteuren der Energiewirtschaft und –politik zur Bewertung der behandelten Technologien herangezogen werden und so eine Basis zur Ableitung strategischer Entscheidungen bilden.

Mit den Werkzeugen zur Betriebsmodellierung sowie Einsatz- und Auslegungsoptimierung von Druckluftspeicherkraftwerken und Anlagen zur netzgekoppelten Wärmeversorgung wurden im Projekt Simulations- und Planungswerkzeuge entwickelt, die für Akteure der Energiewirtschaft von erheblichem Nutzen sein können, indem Sie für eigene Untersuchungen verwendet und den jeweiligen Gegebenheiten angepasst werden. Die Software steht beliebigen Nutzern kostenlos zur Verfügung, erfordert aber auch eine gewisse Einarbeitung.

Weil bei den Modellen durchgehend das Open-Source-Prinzip umgesetzt wurde, ist eine direkte Vermarktung der Werkzeuge selbst zwar nicht möglich. Sehr wohl können aber mit den im Projekt erarbeiteten Softwarelösungen Beratungs-, Planungs- und Schulungsdienstleistungen erbracht werden. Besonders hervorzuheben ist dabei das an der Hochschule Flensburg entwickelte und für das Vorhaben verwendete Softwarepaket TESP_y, das über das Open Energy Modelling Framework (oemof) zur Verfügung gestellt wird. Es kann für die im Projekt betrachteten Sachgegenstände, aber auch für die Abbildung anderer thermischer Energieanlagen von einem großen Kreis von Anwendern für verschiedene Zwecke genutzt werden.

Es hat sich schon jetzt gezeigt, dass die im Rahmen des Projekts entwickelte Software zur Simulation energietechnischer Einzelanlagen für den Einsatz in wissenschaftlichen Forschungsvorhaben im Bereich der thermischen Energietechnik interessant ist. Dies ist nicht zuletzt auf die Kostenfreiheit und die quelloffene Umsetzung zurückzuführen. Entsprechendes gilt für die Einsatzoptimierung auf Basis von oemof-solph.

II.5. Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordener Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Während der Durchführung sind dem Zuwendungsempfänger keine Ergebnisse oder Methoden anderer Akteure bekannt geworden, die sich in das Vorhaben einbinden lassen hätten um den Projektfortschritt zu beschleunigen. Auch sind dem Zuwendungsempfänger keine Arbeiten Dritter bekannt geworden, die das Vorhaben oder dessen Ergebnisse in Frage gestellt hätten.

II.6. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses

Aus dem Vorhaben heraus hat sich eine Reihe von Veröffentlichungen ergeben, in die Projektergebnisse eingeflossen sind. Diese sind im Folgenden in alphabetischer Reihenfolge aufgeführt:

Gasanzade F, Pfeiffer WT, Witte F, Tuschy I, Bauer S (2021) Subsurface renewable energy storage capacity for hydrogen, methane and compressed air – A performance assessment study from the North German Basin. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 149:111422

Hilpert S, Kaldemeyer C, Krien U, Günther S, Wingenbach C, Plessmann G (2018) The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling. *Energy Strategy Reviews* 22:16-25

Kaldemeyer C (2021) Optimization of Energy System Design and Operation using Multi-Objective Evolutionary Algorithms and Mixed-Integer Linear Programming. Dissertation, Europa-Universität Flensburg

Kaldemeyer C, Boysen C, Tuschy I (2018) A Generic Formulation of Compressed Air Energy Storage as Mixed Integer Linear Program – Unit Commitment of Specific Technical Concepts in Arbitrary Market Environments. *Materials Today: Proceedings* 5: 22835-22849

Krien U, Schönfeldt P, Launer J, Hilpert S, Kaldemeyer C, Pleßmann G (2020) oemof.solph—A model generator for linear and mixed-integer linear optimisation of energy systems. *Software Impacts* 6:100028

Pfeiffer WT, Witte F, Tuschy I, Bauer S (2021) Coupled power plant and geostorage simulations of porous media compressed air energy storage (PM-CAES). *Energy Conversion and Management* 249:114849

Pfeiffer WT, Witte F, Tuschy I, Bauer S (2019). Test cases for a coupled powerplant and geostorage model to simulate compressed air energy storage in geological porous media. *Proceedings of 11th International Conference on Applied Energy, Part 4 Vol. 05*

Witte F (2020). TESPpy: Thermal Engineering Systems in Python (Online Documentation). <https://tespy.readthedocs.io/>. Zugriff am 22. Dezember 2021

Witte F (2021). TESPpy: Thermal Engineering Systems in Python (Software Archive). <https://doi.org/10.5281/zenodo.5101409>

Witte F, Kaldemeyer, C (2019) Cycle Detection in Time Series: CyDeTS. <https://doi.org/10.5281/zenodo.2806946>

Witte F, Tuschy I (2020) TESPpy: Thermal Engineering Systems in Python. *Journal of Open Source Software* 5:2178

III. KURZFASSUNG

Energiespeicher werden als wichtiger Baustein zukünftiger Energieversorgungssysteme gesehen. Dementsprechend groß ist das Interesse verschiedenster Disziplinen an der Erforschung dazugehöriger Grundlagen und der Entwicklung system- und marktgerechter technischer Lösungen. Allerdings fokussieren sich verschiedene Wissenschaftsbereiche und Akteure der praktischen Energiewirtschaft häufig sehr stark innerhalb der Grenzen ihrer jeweils eigenen Disziplin. Dabei ist für die Identifikation tragbarer Konzepte doch sicher das Ineinandergreifen verschiedener Perspektiven von Nöten. Energiespeicherung im geologischen Untergrund ist ein Beispiel dafür. Exemplarisch ist gut nachzuvollziehen, dass etwa bei der Beurteilung thermischer Geospeicher die energiewirtschaftlichen Anforderungen, die technische Umsetzung und die physikalischen Auswirkungen im Untergrund gesamthaft betrachtet werden müssen.

Ziele des Verbundprojekts ANGUSII waren daher die Entwicklung von entsprechend holistischen Methoden zur Dimensionierung und Wirkungsanalyse geotechnischer Speicher für Wasserstoff, synthetisches Methan, Druckluft und Wärme, sowie die Integration der hier entwickelten Methoden in Konzepte der unterirdischen Raumplanung. Ziel des Teilprojekts „Simulation energietechnischer Einzelanlagen“ war dabei die Entwicklung und Anwendung eines Modellinstrumentariums zur wirtschaftlich-technischen Simulation und Optimierung von Energiespeicheranlagen im umgebenden Versorgungssystem.

Im Rahmen des Teilvorhabens wurde zunächst sowohl für die beispielhaft betrachteten Druckluftspeicherkraftwerke als auch für multivalente netzgebundene Wärmeversorgungssysteme eine Auswahl wärme- und kraftwerktechnischer Anlagen getroffen, die als repräsentativ für ein zukünftig denkbare Technologiespektrum im Zusammenhang mit geologischen Energiespeichern gelten kann. Mit Hilfe eines generischen open-source Softwarekonzepts konnten die entsprechenden Anlagen dann komponentengetreu abgebildet werden, um so ihren Betrieb zu simulieren. Die so entstandenen technisch-thermodynamischen Betriebsmodelle sind alleinstehend verwendbar und können darüber hinaus über geeignete Schnittstellen auch direkt an geotechnische Simulationen angebunden werden. Darauf aufbauenden Programme zur Optimierung von Einsatz und Auslegung der oben genannten Anlagen aus Betreibersicht wurden ebenfalls im Projekt entwickelt und können nun für Studien zur Technologieperspektive verschiedener Anlagenkonzepte genutzt werden.

Mit diesem Instrumentarium konnte im Rahmen des Vorhabens eine Vielzahl von szenarioartigen Simulationen durchgeführt werden, die Aufschluss über die technische Nutzung und ökonomische Attraktivität von energietechnischen Anlagen mit integriertem geologischen Speicher geben. Die Untersuchung verschiedener Druckluftspeichertechnologien hat dabei zwar gezeigt, dass eine Vielzahl von Lösungen technisch umsetzbar ist. Allerdings sind in vielen zukünftigen Szenarien, obwohl langfristig im System durchaus ein Speicherbedarf zu erwarten ist, die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Speicherung elektrischer Energie eher ungünstig. Demgegenüber ist eine planvolle Nutzung thermischer Energiespeicher gleichermaßen notwendig wie attraktiv. Als Pufferspeicher wird thermische Speicherung in jedem Fall, wie heute schon, attraktiv bleiben. Aber auch für saisonale Speicherung in geologischen Formationen, für die sich sowohl Aquiferspeicher als auch Erdsondenspeicher einsetzen lassen, bestehen gute Aussichten, wenn ein Dargebot an saisonal überschüssiger Wärme vorhanden ist, etwa aus Abwärmenutzung oder aus solar-thermischen Quellen. Dabei ist eine Kombination mit geothermischen Wärmepumpen denkbar.

Folglich wird die Nutzung des Untergrunds für Druckluftspeicher vermutlich auf wenige Anwendungsfälle begrenzt bleiben, die im Einzelfall allerdings schon einen wichtigen Beitrag zur Speicherung elektrischer Energie leisten können. Eine vorausschauende Ressourcenplanung für den Untergrund sollte aber unbedingt sowohl die thermische Speicherung als auch eine geothermische Nutzung vorsehen. Für Machbarkeitsstudien und Planungen konkreter Vorhaben kann auch unter Berücksichtigung zukünftiger energiewirtschaftlicher Entwicklungen die hier entwickelte und für beliebige Anwender frei verfügbare Software genutzt werden.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel Schlussbericht zum Verbundvorhaben ANGUS II: Auswirkungen der Nutzung des geologischen Untergrundes als thermischer, elektrischer oder stofflicher Speicher Integration unterirdischer Speichertechnologien in die Energiesystem-transformation am Beispiel des Modellgebietes Schleswig-Holstein Teilprojekt "Simulation energietechnischer Einzelanlagen"	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Cynthia Boysen, Cord Kaldemeyer, Fahim Sadat, Ilja Tuschy, Francesco Witte	5. Abschlussdatum des Vorhabens 30.06.2021
	6. Veröffentlichungsdatum
	7. Form der Publikation Schlussbericht
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Hochschule Flensburg	9. Ber.-Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen 03ET6122D
	11. Seitenzahl 59
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) BMWi	13. Literaturangaben 11
	14. Tabellen 2
	15. Abbildungen 34
16. DOI (Digital Object Identifier)	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)	
18. Kurzfassung Energiespeicher, darunter auch geologische Energiespeicher, werden als wichtiger Baustein zukünftiger Energieversorgungssysteme gesehen. Dementsprechend groß ist das Interesse verschiedenster Disziplinen an der Erforschung dazugehöriger Grundlagen und der Entwicklung system- und marktgerechter technischer Lösungen. Allerdings fehlt häufig das für die Identifikation tragbarer Konzepte nötige Ineinandergreifen verschiedener Perspektiven Ziele des Verbundprojekts ANGUSII waren daher die Entwicklung von entsprechend holistischen Methoden zur Dimensionierung und Auswirkungsanalyse geotechnischer Speicher und Ziel des Teilprojekts „Simulation energietechnischer Einzelanlagen“ die Entwicklung und Anwendung eines Modellinstrumentariums zur wirtschaftlich-technischen Simulation und Optimierung von Energiespeicheranlagen im umgebenden Versorgungssystem. Mit einem generischen open-source Softwarekonzept wurden Druckluftspeicherkraftwerke und Wärmeversorgungsanlagen komponentengetreu abgebildet. Die so entstandenen Betriebsmodelle sind alleinstehend verwendbar und können darüber hinaus über geeignete Schnittstellen auch direkt an geotechnische Simulationen angebunden werden. Zur Beurteilung der Technologieperspektive verschiedener Anlagenkonzepte wurden außerdem darauf aufbauenden Programme zur Optimierung von Einsatz und Auslegung der oben genannten Anlagen aus Betreibersicht entwickelt. Damit wurden Simulationen durchgeführt werden, die Aufschluss über die technische Nutzung und ökonomische Attraktivität von energietechnischen Anlagen mit integriertem geologischen Speicher in zukünftigen Energieversorgungssystemen geben. Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Speicherung elektrischer Energie in Druckluftspeichertechnologien sind demnach eher ungünstig. Dagegen ist eine Nutzung geologischer Formationen als thermischer Energiespeicher, attraktiv. Für saisonale Speicherung bestehen gute Aussichten, wenn ein Dargebot an saisonal überschüssiger Wärme vorhanden ist.	
19. Schlagwörter Modellierung energietechnischer Anlagen, geologische Energiespeicher, thermische Energiespeicher, Druckluftspeicherkraftwerke, Wärmeversorgungsanlagen, Betriebsoptimierung, Auslegungsoptimierung, Simulation, oemof, TESP, Modellkopplung	
20. Verlag	21. Preis

Nicht änderbare Endfassung mit der Kennung 1518803-7

Document control sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication) Veröffentlichung (Publikation)	
3. title Schlussbericht zum Verbundvorhaben ANGUS II: Auswirkungen der Nutzung des geologischen Untergrundes als thermischer, elektrischer oder stofflicher Speicher Integration unterirdischer Speichertechnologien in die Energiesystem-transformation am Beispiel des Modellgebietes Schleswig-Holstein Teilprojekt "Simulation energietechnischer Einzelanlagen"		
4. author(s) (family name, first name(s)) Cynthia Boysen, Cord Kaldemeyer, Fahim Sadat, Ilja Tuschy, Francesco Witte	5. end of project 30.06.2021	
	6. publication date	
	7. form of publication Document Control Sheet	
8. performing organization(s) name, address Hochschule Flensburg	9. originators report no.	
	10. reference no. 03ET6122D	
	11. no. of pages 59	
12. sponsoring agency (name, address) BMW i	13. no. of references 11	
	14. no. of tables 2	
	15. no. of figures 34	
16. DOI (Digital Object Identifier)		
17. presented at (title, place, date)		
18. abstract <p>Energy storage, including geological energy storage, is regarded as a key technology for future energy supply systems. Consequently, there is a strong interest of many different disciplines in both basic research and development of respective technical solutions that suit both market and energy system requirements. However, although needed to identify viable concepts, an integrated view comprising different scientific perspectives is often missing.</p> <p>The aim of the research project ANGUS II was to develop holistic methods for dimensioning geological energy storage plants and for analyzing the impact of respective systems both on the geological underground and on the surrounding energy supply structure. The objective of the sub-project "Simulation energietechnischer Einzelanlagen" was to develop and apply a model toolbox for techno-economical simulation and optimization of thermal energy plants used in combination with energy storage with respect to the energy system.</p> <p>Using a generic open-source software concept compressed air energy storage plants and different heat supply technologies were modelled on a component basis. From that operation models were derived for both stand-alone application and for model coupling with geo-technical simulation models. Additionally, models for integrated optimization of design and operation of respective plants were developed in order to assess the technology perspective of different concepts.</p> <p>Using these models a variety of simulations of different technical energy systems with integrated geo-storage was performed to identify expected operation and economical attractiveness. It turned out that economical boundary conditions for compressed air energy storage plants are rather challenging. In contrast to that the utilization of geo-storage for heat storage is much more attractive. Seasonal storage is triggered especially if respective resources, like e.g. must run heat generation, lead to excess and shortage on a seasonal basis</p>		
19. keywords Modelling of thermal energy systems, geological energy storage, thermal energy storage, compressed air energy storage plants, heat supply structures, optimization of plant operation, optimization of plant design, simulation, oemof, TESP, coupled simulation models		
20. publisher	21. price	

Nicht änderbare Endfassung mit der Kennung 1604378-11